

**UNIVERSIDADE FEDERAL DA PARAÍBA**  
CENTRO DE ENERGIAS ALTERNATIVAS E RENOVÁVEIS PROGRAMA DE  
PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

## **Dissertação de Mestrado**

**Análise de Confiabilidade do Sistema Elétrico de  
uma Plataforma de Produção de Petróleo e Gás**

João Pessoa

2020

PATRÍCIO FERNANDES DE CASTRO

**ANÁLISE DE CONFIABILIDADE DO SISTEMA ELÉTRICO DE UMA  
PLATAFORMA DE PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica – PPGEE, da Universidade Federal da Paraíba – UFPB, como requisito parcial para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Área de concentração: Sistemas Elétricos

Orientador: Prof. Dr. Yuri Percy Molina Rodriguez

Co-orientador: Prof. Dr. Fabrício Braga Soares de Carvalho

JOÃO PESSOA

2020

**Catalogação na publicação  
Seção de Catalogação e Classificação**

C355a Castro, Patrício Fernandes de.

Análise de Confiabilidade do Sistema Elétrico de uma Plataforma de Produção de Petróleo e Gás / Patrício Fernandes de Castro. - João Pessoa, 2020.

175 f. : il.

Orientação: Yuri Percy Molina Rodriguez.

Coorientação: Fabrício Braga Soares de Carvalho.

Dissertação (Mestrado) - UFPB/CEAR.

1. Confiabilidade. 2. Sistemas Elétricos. 3. Índices de Confiabilidade. 4. FPSO. 5. Geração de Energia. 6. Distribuição de Energia. 7. PowerFactory®. 8. Petrobras. I. Rodriguez, Yuri Percy Molina. II. Carvalho, Fabrício Braga Soares de. III. Título.

UFPB/BC

UNIVERSIDADE FEDERAL DA PARAÍBA – UFPB  
CENTRO DE ENERGIAS ALTERNATIVAS E RENOVÁVEIS – CEAR  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA - PPGEE

A Comissão Examinadora, abaixo assinada, aprova a Dissertação

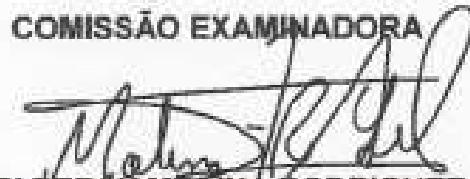
**ANÁLISE DE CONFIABILIDADE DO SISTEMA ELÉTRICO DE UMA  
PLATAFORMA DE PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS**

Elaborado por

**PATRÍCIO FERNANDES DE CASTRO**

como requisito parcial para obtenção do grau de  
**Mestre em Engenharia Elétrica.**

COMISSÃO EXAMINADORA

  
PROF. DR. YURLPERCY MOLINA RODRIGUEZ (Presidente)

  
PROF. DR. FABRÍCIO BRAGA SOARES DE CARVALHO

  
PROF. DR. HELON DAVID DE MACEDO BRAZ

  
PROF. DR. FRANKLIN MARTINS PEREIRA PAMPLONA

Aos meus amados pais, Paulo e Maria José, a eles todos os créditos pela minha  
educação e pessoa que me tornei.

À minha amada esposa lara, e ao meu amado filho Heitor, pelo tempo que deixamos  
de estar juntos e pelo apoio que sempre me foi dado.

Dedico

## **AGRADECIMENTOS**

Primeiramente a Deus pela força dada para a execução desse trabalho.

À Petrobras na pessoa do Sr. Renato Zuchi pela autorização para utilização dos dados necessários para a realização desse trabalho.

Ao Prof. Dr. Yuri Percy Molina, pela dedicação nas correções e orientações neste período de aprendizado.

Ao Prof. Dr. Fabrício Soares Braga de Carvalho pelo apoio dado e pelas orientações no período.

Aos meus colegas de pós-graduação que tornaram um período de longa dedicação em algo divertido.

*“O pessimista vê dificuldade em cada oportunidade;  
o otimista vê oportunidade em cada dificuldade”.*

(Winston Churchill)

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

<b>FIGURA 2.1</b>	HISTÓRICO DE ARTIGOS RELACIONADOS À CONFIABILIDADE DE SISTEMAS ELÉTRICOS	<b>30</b>
<b>FIGURA 2.2</b>	TAXA DE FALHA DE UM SISTEMA PARA UM INTERVALO DE TEMPO 100 HORAS	<b>34</b>
<b>FIGURA 2.3</b>	FUNÇÃO DENSIDADE DE PROBABILIDADE DE FALHA DE UM SISTEMA PARA 100 HORAS	<b>35</b>
<b>FIGURA 2.4</b>	FUNÇÃO DENSIDADE DE PROBABILIDADE DE FALHA	<b>37</b>
<b>FIGURA 2.5</b>	FUNÇÃO DENSIDADE DE PROBABILIDADE ACUMULADA DE FALHA (PROBABILIDADE DE FALHA)	<b>37</b>
<b>FIGURA 2.6</b>	TAXA DE FALHA	<b>38</b>
<b>FIGURA 2.7</b>	SISTEMA SÉRIE DE DOIS COMPONENTES	<b>40</b>
<b>FIGURA 2.8</b>	SISTEMA PARALELO DE DOIS COMPONENTES	<b>41</b>
<b>FIGURA 2.9</b>	SISTEMA COM COMPONENTES SÉRIE E PARALELO	<b>43</b>
<b>FIGURA 2.10</b>	SISTEMA COM COMPONENTES SÉRIE E PARALELO REDUZIDO DA FIGURA 2.9	<b>44</b>
<b>FIGURA 2.11</b>	SISTEMA EM PONTE	<b>45</b>
<b>FIGURA 2.12</b>	SUBSISTEMA EQUIVALENTE PARA A CONDIÇÃO DO COMPONENTE “E” OPERACIONAL	<b>46</b>
<b>FIGURA 2.13</b>	SUBSISTEMA EQUIVALENTE PARA A CONDIÇÃO DO COMPONENTE “E” EM FALHA	<b>46</b>
<b>FIGURA 2.14</b>	CUT SETS SISTEMA EM PONTE DA FIGURA 2.11	<b>48</b>
<b>FIGURA 2.15</b>	MODELO DE DOIS ESTADOS PARA GERADORES	<b>56</b>
<b>FIGURA 2.16</b>	MODELO DE QUATRO ESTADOS PARA GERADORES	<b>57</b>
<b>FIGURA 2.17</b>	MODELAGEM PARA ANÁLISE DE CONFIABILIDADE DE UM SISTEMA DE GERAÇÃO	<b>59</b>

<b>FIGURA 2.18</b>	CURVA DE DURAÇÃO DE CARGA DO SISTEMA ELÉTRICO	<b>60</b>
<b>FIGURA 2.19</b>	CURVA DE DURAÇÃO DE CARGA DO SISTEMA ELÉTRICO - ENERGIA NÃO SUPRIDA	<b>62</b>
<b>FIGURA 3.1</b>	UNIFILAR GERAL DO FPSO	<b>77</b>
<b>FIGURA 3.2</b>	CURVA DE DURAÇÃO DE CARGA DO FPSO	<b>90</b>
<b>FIGURA 3.3</b>	SISTEMA SIMULADO NO <i>POWERFACTORY®</i>	<b>94</b>
<b>FIGURA 3.4</b>	SISTEMA ELÉTRICO IEEE STD 493 <i>GOLD BOOK</i> (2007) ITEM 3.3.4.1 IMPLEMENTADO NO <i>POWERFACTORY®</i>	<b>108</b>
<b>FIGURA 3.5</b>	VALORES DE LPIF E LPIT OBTIDOS NA SIMULAÇÃO NO <i>POWERFACTORY®</i>	<b>111</b>
<b>FIGURA 4.1</b>	CURVA DE DURAÇÃO DE CARGA DO SISTEMA	<b>115</b>
<b>FIGURA 4.2</b>	GRÁFICO DE CONVERGÊNCIA LOLP CENÁRIO "A"	<b>117</b>
<b>FIGURA 4.3</b>	GRÁFICO DE CONVERGÊNCIA EDNS CENÁRIO "A"	<b>118</b>
<b>FIGURA 4.4</b>	GRÁFICO DA PROBABILIDADE ACUMULADA DE CADA ESTADO DE GERAÇÃO CENÁRIO "A"	<b>119</b>
<b>FIGURA 4.5</b>	GRÁFICO DE CONVERGÊNCIA LOLP CENÁRIO "B"	<b>121</b>
<b>FIGURA 4.6</b>	GRÁFICO DE CONVERGÊNCIA EDNS CENÁRIO "B"	<b>122</b>
<b>FIGURA 4.7</b>	GRÁFICO DA PROBABILIDADE ACUMULADA DE CADA ESTADO DE GERAÇÃO CENÁRIO "B"	<b>123</b>
<b>FIGURA A2.2.1</b>	PÁGINA INICIAL DO <i>LOAD FLOW CALCULATION</i>	<b>157</b>
<b>FIGURA A2.3.1</b>	PÁGINA INICIAL DO <i>GENERATION ADEQUANCY ANALYSIS</i>	<b>160</b>
<b>FIGURA A2.3.2</b>	JANELA PARA RODAR A <i>GENERATION ADEQUANCY ANALYSIS</i>	<b>161</b>
<b>FIGURA A2.4.1</b>	PÁGINA INICIAL DO <i>RELIABILITY ASSESSMENT</i>	<b>162</b>
<b>FIGURA A2.4.2.1</b>	JANELA <i>RELIABILITY REPORTS</i>	<b>164</b>

<b>FIGURA A2.4.11.1</b>	CAIXA DE DIÁLOGO <i>SHOW CONTINGENCIES</i>	<b>167</b>
<b>FIGURA A2.4.11.2</b>	SELEÇÃO DA CONTINGÊNCIA	<b>168</b>
<b>FIGURA A2.4.11.3</b>	CAIXA DE DIÁLOGO DA CONTINGÊNCIA	<b>169</b>
<b>FIGURA A2.4.11.4</b>	DIÁLOGO DA CONTINGÊNCIA: CRIAÇÃO DE EVENTO	<b>169</b>
<b>FIGURA A2.4.11.5</b>	DIÁLOGO EVENTOS DE CHAVEAMENTO	<b>170</b>
<b>FIGURA A2.4.11.6</b>	DIÁLOGO CRIAÇÃO DE OBJETO <i>SWITCH EVENT</i>	<b>170</b>
<b>FIGURA A2.4.11.7</b>	DIÁLOGO <i>SWITCH EVENT</i>	<b>171</b>
<b>FIGURA A2.4.11.8</b>	SELEÇÃO DO DISPOSITIVO DE MANOBRA	<b>171</b>
<b>FIGURA A2.4.11.9</b>	DIÁLOGO <i>SWITCH EVENT</i> : DISPOSITIVO DE CHAVEAMENTO	<b>172</b>
<b>FIGURA A2.4.11.10</b>	DIÁLOGO EVENTOS DE CHAVEAMENTO: NOVO EVENTO	<b>172</b>
<b>FIGURA A2.4.11.11</b>	DIÁLOGO DA CONTINGÊNCIA: ASSOCIAÇÃO DE EVENTO DE CHAVEAMENTO CONCLUÍDA	<b>173</b>
<b>FIGURA A2.4.11.12</b>	CAIXA DE DIÁLOGO COM CONTINGÊNCIA EDITADA	<b>173</b>

## LISTA DE TABELAS

<b>TABELA 2.1</b>	COMPARATIVO 1 ENTRE O CÁLCULO DE CONFIABILIDADE DO SISTEMA EM PONTE UTILIZANDO OS MÉTODOS DE PROBABILIDADE CONDICIONAL E <i>CUT SET</i>	<b>49</b>
<b>TABELA 2.2</b>	COMPARATIVO 2 ENTRE O CÁLCULO DE CONFIABILIDADE DO SISTEMA EM PONTE UTILIZANDO OS MÉTODOS DE PROBABILIDADE CONDICIONAL E <i>CUT SET</i>	<b>49</b>
<b>TABELA 2.3</b>	CÁLCULO APROXIMADO DE CONFIABILIDADE DO SISTEMA EM PONTE PELO MÉTODO <i>CUT SET</i>	<b>50</b>
<b>TABELA 2.4</b>	TABELA DE PROBABILIDADES DE CAPACIDADES INDISPONÍVEIS	<b>67</b>
<b>TABELA 3.1</b>	CARGAS DO <i>TOPSIDE</i>	<b>84</b>
<b>TABELA 3.2</b>	CARGAS DO CASCO	<b>86</b>
<b>TABELA 3.3</b>	CARGA E CONSUMIDORES POR PAINEL	<b>91</b>
<b>TABELA 3.4</b>	DADOS OPERACIONAIS DOS GERADORES PRINCIPAIS DO FPSO	<b>96</b>
<b>TABELA 3.5</b>	PARÂMETROS DE CONFIABILIDADE DOS GERADORES PRINCIPAIS	<b>96</b>
<b>TABELA 3.6</b>	MODELOS ESTOCÁSTICOS DOS GERADORES PRINCIPAIS	<b>97</b>
<b>TABELA 3.7</b>	MODELO ESTOCÁSTICO DO GERADOR GE-TG-5147001C MODIFICADO	<b>97</b>
<b>TABELA 3.8</b>	CALENDÁRIO DE MANUTEÇÃO GE-TG-5147001A	<b>98</b>
<b>TABELA 3.9</b>	CALENDÁRIO DE MANUTEÇÃO GE-TG-5147001B	<b>99</b>
<b>TABELA 3.10</b>	CALENDÁRIO DE MANUTEÇÃO GE-TG-5147001C	<b>100</b>
<b>TABELA 3.11</b>	CALENDÁRIO DE MANUTEÇÃO GE-TG-5147001D	<b>101</b>
<b>TABELA 3.12</b>	DADOS DE CONFIABILIDADE DOS EQUIPAMENTOS DO SISTEMA ELÉTRICO SIMULADO	<b>104</b>

	DADOS DE CONFIABILIDADE DOS	109
<b>TABELA 3.13</b>	COMPONENTES DO SISTEMA ELÉTRICO DO IEEE STD 493 <i>GOLD BOOK</i> (2007)	
<b>TABELA 3.14</b>	COMPARATIVO ENTRE OS CÁLCULOS DO IEEE STD 493 <i>GOLD BOOK</i> (2007) E A SIMULAÇÃO NO <i>POWERFACTORY®</i> - LPIF E LPIT	111
<b>TABELA 3.15</b>	COMPARATIVO ENTRE OS CÁLCULOS DO IEEE STD 493 <i>GOLD BOOK</i> (2007) E A SIMULAÇÃO NO <i>POWERFACTORY®</i> - DISPONIBILIDADE	113
<b>TABELA 4.1</b>	TABELA DE PROBABILIDADES DE CAPACIDADES INDISPONÍVEIS CENÁRIO “A”	118
<b>TABELA 4.2</b>	ERRO DA SIMULAÇÃO: PROBABILIDADES DOS ESTADOS DO SISTEMA DE GERAÇÃO CENÁRIO “A”	120
<b>TABELA 4.3</b>	TABELA DE PROBABILIDADES DE CAPACIDADES INDISPONÍVEIS CENÁRIO “B”	122
	ERRO DA SIMULAÇÃO: PROBABILIDADES DOS	124
<b>TABELA 4.4</b>	ESTADOS DO SISTEMA DE GERAÇÃO CENÁRIO “B”	
<b>TABELA 4.5</b>	TABELA DE PROBABILIDADES DE CAPACIDADES INDISPONÍVEIS COMPARATIVA ENTRE OS	125
	CENÁRIOS “A” E “B”	
<b>TABELA 4.6</b>	ÍNDICES DE CONFIABILIDADE DO SISTEMA: OPERAÇÃO NORMAL	127
<b>TABELA 4.7</b>	CONTRIBUIÇÃO DE EQUIPAMENTOS PARA OS ÍNDICES DE CONFIABILIDADE DO SISTEMA: OPERAÇÃO NORMAL	127
<b>TABELA 4.8</b>	ÍNDICES DE CONFIABILIDADE NOS PONTOS DE CARGA: OPERAÇÃO NORMAL	128
<b>TABELA 4.9</b>	ÍNDICES DE CONFIABILIDADE DO SISTEMA: <i>TIE</i> / <i>IS-LIMITER</i> DO PN-5143001 INDISPONÍVEL	129

<b>TABELA 4.10</b>	CONTRIBUIÇÃO DE EQUIPAMENTOS PARA OS ÍNDICES DE CONFIABILIDADE DO SISTEMA: <i>TIE / IS-LIMITER</i> DO PN-5143001 INDISPONÍVEL	<b>129</b>
<b>TABELA 4.11</b>	ÍNDICES DE CONFIABILIDADE NOS PONTOS DE CARGA: <i>TIE / IS-LIMITER</i> DO PN-5143001 INDISPONÍVEL	<b>130</b>
<b>TABELA 4.12</b>	ÍNDICES DE CONFIABILIDADE DO SISTEMA: TRANSFORMADOR TF-5143001A INDISPONÍVEL	<b>131</b>
<b>TABELA 4.13</b>	CONTRIBUIÇÃO DE EQUIPAMENTOS PARA OS ÍNDICES DE CONFIABILIDADE DO SISTEMA: TRANSFORMADOR TF-5143001A INDISPONÍVEL	<b>131</b>
<b>TABELA 4.14</b>	ÍNDICES DE CONFIABILIDADE NOS PONTOS DE CARGA: TRANSFORMADOR TF-5143001A INDISPONÍVEL	<b>132</b>
<b>TABELA 4.15</b>	ÍNDICES DE CONFIABILIDADE DO SISTEMA: TRANSFORMADOR TF-5143001B INDISPONÍVEL	<b>133</b>
<b>TABELA 4.16</b>	CONTRIBUIÇÃO DE EQUIPAMENTOS PARA OS ÍNDICES DE CONFIABILIDADE DO SISTEMA: TRANSFORMADOR TF-5143001B INDISPONÍVEL	<b>134</b>
<b>TABELA 4.17</b>	ÍNDICES DE CONFIABILIDADE NOS PONTOS DE CARGA: TRANSFORMADOR TF-5143001B INDISPONÍVEL	<b>134</b>
<b>TABELA 4.18</b>	ÍNDICES DE CONFIABILIDADE DO SISTEMA: TRANSFORMADOR TF-5143002A INDISPONÍVEL	<b>135</b>
<b>TABELA 4.19</b>	CONTRIBUIÇÃO DE EQUIPAMENTOS PARA OS ÍNDICES DE CONFIABILIDADE DO SISTEMA: TRANSFORMADOR TF-5143002A INDISPONÍVEL	<b>136</b>
<b>TABELA 4.20</b>	ÍNDICES DE CONFIABILIDADE NOS PONTOS DE CARGA: TRANSFORMADOR TF-5143002A INDISPONÍVEL	<b>136</b>
<b>TABELA 4.21</b>	ÍNDICES DE CONFIABILIDADE DO SISTEMA: TRANSFORMADOR TF-5143002B INDISPONÍVEL	<b>137</b>

<b>TABELA 4.22</b>	CONTRIBUIÇÃO DE EQUIPAMENTOS PARA OS ÍNDICES DE CONFIABILIDADE DO SISTEMA: TRANSFORMADOR TF-5143002B INDISPONÍVEL	<b>138</b>
<b>TABELA 4.23</b>	ÍNDICES DE CONFIABILIDADE NOS PONTOS DE CARGA: TRANSFORMADOR TF-5143002B INDISPONÍVEL	<b>138</b>
<b>TABELA 4.24</b>	ÍNDICES DE CONFIABILIDADE DO SISTEMA: TRANSFORMADOR TF-5143501A INDISPONÍVEL	<b>139</b>
<b>TABELA 4.25</b>	CONTRIBUIÇÃO DE EQUIPAMENTOS PARA OS ÍNDICES DE CONFIABILIDADE DO SISTEMA: TRANSFORMADOR TF-5143501A INDISPONÍVEL	<b>140</b>
<b>TABELA 4.26</b>	ÍNDICES DE CONFIABILIDADE NOS PONTOS DE CARGA: TRANSFORMADOR TF-5143501A INDISPONÍVEL	<b>141</b>
<b>TABELA 4.27</b>	ÍNDICES DE CONFIABILIDADE DO SISTEMA: TRANSFORMADOR TF-5143501B INDISPONÍVEL	<b>142</b>
<b>TABELA 4.28</b>	CONTRIBUIÇÃO DE EQUIPAMENTOS PARA OS ÍNDICES DE CONFIABILIDADE DO SISTEMA: TRANSFORMADOR TF-5143501B INDISPONÍVEL	<b>143</b>
<b>TABELA 4.29</b>	ÍNDICES DE CONFIABILIDADE NOS PONTOS DE CARGA: TRANSFORMADOR TF-5143501B INDISPONÍVEL	<b>143</b>
<b>TABELA 4.30</b>	COMPARATIVO DOS ÍNDICES DE CONFIABILIDADE DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO PARA AS TOPOLOGIAS OPERACIONAIS ANALISADAS	<b>144</b>
<b>TABELA A2.4.12.1</b>	JANELA DE SAÍDA DO POWERFACTORY® COM OS ÍNDICES DE CONFIABILIDADE CALCULADOS	<b>174</b>
<b>TABELA A2.4.13.1</b>	CONTRIBUIÇÕES DOS COMPONENTES EM VALORES ABSOLUTOS	<b>175</b>
<b>TABELA A2.4.13.2</b>	CONTRIBUIÇÕES DOS COMPONENTES EM VALORES PERCENTUAIS	<b>175</b>

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ACCI	<i>Average Customer Curtailment Index</i>
AENS	da sigla em Inglês para “Energia Média Não Suprida”
ASAI	da sigla em Inglês para “Disponibilidade Média do Serviço”
ASUI	da sigla em Inglês para “Indisponibilidade Média do Serviço”
bpd	Barris por dia
CAIDI	da sigla em Inglês para “Duração Média da Interrupção para o Consumidor”
CAIFI	da sigla em Inglês para “Frequência Média de Interrupção do Consumidor”
CCM	Centro de Controle de Motores
CDC	Centro de Distribuição de Cargas
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
DIC	Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão
EDNS	da sigla em Inglês para “Demanda Esperada Não Suprida”
EIR	da sigla em Inglês para “Índice de Confiabilidade de Energia”
ENS	da sigla em Inglês para “Energia Esperada Não Suprida”
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
FIC	Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão
FPSO	da sigla em Inglês para “Unidade Flutuante de Produção, Armazenamento e Transferência”
GGI	Gerador de Gás Inerte
HPU	da sigla em Inglês para “Unidade Hidráulica de Potência”

IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
LOEE	da sigla em Inglês para “Energia Esperada Não Suprida”
LOLE	da sigla em Inglês para “Número Esperado de Horas Interrupção de Potência durante o período avaliado
LPIF	da sigla em Inglês para “Frequência de Interrupção no Ponto de Carga”
LPIT	da sigla em Inglês para “Tempo de Interrupção no Ponto de Carga”
MTBF	da sigla em Inglês para “Tempo Médio Entre Falhas”
MTTF	da sigla em Inglês para “Tempo Médio para Falha”
MTTR	da sigla em Inglês para “Tempo Médio de Reparo”
PN	Painel Elétrico
SAIDI	da sigla em Inglês para “Duração Média da Interrupção do Sistema”
SAIFI	da sigla em Inglês para “Frequência Média de Interrupção do Sistema”
SDV	<i>Shutdown Valve</i>
TF	Transformador
TG	Turbogerador
UEP	Unidade Estacionária de Produção de Petróleo e Gás
UPS	da sigla em Inglês para “Sistema de Energia Ininterrupta”

## LISTA DE SÍMBOLOS

A	Disponibilidade
a	Ano
C	Capacidade de Geração
c	Consumidor
C <sub>c</sub>	Número Total de Unidades Consumidoras Faturadas do Conjunto no Período
D	Tempo Médio em Serviço por Ocasião de Demanda
Δ	Duração de um estado
Ē	Valor Esperado ou Esperança
E	Energia
f	Função Densidade de Probabilidade
ƒ	Frequência de Falha
f <sub>c</sub>	Fator de Carga
f <sub>g</sub>	Quantidade de geradores indisponíveis
ƒ <sub>k</sub>	Frequência do Estado k
F <sub>rk</sub>	Frequência de Ocorrência da Contingência k
h	Horas
I	Interrupções
L	Carga ou Demanda
m	Tempo Médio até a Falha
n	Número de Falhas
N <sub>i</sub>	Número de Consumidores no Ponto de Conexão i.
N <sub>a<sub>i</sub></sub>	Número de Consumidores Afetados no Ponto de Conexão i.
P	Probabilidade
p <sub>k</sub>	Probabilidade de um Estado k
p <sub>i</sub>	Probabilidade de um Estado i
P <sub>rk</sub>	Probabilidade de Ocorrência da Contingência k
P <sub>s</sub>	Probabilidade de Falha na Partida

- q Probabilidade do gerador estar indisponível
- Q Probabilidade de Falha
- R Probabilidade de Sucesso ou Confiabilidade
- r Tempo Médio de Reparo
- $S_g$  Quantidade de Geradores Disponíveis para Atendimento da Carga
- T Tempo Médio Entre Falhas
- $\bar{T}$  Tempo Médio de Reserva Parada Entre os Períodos de Demanda
- t Tempo ou Período
- $t_s$  Tempo de Interrupção
- U Indisponibilidade
- $\lambda$  Taxa de Falha ou Função de Risco
- $\mu$  Taxa de Reparo
- $\sigma$  Desvio Padrão

## RESUMO

### ANÁLISE DE CONFIABILIDADE DO SISTEMA ELÉTRICO DE UMA PLATAFORMA DE PRODUÇÃO DE PETRÓLEO

Nesse trabalho é realizada uma análise de confiabilidade de um sistema elétrico de uma plataforma de produção de petróleo (tipo FPSO), utilizando o *software PowerFactory®*. As taxas de falhas e tempos de reparo, para o sistema de geração principal, foram obtidos do sistema de geração real de uma plataforma; para o sistema de distribuição esses dados foram obtidos a partir da literatura técnica disponível. O estudo avalia os índices de confiabilidade dos sistemas de geração e distribuição da plataforma comparando-se o desempenho de confiabilidade em diferentes cenários e topologias operacionais. A curva de duração de carga de um ano de operação da plataforma foi levantada e carregada na simulação executada. Para o sistema de geração principal, dois cenários foram simulados, sendo um deles com dados de falha dos geradores de acordo com levantamento realizado e o outro cenário desconsiderando uma falha de 1.528 horas em um dos geradores. Sendo assim, o modelo de risco da geração principal foi obtido com o cálculo da Probabilidade de Corte de Carga e da Demanda Esperada Não Suprida. Utilizando como ferramenta o Método da Frequência e Duração, foram adicionadas ao modelo de risco as tabelas de probabilidades das capacidades indisponíveis para cada cenário analisado no sistema de geração principal. No sistema de distribuição, foram analisadas oito topologias operacionais, sendo elas a operação normal do sistema e sete topologias de contingências definidas em padrão operacional do sistema elétrico da plataforma. Nesta simulação, foram calculados os índices de confiabilidade do sistema e dos pontos de conexão. Diferentemente do praticado em grande parte das análises de confiabilidade de sistemas distribuição, a falha em modo comum entre os turbogeradores principais e a alimentação elétrica de seus auxiliares foi considerada.

**Descritores:** Confiabilidade, Sistemas Elétricos, Índices de Confiabilidade, FPSO, Geração de Energia, Distribuição de Energia, *PowerFactory®*, Petrobras.

## ABSTRACT

### RELIABILITY ANALYSIS OF AN OIL PRODUCTION PLATAFORM POWER SYSTEM

In this work, a reliability analysis of an oil production FPSO (Floating Production Storage and Offloading) platform's electrical power system was performed using the PowerFactory® software. The failure rates and repair times, for the main generation system, were obtained from a platform generation system; for the distribution system, data were obtained from the available technical literature. This study evaluates the platform's reliability indexes for the generation and distribution systems by comparing the reliability performance in different operational scenarios and topologies. The platform's load duration curve for one year of operation had been raised and used at the simulation. For the main generation system, two scenarios had been simulated, one with failure data from the generators according to electrical system's data and other scenario disregarding a failure that took 1,528.37 hours to be repaired in one of the generators. Therefore, the main generation risk model had been formed though the calculation of the Loss of Load Probability and Expected Demand Not Supplied. Using Frequency and Duration Method, the capacity outage probability tables had been added to the risk model for each main generation system simulated scenario. At the distribution system, eight operational topologies had been analyzed, in which one was the normal system's operation and the other seven are contingency topologies defined according to a platform's electrical system operational standard. At this simulation, system's reliability indexes and load points indexes had been calculated. Differently of what practiced in most of electrical distribution systems reliability analyzes, the common mode failure between main turbogenerators and the power source of their auxiliaries had been taken into account.

**Key words:** Reliability, Power Systems, Reliability Indexes, FPSO, Power Generation, Power Distribution, PowerFactory®, Petrobras

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>23</b>
1.1	JUSTIFICATIVA E MOTIVAÇÃO	23
1.2	OBJETIVOS	24
1.2.1	Objetivo Geral	24
1.2.2	Objetivos Específicos	24
1.3	CONTRIBUIÇÕES DO TRABALHO	25
1.4	ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO	25
<b>2</b>	<b>REVISÃO DA LITERATURA</b>	<b>27</b>
2.1	DESENVOLVIMENTO HISTÓRICO	27
2.2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	31
2.2.1	DISTRIBUIÇÕES DE PROBABILIDADE NO CÁLCULO DA CONFIABILIDADE	31
2.2.2	DISTRIBUIÇÃO EXPONENCIAL	36
2.2.3	CÁLCULO DE CONFIABILIDADE DE SISTEMAS	39
2.2.3.1	Cálculo de confiabilidade para sistemas em série	39
2.2.3.2	Cálculo de confiabilidade para sistemas em paralelo	41
2.2.3.3	Tempo médio até a falha para sistemas série e paralelo	42
2.2.3.3.1	Tempo médio até a falha sistema série	42
2.2.3.3.2	Tempo médio até a falha sistema paralelo	43
2.2.3.4	Cálculo de confiabilidade para sistemas compostos série e paralelo	43
2.2.3.5	Modelamento de Sistemas Complexos	44
2.2.3.5.1	Método da Probabilidade Condicional	45
2.2.3.5.2	Método do <i>Cut Set</i> Mínimo	47
2.2.4	SISTEMAS REPARÁVEIS	51
2.2.5	CONFIABILIDADE APLICADA A SISTEMAS ELÉTRICOS	53
2.2.5.1	Confiabilidade Aplicada ao Sistema de Geração	54
2.2.5.1.1	Modelo do sistema de geração	55
2.2.5.1.2	Índice de Interrupções	58
2.2.5.1.3	Intervenções Planejadas	61

2.2.5.1.4	Índices de Interrupção de Energia	61
2.2.5.1.5	Método da Frequência e Duração	63
2.2.6	CONFIABILIDADE APLICADA AO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO	67
2.2.7	ÍNDICES ADICIONAIS DE CONFIABILIDADE PARA O SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO	69
2.2.7.1	Índices orientados ao consumidor	69
2.2.7.2	Índices orientados à carga	73
<b>3</b>	<b>MATERIAIS E MÉTODOS</b>	<b>76</b>
3.1	SISTEMA ELÉTRICO DO FPSO	76
3.1.1	Sistema Elétrico do <i>Topside</i>	78
3.1.2	Sistema Elétrico do Casco	81
3.1.3	Lista de Cargas e Curva de Duração de Carga da Plataforma	83
3.2	SISTEMA ELÉTRICO SIMULADO	91
3.2.1	Análise de Capacidade de Geração	95
3.2.2	Análise de Confiabilidade da Distribuição	102
3.3	VALIDAÇÃO DO SOFTWARE DE SIMULAÇÃO	107
<b>4</b>	<b>RESULTADOS</b>	<b>115</b>
4.1	ANÁLISE DE CAPACIDADE DE GERAÇÃO	115
4.1.1	Cenário “A” da Geração Principal: parâmetros de confiabilidade da Tabela 3.6	116
4.1.2	Cenário “B” da Geração Principal: parâmetros da Tabela 3.6 para os geradores GE-TG-5147001A/B/D e da Tabela 3.7 para o GE-TG-5147001C.	120
4.2	AVALIAÇÃO DOS RESULTADOS DA ANÁLISE DE CAPACIDADE DE GERAÇÃO	124
4.3	ANÁLISE DE CONFIABILIDADE DA DISTRIBUIÇÃO	125
4.3.1	Topologia “A” da Distribuição: Operação Normal	127
4.3.2	Topologia “B” da Distribuição: Operação do Sistema Elétrico <i>Tie / IS-Limiter</i> do PN-5143001 indisponível	128
4.3.3	Topologia “C” da Distribuição: Operação do Sistema Elétrico com o transformador TF-5143001A indisponível	130

4.3.4	Topologia “D” da Distribuição: Operação do Sistema Elétrico com o transformador TF-5143001B indisponível	133
4.3.5	Topologia “E” da Distribuição: Operação do Sistema Elétrico com o transformador TF-5143002A indisponível	135
4.3.6	Topologia “F” da Distribuição: Operação do Sistema Elétrico com o transformador TF-5143002B indisponível	137
4.3.7	Topologia “G” da Distribuição: Operação do Sistema Elétrico com o transformador TF-5143501A indisponível	139
4.3.8	Topologia “H” da Distribuição: Operação do Sistema Elétrico com o transformador TF-5143501B indisponível	141
4.4	AVALIAÇÃO DOS RESULTADOS NA ANÁLISE DE CONFIABILIDADE DA DISTRIBUIÇÃO	144
<b>5</b>	<b>CONCLUSÕES</b>	<b>148</b>
5.1	PUBLICAÇÕES	149
<b>REFERÊNCIAS</b>		<b>151</b>
<b>APÊNDICE 1 - DOCUMENTOS DE PROJETO UTILIZADOS COMO REFERÊNCIA</b>		<b>155</b>
<b>APÊNDICE 2 - POWER FACTORY 2017 SP1 – GUIA RÁPIDO</b>		<b>157</b>
A2.1.	OBJETIVO	157
A2.2.	ANÁLISE DE FLUXO DE CARGA	157
A2.2.1.	PÁGINA <i>BASIC OPTIONS</i>	158
A2.2.2.	PÁGINA <i>ACTIVE POWER CONTROL</i>	158
A2.2.3.	PÁGINA <i>ADVANCED OPTIONS</i>	159
A2.2.4.	PÁGINA <i>CALCULATION SETTINGS</i>	159
A2.2.5.	PÁGINA <i>OUTPUTS</i>	159
A2.2.6.	PÁGINA <i>LOAD / GENARATION SCALING</i>	159
A2.2.7.	PÁGINA <i>LOW VOLTAGE ANALYSIS</i>	159
A2.3.	ADEQUAÇÃO DO SISTEMA DE GERAÇÃO	159
A2.3.1.	PÁGINA <i>BASIC OPTIONS</i>	161
A2.3.2.	PÁGINA <i>OUTPUTS</i>	161
A2.3.3.	PÁGINA <i>ADVANCED OPTIONS</i>	161
A2.4.	ANÁLISE DE CONFIABILIDADE	161

A2.4.1. PÁGINA <i>BASIC OPTIONS</i>	162
A2.4.2. PÁGINA <i>OUTPUTS</i>	164
A2.4.3. PÁGINA <i>PROTECTION</i>	164
A2.4.4. <i>RESTORATION</i>	165
A2.4.5. PÁGINA <i>COST</i>	165
A2.4.6. PÁGINA <i>CONSTRAINS</i>	165
A2.4.7. PÁGINA <i>MAINTENANCE</i>	166
A2.4.8. PÁGINA <i>LOAD DATA</i>	166
A2.4.9. PÁGINA <i>ADVANCED OPTIONS</i>	166
A2.4.10. PÁGINA <i>PARALLEL COMPUTING</i>	166
A2.4.11. CONTINGÊNCIAS GERADAS PELA ANÁLISE	167
A2.4.12. TABELA DE RESULTADOS DA ANÁLISE DE CONFIABILIDADE	174
A2.4.13. CONTRIBUIÇÕES PARA OS ÍNDICES DE CONFIABILIDADE	174

# **1 INTRODUÇÃO**

## 1 INTRODUÇÃO

O estudo de confiabilidade pode ser aplicado a sistemas elétricos desde sua fase de planejamento, projeto, até a fase de operação (Billinton; Roy, 1992; Roczen, 2007). A identificação das fragilidades do Sistema Elétrico de uma Unidade de Produção de Petróleo e Gás (UEP), em diferentes cenários operacionais, é de fundamental importância para a definição dos gargalos operacionais, identificando os pontos de melhoria nos projetos do sistema elétrico dessas unidades, bem como servindo de subsídio para avaliação prévia dos índices de confiabilidade do sistema elétrico de novas UEP. A avaliação dos índices de confiabilidade para o sistema elétrico de uma UEP aqui realizada se baseou no sistema elétrico de uma plataforma de petróleo em operação, em que o *software PowerFactory®* versão 17.0.3 (7020) foi utilizado como ferramenta para essa análise. O sistema elétrico analisado pertence a uma plataforma tipo FPSO (*Floating Production Storage and Offloading* ou Unidade Flutuante de Produção, Armazenamento e Transferência). Trata-se de uma plataforma de petróleo que foi integrada ao casco de um navio tanque (navio petroleiro), podendo esse casco ser novo, convertido ou ser uma balsa que foi construída para esse propósito (PETRÓLEO BRASILEIRO S.A., 2020).

A especificidade do estudo que trata de um sistema típico de um FPSO se deu pela necessidade de melhor explorar esse assunto dentro de um universo particular que conta com grandes volumes de energia e que trabalha de forma isolada de outros sistemas elétricos.

### 1.1 JUSTIFICATIVA E MOTIVAÇÃO

A operação de uma UEP tipo FPSO, que produz mais de 150.000 barris por dia (bpd), envolve custos operacionais diários superiores a US\$ 550.000,00 (Brasil Energy Insight, 2019), com lucro cessante diário em torno de US\$ 6.000.000,00 para um custo de barril de petróleo da ordem de US\$ 40,00 (Offshore Engineer, 2020). A identificação de fragilidades operacionais para esse tipo de instalação se torna uma questão fundamental na viabilização do negócio, tendo em vista que contam com sistemas elétricos de grande porte, com potência instalada de 100 MW, o suficiente para atender à demanda de pico de mais de 100 mil domicílios com consumo entre

201 a 300 kWh mensais, ou seja, mais do que a quantidade de domicílios de uma cidade como Campina Grande – PB, por exemplo (INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA, 2000; FRANCISQUINI, 2006).

O Sistema Elétrico de um FPSO possui diferentes topologias operacionais do sistema de distribuição, sendo elas na condição normal de operação ou em contingência. No trabalho a ser desenvolvido, essas topologias foram avaliadas de modo a identificar as condições de maior fragilidade, para que esses dados sejam utilizados como subsídio para ações de redução do risco operacional nos casos aqui avaliados.

O *software* de análise de sistemas elétricos *PowerFactory®* foi utilizado como ferramenta para o cálculo de índices de confiabilidade avaliados. Com isso, ações para redução do tempo exposto a uma condição desfavorável podem ser tomadas, e o comportamento do sistema em termos da confiabilidade pode ser avaliado ao longo do tempo em busca de oportunidades de melhoria.

## 1.2 OBJETIVOS

### 1.2.1 Objetivo Geral

Análise de confiabilidade do sistema elétrico de uma plataforma de produção de petróleo, englobando a análise de capacidade de geração e confiabilidade do sistema de distribuição de energia elétrica.

### 1.2.2 Objetivos Específicos

Para o cumprimento do objetivo geral, podem ser elencados os seguintes objetivos específicos:

- Definir os índices de confiabilidade a serem aplicados ao sistema de geração elétrica principal e sistema de distribuição;
- Calcular os índices de confiabilidade para o sistema de geração principal em diferentes cenários de operação;
- Calcular os índices de confiabilidade para o sistema de distribuição em diferentes topologias de operação.

### 1.3 CONTRIBUIÇÕES DO TRABALHO

As principais contribuições do trabalho são:

- A utilização de técnicas de confiabilidade de sistemas elétricos convencionais, aplicadas a sistemas elétricos convencionais a um sistema elétrico isolado de uma unidade flutuante de produção, armazenagem e transferência de petróleo;
- Proposição de parâmetros de desempenho de confiabilidade aplicados a sistemas elétricos de uma UEP.

### 1.4 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

Além deste Capítulo introdutório, no Capítulo 2 é apresentado o histórico da análise de confiabilidade aplicada a sistemas elétricos e, mais especificamente, a uma UEP. Na sequência é apresentada uma fundamentação teórica do trabalho que embasa a avaliação de confiabilidade.

O Capítulo 3 é dedicado à apresentação do sistema elétrico avaliado, do software utilizado como ferramenta para a avaliação do sistema, além das considerações feitas para definição dos parâmetros de confiabilidade que foram utilizadas no estudo e as metodologias utilizadas para cada análise.

No Capítulo 4 são apresentados os resultados das análises realizadas, com a discussão dos resultados obtidos.

O Capítulo 5 expõe as conclusões obtidas e avaliação da aplicação dos resultados obtidos na análise de confiabilidade do sistema elétrico, bem como as perspectivas para trabalhos futuros e continuidade desta pesquisa.

## **2 REVISÃO DA LITERATURA**

## 2 REVISÃO DA LITERATURA

Esse capítulo objetiva dar uma visão geral dos trabalhos desenvolvidos na análise de confiabilidade de sistemas elétricos, analisar os trabalhos que têm sido desenvolvidos para avaliação de confiabilidade em plataformas de petróleo e fornecer as bases teóricas para as análises realizadas no sistema elétrico em estudo.

### 2.1 DESENVOLVIMENTO HISTÓRICO

Em 1898, no 15º Encontro Geral do Instituto Americano de Engenheiros Eletricistas, foi apresentado o artigo *A Modern Electric Central Station*, em que já havia uma preocupação com a confiabilidade do fornecimento de energia elétrica, bem como com a continuidade do serviço e custo associado a interrupções (DAMON, 1898).

Em 1905, no 19º Encontro Geral do Instituto Americano de Engenheiros Eletricistas, foi apresentado o artigo *Duplication of Electrical Apparatus to Secure Reliability of Service* (Buck, 1905), em que os conceitos de custo de implementação de redundâncias, importância das cargas supridas, tempo de reparo e satisfação do consumidor foram ponderados para se definir qual seria a condição de redundância para cada classe de equipamento. Outro conceito importante foi a definição se a reserva seria instalada ou se seria uma reserva de peças para reposição. Assim, para algumas classes de equipamentos recomendou-se a duplicação da instalação, e para outros apenas peças reservas.

Até esse ponto, nenhuma abordagem matemática foi apresentada nos artigos mencionados. A partir de 1933, conforme pode ser observado no artigo *Bibliography on the Application of Probability Methods in Power System Reliability Evaluation* (Billinton; Roy, 1972), é possível observar o tratamento estatístico dado ao tema.

Na série de artigos *Bibliography on the Application of Probability Methods in Power System Reliability Evaluation* (Power System Engineering Committee, 1978; Allan, Billinton, Lee, 1984; Allan, 1988; Allan, 1994; Billinton, Fotuhi-Firuzabad, Bertling, 1994), publicados de 1978 a 2001, estão referenciados trabalhos publicados relacionados à análise de confiabilidade com tratamento estatístico e a sistemas de

geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, mas sem referências a instalações elétricas de plataformas de produção de petróleo e gás.

Em 2017, o artigo *FPSO Electrical Network Optimization for Significant Savings: Where Lies the Cost* (Vollet et al, 2017) tratou da otimização do sistema elétrico de um FPSO com vistas à redução de custos de projeto, em que mudanças no projeto elétrico original de uma unidade como essa foram propostas. Tais mudanças impactam na confiabilidade do sistema elétrico e uma análise desse impacto foi realizada com vistas à indisponibilidade do sistema para diferentes condições operacionais. No caso do estudo realizado, uma análise qualitativa entre a proposta de otimização e o projeto original foi realizada.

Mais recentemente, em 2019, o artigo *Reliability Evaluation of Offshore Oil Platform Power System* (Wei, 2019) propõe a modelagem de componentes do sistema elétrico de uma plataforma de petróleo baseada em multiestados desses componentes. Um algoritmo é proposto para o cálculo dos índices de confiabilidade definidos para esse sistema. A plataforma utilizada como base é do tipo *Well Head Platform* ou do tipo *Jaqueta*, que se trata de uma plataforma de produção fixa no leito do mar (não flutuante), com completação na superfície (WEI et al 2019). Além disso, essa plataforma é equipada com uma sonda de perfuração. No caso do sistema utilizado como base, a plataforma é alimentada por outra plataforma através de um cabo submarino.

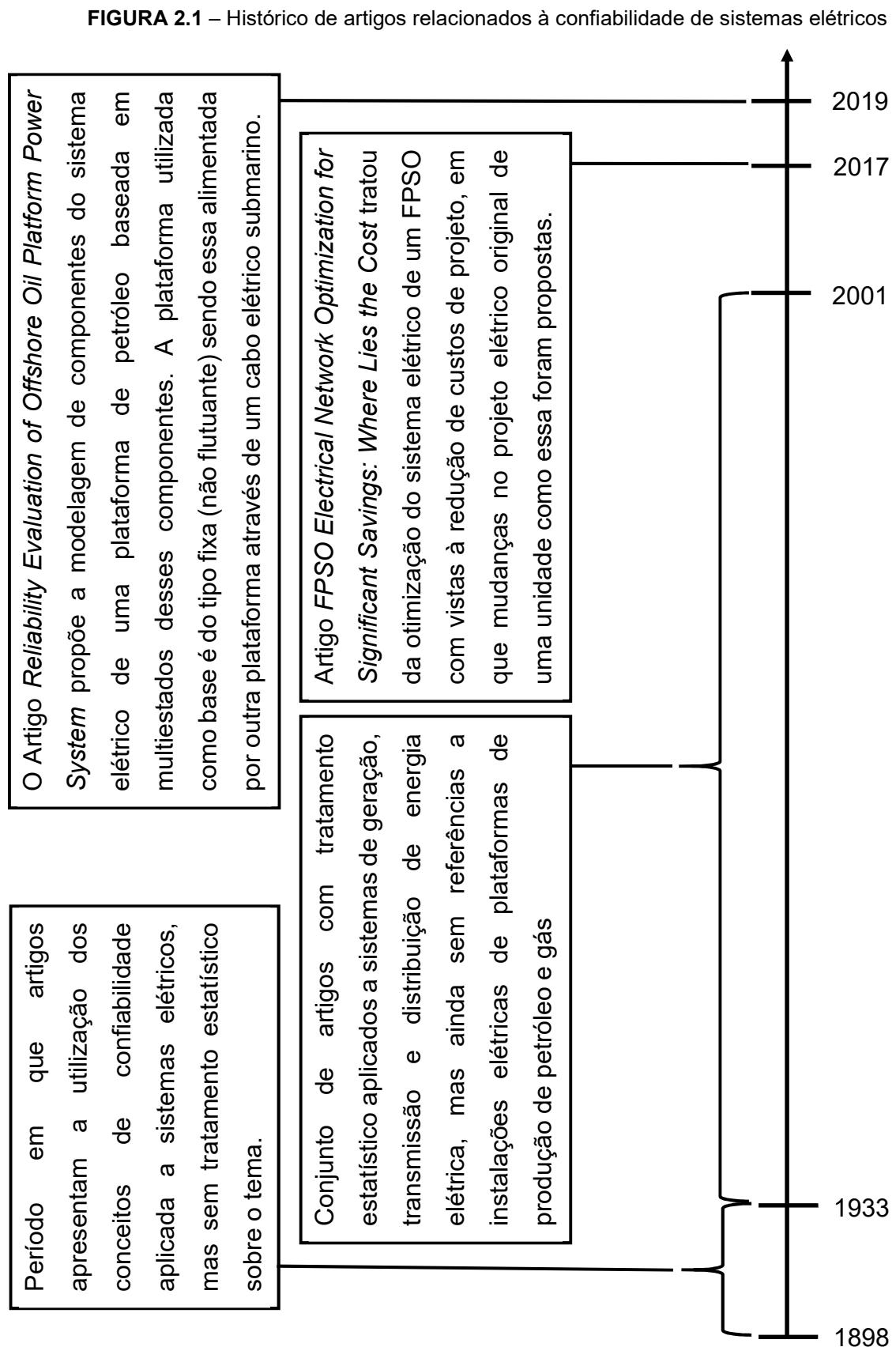
A Figura 2.1 ilustra de forma resumida uma linha do tempo com o histórico dos artigos aqui apresentados. Nesta figura é possível se identificar que, a partir de 1898, há uma preocupação quanto à continuidade do fornecimento de energia elétrica, estabelecimento de redundâncias de equipamentos elétricos, consideração da importância de determinadas cargas, preocupação com o tempo de reestabelecimento do fornecimento de energia elétrica, impactos de custo e satisfação do cliente. Até esse ponto, não houve um tratamento estatístico de modo a quantificar, para o sistema elétrico nem seus componentes, a probabilidade de falha, a frequência e duração das falhas, nem a indisponibilidade do sistema ou o risco de atendimento à carga.

Já a partir de 1933, através de diversos artigos, foi observado o tratamento estatístico na análise de confiabilidade aplicada a sistemas elétricos.

Em 2017, um artigo trata sobre alteração do projeto do sistema elétrico de uma plataforma tipo FPSO e a consequência dessas mudanças na confiabilidade do sistema elétrico dessa unidade.

Em 2019, foi feita a modelagem de multiestados para os componentes do sistema elétrico de uma plataforma tipo fixa, sendo essa alimentada por um cabo elétrico submarino. Nessa análise, foi realizado o cálculo da frequência esperada de corte de carga, a energia esperada não suprida e a indisponibilidade média do sistema.

De acordo com a revisão bibliográfica, é possível acompanhar o avanço dos trabalhos de análise de confiabilidade aplicada a sistemas elétricos, sendo mais recentemente esses conceitos aplicados a UEP. Nesse contexto, foi proposta nesse trabalho uma abordagem que realizasse uma análise de confiabilidade do sistema elétrico isolado de um FPSO, que nesse caso conta com geração de energia elétrica própria sendo isolado de outros sistemas elétricos. Dessa maneira, foi realizada uma análise de adequação do sistema de geração e uma análise de confiabilidade do sistema de distribuição de energia elétrica de uma plataforma atualmente em operação. Em ambos os casos, diferentes condições operacionais do sistema elétrico foram avaliadas.



Fonte: Elaborada pelo Autor (2020).

## 2.2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

A fundamentação teórica dos conceitos de confiabilidade e sua aplicação em sistemas elétricos são abordados nesta seção, de modo a subsidiar as etapas necessárias para a realização a análise do sistema elétrico que é objeto desse trabalho.

Inicialmente são apresentados os conceitos de probabilidade de falha e confiabilidade, o que representa a taxa de falha e como se comporta um componente em termos de sua taxa de falha com o tempo. A utilização da distribuição exponencial para o estudo de confiabilidade é justificada, formando assim a base necessária para o estudo de sistemas.

As associações de componentes que formam diferentes tipos de sistemas são apresentadas, bem como a forma de decomposição desses sistemas em um sistema equivalente.

Como o sistema em estudo se trata de um sistema reparável, esse conceito também foi abordado nesse capítulo.

Por fim, um tópico de confiabilidade aplicada a sistemas elétricos é apresentado, de modo a mostrar como os conceitos descritos nas seções 2.2.1 a 2.2.4 são utilizados para objeto desse trabalho.

### 2.2.1 DISTRIBUIÇÕES DE PROBABILIDADE NO CÁLCULO DA CONFIABILIDADE

De acordo com Billinton e Roy (1992), os parâmetros que são normalmente associados com o cálculo da confiabilidade são descritos por distribuições de probabilidade. Mesmo que todos os componentes de um sistema sejam do mesmo tipo, manufatura e operem sob as mesmas condições, eles não irão necessariamente falhar no mesmo instante, mas sim em momentos diferentes no futuro. Dessa forma, o tempo até a falha obedece a uma distribuição de probabilidade em que um determinado componente irá falhar em um determinado instante ou funcionar além de período específico de tempo. Em casos práticos, a distribuição de probabilidade que determina a confiabilidade de um sistema ou componente deve ser determinada por teste de amostras ou coleta de dados na operação dos sistemas ou componentes.

Em confiabilidade, a variável aleatória frequentemente é o tempo. Quando  $t = 0$ , o componente ou sistema é considerado como em operação e a probabilidade de falha é zero, já quando  $t \rightarrow \infty$  a probabilidade de falha do componente ou sistema tende à unidade. Essa característica é equivalente à função de distribuição acumulada e é uma medida da probabilidade de falha em função do tempo. Assim, a distribuição acumulada é conhecida como distribuição de falha acumulada, designada aqui como  $Q(t)$  ou probabilidade de falha. Já a probabilidade de sucesso ou confiabilidade é o complemento da probabilidade de falha (BILLINTON; ROY, 1992), aqui designada como  $R(t)$ .

$$R(t) = 1 - Q(t) \quad (2.1)$$

A derivada da função de distribuição acumulada em relação à variável aleatória  $t$  é a função densidade de probabilidade  $f(t)$ , dada por:

$$f(t) = \frac{dQ(t)}{dt} = -\frac{dR(t)}{dt} \quad (2.2)$$

A probabilidade de falha é dada por:

$$Q(t) = \int_0^t f(t)dt \quad (2.3)$$

Que é a distribuição cumulativa de falha.

E a probabilidade de sucesso é o complemento da probabilidade de falha, que é dada por:

$$R(t) = 1 - \int_0^t f(t)dt \quad (2.4)$$

$$R(t) = \int_t^\infty f(t)dt \quad (2.5)$$

Embora essa expressão seja uma das mais utilizadas e conhecidas em confiabilidade, sua descrição e interpretação não são triviais. Assim, sua melhor

descrição se dá em termos de taxa de falha ou taxa de reparo (BILLINTON; ROY, 1992).

A taxa de falha ou função de risco é dada pelo número de falhas que ocorrem em um determinado período de tempo, considerando o tamanho da amostra. Ela é designada como  $\lambda(t)$ :

$$\lambda(t) = -\frac{1}{R(t)} \cdot \frac{dR(t)}{dt} \quad (2.6)$$

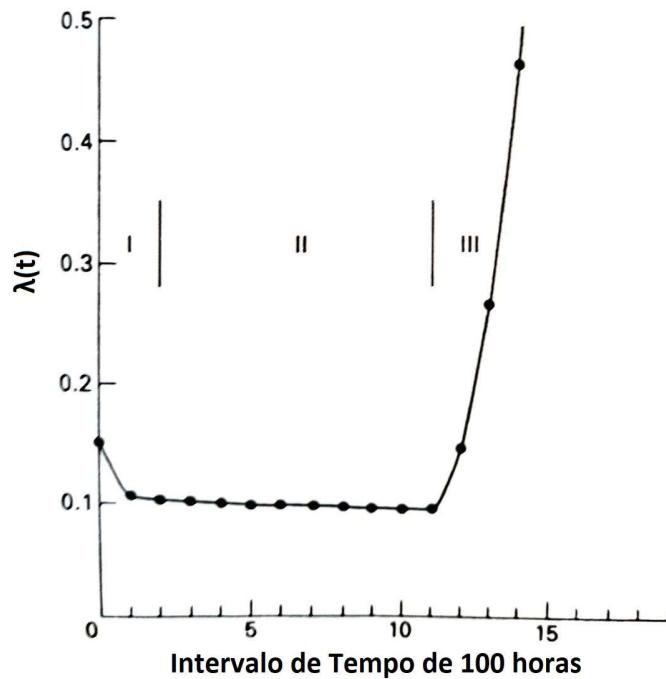
$$\lambda(t) = \frac{f(t)}{\int_t^{\infty} f(t) dt} \quad (2.7)$$

Como pode ser visto, a taxa de falha é equivalente à função da densidade de probabilidade da falha cobrindo apenas o tempo até o instante de interesse.

Da taxa de falha apresentada em (2.6), pode-se também obter a probabilidade de sucesso:

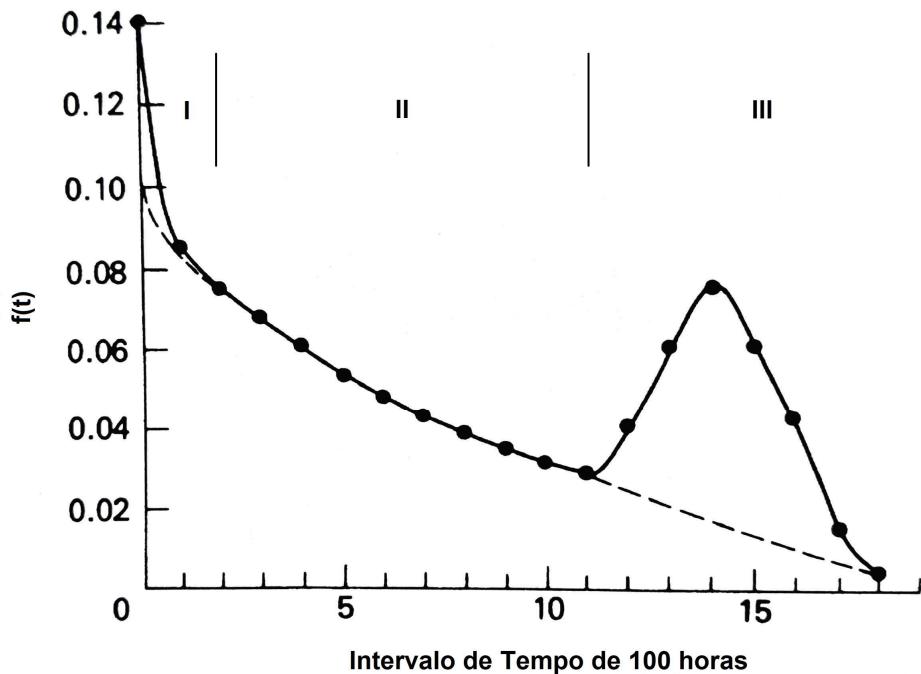
$$R(t) = e^{-\int_0^t \lambda(t) dt} \quad (2.8)$$

Na Figura 2.2 pode ser visto o comportamento da taxa de falha ao longo do tempo para um determinado componente, em que a região I é dada como a região de mortalidade infantil ou início de operação (comissionamento) e a taxa de falha decresce com o tempo; já a região II é conhecida como a região de vida útil ou fase normal de operação, e é caracterizada pela taxa de falha constante. A região III representa a fase de desgaste ou fadiga e é caracterizada pelo rápido crescimento da taxa de falha (BILLINTON; ROY, 1992).

**FIGURA 2.2** – Taxa de falha de um sistema para um intervalo de tempo 100 horas.

Fonte: (Billinton, Roy, 1992) Adaptado.

No caso da função densidade de probabilidade de falha, ilustrada na Figura 2.3, a região II apresenta uma boa estimativa de uma curva exponencial negativa; já a região I possui inclinação maior que a extração da região II vista na linha tracejada. Na região III, a distribuição de probabilidade de falha pode normalmente ser aproximada por uma distribuição normal, também podendo ser utilizadas as distribuições gama e Weibull (BILLINTON; ROY, 1992).

**FIGURA 2.3** – Função densidade de probabilidade de falha de um sistema para 100 horas

Fonte: (Billinton, Roy, 1992) Adaptado.

Embora a curva da taxa de falha apresentada na Figura 2.3 represente o comportamento da maioria dos componentes reais, há algumas variações dessa curva, como por exemplo para sistemas mecânicos, em que o período de vida útil é curto. Já para componentes eletrônicos esse período de vida útil é normalmente longo (BILLINTON; ROY, 1992).

Vários componentes e sistemas, incluindo componentes de Sistemas de Potência e dispositivos mecânicos, podem permanecer dentro do seu período de vida útil pela maior parte de sua vida economicamente viável através de manutenção preventiva. Dessa forma, esses componentes não entram no estado de desgaste avançado antes de serem substituídos. Essa é uma premissa extremamente importante, já que a confiabilidade é determinada no período de vida útil do componente ou sistema, sendo o cálculo inválido e otimista no caso de o sistema conter componentes que estão operando no seu período de desgaste ou fadiga.

## 2.2.2 DISTRIBUIÇÃO EXPONENCIAL

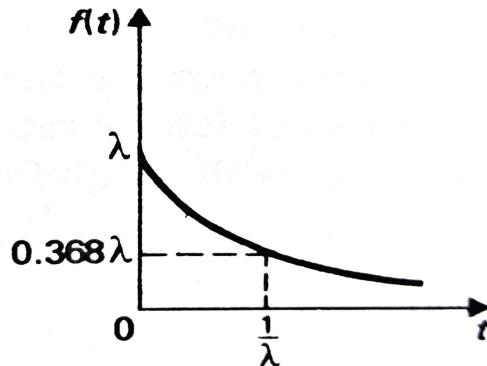
A distribuição exponencial, ou mais especificamente distribuição exponencial negativa, é a distribuição mais conhecida e utilizada em cálculos de confiabilidade de sistemas (Roczen, 2007). Ela é extensivamente utilizada na análise de sistemas reparáveis, os quais possuem componentes com ciclo de operação e falha. Ela é aplicável apenas no período de vida útil de um componente (Billinton; Roy, 1992). As justificativas para a ampla utilização dessa distribuição para cálculo de confiabilidade de sistemas são:

- a. Técnicas analíticas de cálculo de confiabilidade, principalmente para grandes sistemas, são complexas caso não sejam feitas simplificações. Nesse caso, assumir que a taxa de falha é constante e a aplicação da distribuição exponencial simplificam consideravelmente o problema.
- b. Os dados utilizados para os cálculos são normalmente muito limitados e insuficientes para determinar a função mais correta a ser aplicada.
- c. As perdas de utilização da distribuição exponencial são pequenas em relação à utilização de uma distribuição mais exata, já que a preocupação é a determinação das probabilidades limite dos estados dos componentes (operando/falha).

A função densidade de probabilidade de falha na distribuição exponencial é definida por:

$$f(t) = \lambda e^{-\lambda \cdot t} \quad (2.9)$$

A Figura 2.4 mostra a representação gráfica de (2.9).

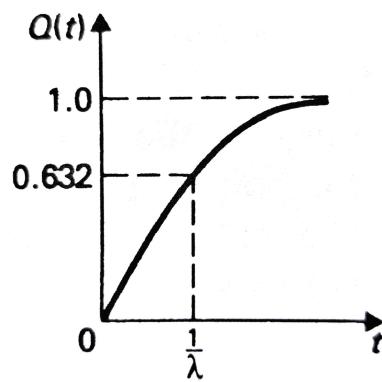
**FIGURA 2.4** – Função densidade de probabilidade de falha

Fonte: (Billinton, Roy, 1992) Adaptado.

A função densidade de probabilidade acumulada de falha ou probabilidade de falha, apresentada na Figura 2.5, é definida por:

$$Q(t) = 1 - e^{-\lambda \cdot t} \quad (2.10)$$

Na Figura 2.5, observa-se que para  $t \rightarrow \infty$ , a probabilidade de falha de um componente é igual a 1, ou seja, esse componente se encontrará em falha.

**FIGURA 2.5** – Função densidade de probabilidade acumulada de falha (probabilidade de falha)

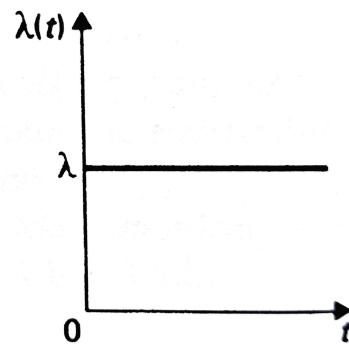
Fonte: (Billinton, Roy, 1992) Adaptado.

A probabilidade de falha, representada por (2.10), depende apenas do intervalo de tempo  $t$  em que está sendo avaliada; logo, pode-se afirmar que é uma função sem memória (BILLINTON; ROY, 1992).

A taxa de falha apresentada na Figura 2.6 é expressa conforme (2.11):

$$\lambda(t) = \frac{f(t)}{\int_t^{\infty} f(t)dt} = \frac{\lambda e^{-\lambda \cdot t}}{\int_t^{\infty} \lambda e^{-\lambda \cdot t} dt} = \lambda \quad (2.11)$$

**FIGURA 2.6 – Taxa de falha**



Fonte: (Billinton, Roy, 1992) Adaptado.

O valor esperado de uma variável aleatória contínua é expresso por (2.12):

$$\bar{E}(x) = \int_0^{\infty} x \cdot f(x) dx \quad (2.12)$$

Para a função exponencial em função do tempo tem-se o valor esperado expresso conforme (2.13):

$$\bar{E}(t) = \int_0^{\infty} t \cdot \lambda e^{-\lambda \cdot t} dt = \frac{1}{\lambda} \quad (2.13)$$

Em que o valor esperado da função densidade de probabilidade é designado como tempo médio até a falha, ou mais comumente chamado de *mean time to failure* ou MTTF. Conforme observado para a distribuição exponencial, este valor é o inverso da taxa de falha (Billinton; Roy, 1992). O termo MTTF é aplicado apenas para o período de vida útil dos componentes quando a taxa de falha é constante.

O valor do desvio padrão de uma variável aleatória contínua é expresso de acordo com (2.14):

$$\sigma = \sqrt{\bar{E}(x^2) - \bar{E}^2(x)} \quad (2.14)$$

Para a função exponencial tem-se a expressão (2.15):

$$\sigma = \sqrt{\bar{E}(x^2) - \bar{E}^2(x)} = \frac{1}{\lambda} \quad (2.15)$$

### 2.2.3 CÁLCULO DE CONFIABILIDADE DE SISTEMAS

Um procedimento padrão para cálculo de confiabilidade de um sistema é a sua decomposição em subsistemas ou componentes, seguida da estimativa da confiabilidade de cada subsistema ou componente. Finalmente, utiliza-se uma ou mais técnicas numéricas para estimar a confiabilidade de todo o sistema.

O modelamento de sistemas série, paralelo e sistemas complexos são abordados nesta seção, e a distribuição exponencial será utilizada para os cálculos de confiabilidade dos sistemas apresentados.

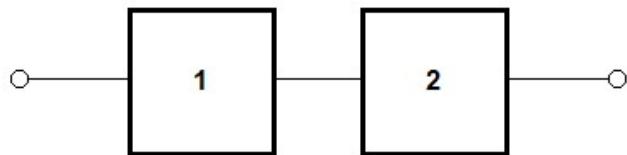
#### 2.2.3.1 Cálculo de confiabilidade para sistemas em série

A confiabilidade de um sistema com dois componentes em série da Figura 2.7 é dada por:

$$R_S = R_1 \cdot R_2 \quad (2.16)$$

Para a distribuição exponencial, tem-se:

$$R_S(t) = e^{-\lambda_1 \cdot t} \cdot e^{-\lambda_2 \cdot t} = e^{-(\lambda_1 + \lambda_2) \cdot t} \quad (2.17)$$

**FIGURA 2.7** – Sistema série de dois componentes

Fonte: (Billinton, Roy, 1992) Adaptado.

Ou de forma geral para  $n$  componentes:

$$R_S(t) = \prod_{i=1}^n e^{-(\lambda_i) \cdot t} = e^{-(\sum_{i=1}^n \lambda_i) \cdot t} \quad (2.18)$$

A probabilidade de falha do sistema em série pode ser expressa como:

$$Q_S = 1 - e^{-(\sum_{i=1}^n \lambda_i) \cdot t} \quad (2.19)$$

Assim, a taxa de falha equivalente do sistema é a soma das taxas de falha dos componentes em série:

$$\lambda_S = \sum_{i=1}^n \lambda_i \quad (2.20)$$

No caso da configuração série de componentes, todos os componentes devem funcionar para o sistema operar. O sistema resultante não pode ser mais confiável do que os componentes individuais; por essa característica, essa configuração também é conhecida como elo mais fraco, já que sempre a confiabilidade do sistema será menor ou igual à confiabilidade de seus componentes individualmente (ROCZEN, 2007).

#### 2.2.3.2 Cálculo de confiabilidade para sistemas em paralelo

A confiabilidade de um sistema com dois componentes em paralelo da Figura 2.8 é dada por:

$$R_P = R_1 + R_2 - R_1 \cdot R_2 \quad (2.21)$$

Em termos da probabilidade de falha:

$$Q_P = Q_1 \cdot Q_2 \quad (2.22)$$

$$R_P = 1 - Q_1 \cdot Q_2 \quad (2.23)$$

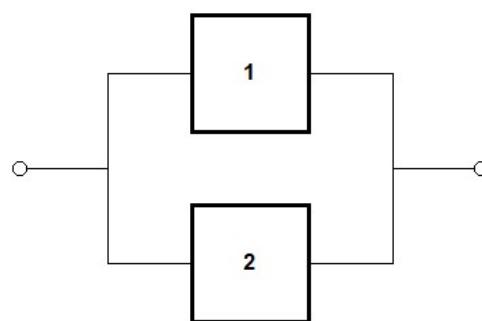
Para a distribuição exponencial, tem-se:

$$Q_P(t) = (1 - e^{-\lambda_1 \cdot t}) \cdot (1 - e^{-\lambda_2 \cdot t}) = 1 - (e^{-\lambda_1 \cdot t} + e^{-\lambda_2 \cdot t} - e^{-(\lambda_1 + \lambda_2) \cdot t}) \quad (2.24)$$

Logo,

$$R_P(t) = (e^{-\lambda_1 \cdot t} + e^{-\lambda_2 \cdot t} - e^{-(\lambda_1 + \lambda_2) \cdot t}) \quad (2.25)$$

**FIGURA 2.8** – Sistema paralelo de dois componentes



Fonte: (Billinton, Roy, 1992) Adaptado.

Ou de forma geral para  $n$  componentes:

$$Q_P(t) = \prod_{i=1}^n (1 - e^{-(\lambda_i) \cdot t}) \quad (2.26)$$

$$R_P(t) = 1 - \prod_{i=1}^n (1 - e^{-(\lambda_i) \cdot t}) \quad (2.27)$$

Das equações da probabilidade de falha e da confiabilidade pode ser observado que, diferente do sistema em série, a distribuição equivalente do sistema para ambos os casos não é exponencial, resultando em uma taxa de falha não mais constante e agora dependente do tempo (BILLINTON; ROY, 1992).

### 2.2.3.3 Tempo médio até a falha para sistemas série e paralelo

O tempo médio até a falha (MTTF) é representado pela letra 'm', em que:

$$m = E(t) = \int_0^{\infty} t \cdot f(t) dt \quad (2.28)$$

$$m = \int_0^{\infty} t \cdot -\frac{dR(t)}{dt} dt = \int_0^{\infty} -t \cdot dR(t) = \int_0^{\infty} R(t) dt \quad (2.29)$$

Para o caso da distribuição exponencial, foi avaliado o MTTF para os sistemas série e paralelo.

#### 2.2.3.3.1 Tempo médio até a falha sistema série

$$m_s = \int_0^{\infty} R_s(t) dt \quad (2.30)$$

$$m_s = \int_0^{\infty} e^{-(\sum_{i=1}^n \lambda_i) \cdot t} dt = \frac{1}{\sum_{i=1}^n \lambda_i} \quad (2.31)$$

Como já abordado em 2.2.2, para a distribuição exponencial, o MTTF é o inverso da taxa de falha.

### 2.2.3.3.2 Tempo médio até a falha sistema paralelo

$$m_P = \int_0^{\infty} R_P(t)dt \quad (2.32)$$

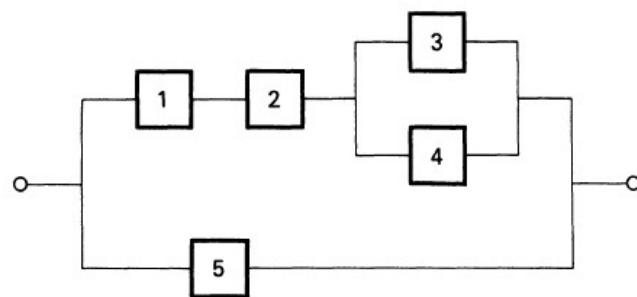
Como a distribuição do sistema paralelo não é mais exponencial, o MTTF não é mais simplesmente o inverso da taxa de falha e segue (2.33) para sua determinação:

$$m_P = \int_0^{\infty} \left[ 1 - \prod_{i=1}^n (1 - e^{-(\lambda_i) \cdot t}) \right] dt = \sum_{n=1}^{\infty} (-1)^{n+1} \frac{1}{\sum_{i=1}^n \lambda_i} \quad (2.33)$$

### 2.2.3.4 Cálculo de confiabilidade para sistemas compostos série e paralelo

Para a combinação série e paralelo de componentes de um sistema, a determinação de valores de confiabilidade, probabilidade de falha, MTTF ou outros índices de confiabilidade passa pelo cálculo dos índices para subsistemas equivalentes (Billinton; Roy, 1992) e a redução desses subsistemas em um sistema equivalente (Roczen, 2007). Na Figura 2.9, é mostrado um exemplo de sistema composto por componentes série e paralelo.

**FIGURA 2.9** – Sistema com componentes série e paralelo



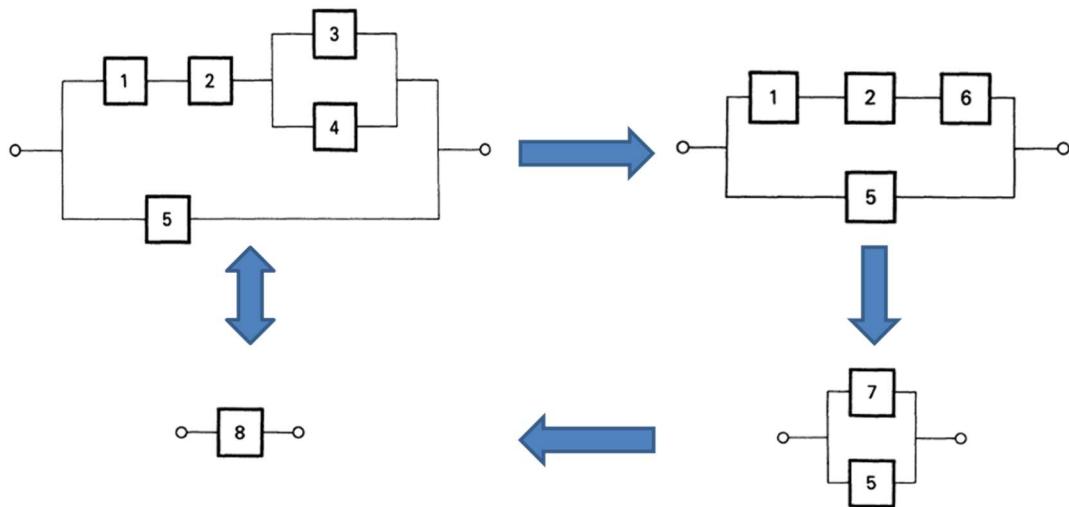
Fonte: (Billinton, Roy, 1992) Adaptado.

O sistema pode ser reduzido a um sistema equivalente com a combinação de seus componentes em subsistemas.

Através da combinação dos componentes em equivalentes série e paralelo do sistema apresentado na Figura 2.9, é possível obter um sistema equivalente conforme

apresentado na Figura 2.10, em que a combinação dos componentes 3 e 4 em paralelo resultou no subsistema 6, assim como, com a combinação dos componentes em série 1 e 2 com o subsistema 6, tem-se o subsistema 7 - que combinado em paralelo com o componente 5 resulta no sistema equivalente 8.

**FIGURA 2.10** – Sistema com componentes série e paralelo reduzido da Figura 2.9



Fonte: (Billinton, Roy, 1992) Adaptado.

O cálculo da confiabilidade do sistema equivalente pode ser feito através do cálculo de confiabilidade de cada subsistema gerado pela associação dos componentes série e paralelo, obtendo-se um valor de confiabilidade equivalente.

O MTTF pode ser calculado através da área sob a curva de confiabilidade do sistema, conforme a expressão abaixo:

$$m = \int_0^{\infty} R_{Sistema}(t) dt \quad (2.34)$$

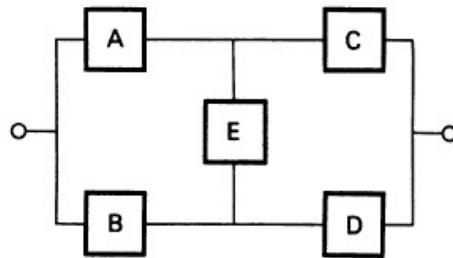
### 2.2.3.5 Modelamento de Sistemas Complexos

Além do modelamento dos sistemas série e paralelo, é de fundamental importância o modelamento de sistemas complexos. Existem vários métodos utilizados para o cálculo de confiabilidade de sistemas complexos, e aqui são apresentados o método da probabilidade condicional e o método de *cut set* mínimos

### 2.2.3.5.1 Método da Probabilidade Condisional

Nesse método, um sistema complexo é reduzido em subsistemas que estão conectados em série e/ou paralelo, e para recombinar esses sistemas é utilizada probabilidade condicional. A Figura 2.11 mostra um sistema em ponte.

**FIGURA 2.11 – Sistema em ponte**



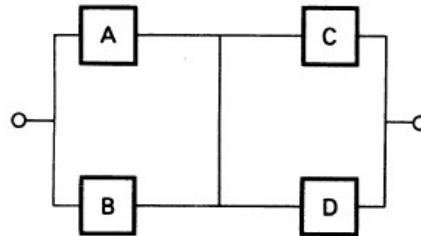
Fonte: (Billinton, Roy, 1992) Adaptado.

As condições de sucesso desse sistema são os caminhos AC, BD, AED e BEC. Para aplicarmos a probabilidade condicional será escolhido o componente “E” para avaliação da confiabilidade do sistema. Essa escolha simplifica a análise já que os subsistemas equivalentes, utilizados para o cálculo da confiabilidade do sistema original, são compostos apenas por componentes em paralelo e em série. A confiabilidade do sistema pode ser determinada pela expressão:

$$R_{Sistema} = R(R_{Sistema}|E \text{ operacional}).R_E + R(R_{Sistema}|E \text{ falha}).Q_E \quad (2.35)$$

A tradução de (2.35) pode ser feita da seguinte forma: a confiabilidade do sistema é igual à confiabilidade do sistema dado que o componente “E” está operacional multiplicada pela confiabilidade do componente “E”, somado à confiabilidade do sistema dado que o componente “E” está em falha multiplicado pela probabilidade de falha do componente “E”. Assim, para o cálculo da confiabilidade do sistema será feito o cálculo das confiabilidades condicionais do sistema, bem como da confiabilidade e probabilidade de falha do componente “E”. Com esses resultados, a confiabilidade do sistema pode ser calculada.

Inicialmente, para o caso do componente “E” não estar em falha (operacional), o sistema equivalente será o mostrado na Figura 2.12.

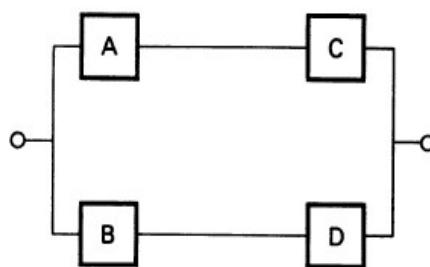
**FIGURA 2.12** – Subsistema equivalente para a condição do componente “E” operacional

Fonte: (Billinton, Roy, 1992) Adaptado.

Assim, a confiabilidade do sistema dado que o componente “E” está operacional é:

$$R_{Sistema|E\ operacional} = (1 - Q_A Q_B)(1 - Q_C Q_D) \quad (2.36)$$

Para o caso do componente “E” estar em falha o sistema equivalente será o da Figura 2.13.

**FIGURA 2.13** – Subsistema equivalente para a condição do componente “E” em falha

Fonte: (Billinton, Roy, 1992) Adaptado.

A confiabilidade do sistema dado que o componente “E” está em falha é:

$$R_{Sistema|E\ falha} = 1 - (1 - R_A R_C)(1 - R_B R_D) \quad (2.37)$$

Logo, a confiabilidade do sistema original (Billinton; Roy, 1992) visto na Figura 2.11 é dada por:

$$R_{Sistema} = (1 - Q_A Q_B)(1 - Q_C Q_D) \cdot R_E + (1 - (1 - R_A R_C)(1 - R_B R_D)) \cdot Q_E \quad (2.38)$$

$$R_{Sistema} = R_A R_C + R_B R_D + R_A R_D R_E + R_B R_C R_E - R_A R_B R_C R_D - R_A R_C R_D R_E - R_A R_B R_C R_E - R_B R_C R_D R_E - R_A R_B R_D R_E + 2R_A R_B R_C R_D R_E \quad (2.39)$$

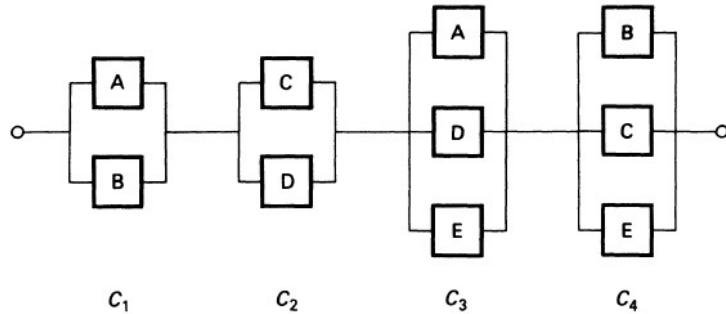
#### 2.2.3.5.2 Método do *Cut Set* Mínimo

Um *cut set* pode ser definido como um conjunto de componentes do sistema que quando falham causam a falha do sistema (Roczen, 2007); em outras palavras, é o caminho crítico para que o sistema venha a falhar. Entretanto, se qualquer um dos componentes do caminho crítico não falhar, o sistema não irá falhar. Dessa forma, para a falha do sistema, todos os componentes do caminho crítico devem falhar.

As grandes vantagens da utilização desse método para cálculo de confiabilidade são:

- Ele pode ser facilmente programado para computadores de modo a se obter uma solução rápida e eficiente para um sistema genérico;
- Os caminhos críticos estão diretamente relacionados aos modos de falha do sistema e, assim, identificam as formas pelas quais o sistema pode falhar.

Como pela definição todos os componentes dos *cut set* devem falhar para que o sistema falhe, esses devem ser conectados efetivamente em paralelo utilizando o princípio de sistemas paralelos. Ainda, para o sistema falhar basta que um dos *cut sets* do sistema falhe; assim, esses devem ser conectados em série. Para o exemplo utilizado no método da probabilidade condicional representado na Figura 2.11, tem-se 4 *cut sets*, em que caso um desses falhe o sistema irá falhar. A Figura 2.14 apresenta os *cut sets* do sistema.

**FIGURA 2.14 – Cut sets sistema em ponte da Figura 2.11**

Fonte: (Billinton, Roy, 1992) Adaptado.

Ao se analisar o sistema original da Figura 2.11, pode-se concluir que de fato a falha dos componentes AB ou CD ou ADE ou BCE levam à falha do sistema. Dessa forma, o cálculo da probabilidade de falha do sistema em ponte (Billinton; Roy, 1992) é dado por:

$$\begin{aligned}
 Q_{Sistema} = & Q_A Q_B + Q_C Q_D + Q_A Q_D Q_E + Q_B Q_C Q_E - Q_A Q_B Q_C Q_D \\
 & - Q_A Q_B Q_D Q_E - Q_A Q_B Q_C Q_E - Q_A Q_C Q_D Q_E - Q_B Q_C Q_D Q_E \\
 & + 2 \cdot Q_A Q_B Q_C Q_D Q_E
 \end{aligned} \tag{2.40}$$

Em que a confiabilidade do sistema é dada por:

$$R_{Sistema} = 1 - Q_{Sistema} \tag{2.41}$$

A título de ilustração da equivalência entre os métodos da probabilidade condicional e *cut set*, foram gerados dois conjuntos de dados de confiabilidade aleatórios para o sistema em ponte apresentado na Figura 2.11. Nas Tabela 2.1 e Tabela 2.2, uma comparação entre os métodos de avaliação de sistemas complexos é realizada.

**TABELA 2.1.** – Comparativo 1 entre o cálculo de confiabilidade do sistema em ponte utilizando os métodos de probabilidade condicional e *cut set*

Componente do Sistema	Confiabilidade
A	0,1000
B	0,2000
C	0,4400
D	0,9800
E	0,7100

Método probabilidade condicional	0,2637
Método <i>cut set</i>	0,2637

Fonte: Elaborada pelo Autor (2020).

**TABELA 2.2.** – Comparativo 2 entre o cálculo de confiabilidade do sistema em ponte utilizando os métodos de probabilidade condicional e *cut set*

Componente do Sistema	Confiabilidade
A	0,9100
B	0,5500
C	0,7700
D	0,5200
E	0,9900

Método Probabilidade Condicional	0,8529
Método <i>cut set</i>	0,8529

Fonte: Elaborada pelo Autor (2020)

Aproximações podem ser feitas no método do *cut set* de modo a reduzir o esforço computacional, embora alguma precisão dos cálculos seja perdida. As aproximações que são realizadas são:

- Reduzir a equação de probabilidade de falha apenas à soma das probabilidades de falha dos *cut sets*, recaindo na forma:

$$Q_{Sistema} = Q_A Q_B + Q_C Q_D + Q_A Q_D Q_E + Q_B Q_C Q_E \quad (2.42)$$

- b. Desprezar os *cut sets* maiores que determinada ordem, por exemplo considerar apenas os *cut sets* de ordem menor ou igual a 2, assim a probabilidade de falha será dada por:

$$Q_{Sistema} = Q_A Q_B + Q_C Q_D \quad (2.43)$$

A Tabela 2.3 detalha os valores de confiabilidade para os dois tipos de aproximação.

**TABELA 2.3.** – Cálculo aproximado de confiabilidade do sistema em ponte pelo método

*Cut Set*

Componente do Sistema	Confiabilidade
A	0,9100
B	0,5500
C	0,7700
D	0,5200
E	0,9900

Método <i>Cut Set</i> soma probabilidades de falha	0,8476
Método <i>Cut Set</i> 2 <sup>a</sup> ordem	0,8491

Fonte: Elaborada pelo Autor (2020).

O erro para a aproximação pela soma das probabilidades de falha foi de 0,6214%, e para a aproximação pela ordem do *cut set* foi de 0,4456%.

## 2.2.4 SISTEMAS REPARÁVEIS

Até o momento, durante a aplicação das técnicas de cálculo de confiabilidade, não se mencionou se os sistemas em questão eram reparáveis ou não. Dessa forma, tais técnicas se aplicam para ambos os casos.

Para sistemas que podem passar por reparos, os componentes podem se encontrar em diferentes estados: operacional, parcialmente operacional e em falha (Billinton; Roy, 1992). No caso do estado operacional, o componente entrega 100% de sua capacidade nominal sem qualquer perda de desempenho. No caso de parcialmente operacional, o componente entrega parte de sua capacidade nominal estando com sua operação degradada. Para o estado em falha, o componente deixa de cumprir com sua função principal.

Para sistemas reparáveis, os estados dos componentes são discretos e identificados, embora sejam contínuos no tempo quando residem em determinado estado. Em se aplicando a distribuição exponencial para a taxa de falha e taxa de reparo desses componentes, os sistemas aqui analisados podem ser descritos como um processo contínuo de Markov (BILLINTON; ROY, 1992).

Será definido que  $P_0(t)$  é a probabilidade de um componente estar operacional no tempo  $t$  e que  $P_1(t)$  é a probabilidade do componente estar em falha.

A função densidade de probabilidade para o estado do sistema ou componente operacional é dada por:

$$f_0(t) = \lambda e^{-\lambda t} \quad (2.44)$$

Em que  $\lambda$ , conforme definido anteriormente, é a taxa de falha.

A taxa de reparo será representada por  $\mu$  e será constante no tempo, seguindo uma função densidade de probabilidade exponencial para o estado do sistema ou componente em falha sendo definida por:

$$f_1(t) = \mu e^{-\mu t} \quad (2.45)$$

Os fatores  $\lambda$  e  $\mu$  são referidos como taxas de transição, já que representam a taxa na qual o sistema transita de um estado para o outro (BILLINTON; ROY, 1992).

A probabilidade do sistema ser encontrado no estado operacional é dada por:

$$P_o(t) = \frac{\mu}{\lambda + \mu} + \frac{\lambda e^{-(\lambda+\mu)t}}{\lambda + \mu} \quad (2.46)$$

Em que  $P_o(t)$  é a disponibilidade do sistema ou  $A(t)$ .

A probabilidade do sistema ser encontrado no estado de falha é dada por:

$$P_1(t) = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} + \frac{\lambda e^{-(\lambda+\mu)t}}{\lambda + \mu} \quad (2.47)$$

Em que  $P_1(t)$  é a indisponibilidade do sistema ou  $U(t)$ .

Analogamente ao MTTF, o tempo médio para reparo, ou mais comumente, chamado de *mean time to repair* (MTTR), é o inverso da taxa de reparo e é representado pela letra 'r'. Logo,

$$MTTR = r = \frac{1}{\mu} \quad (2.48)$$

Para a condição de regime permanente ( $t \rightarrow \infty$ ) ou na probabilidade limite do estado do sistema (estado limite da cadeia de Markov), a disponibilidade do sistema é dada por:

$$A = \frac{\mu}{\lambda + \mu} \quad (2.49)$$

Analogamente, a indisponibilidade do sistema é dada por:

$$U = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} \quad (2.50)$$

O tempo médio entre falhas ou, mais comumente, chamado de *mean time between failures* (MTBF), pode agora ser definido como tempo entre o sistema entrar em falha, ser reparado e voltar ao estado operacional. Logo, o  $MTBF = T = m + r$ . Ou,

$$T = \frac{1}{\lambda} + \frac{1}{\mu} = \frac{1}{f} \quad (2.51)$$

Em que  $f$  é a frequência em que se encontrará o sistema operacional ou em falha.

## 2.2.5 CONFIABILIDADE APLICADA A SISTEMAS ELÉTRICOS

O estudo de confiabilidade pode ser aplicado a sistemas elétricos desde sua fase de planejamento, projeto até a fase de operação (Billinton; Roy, 1996; Koval, 2007). Sua importância se dá devido aos altos custos envolvidos no caso de interrupções no fornecimento de energia elétrica para os consumidores (BILLINTON; ROY, 1996).

Sempre que há a discussão sobre confiabilidade em sistemas de potência, ela envolve considerações sobre os estados do sistema e se eles são adequados e seguros. Os conceitos de adequação geralmente estão associados à existência de facilidades dentro do sistema para atender à demanda do consumidor, e está associada a condições estáticas que não incluem perturbações; ou seja, o sistema está em regime permanente. Dessa maneira, o sistema analisado é dito adequado se todos os requerimentos de potência ativa, potência reativa, tensão, etc. são satisfeitos. Caso contrário, o sistema é dito inadequado (BILLINTON; ROY, 1996).

Por outro lado, de acordo com os mesmos autores, a segurança é associada à habilidade do sistema responder a perturbações que surjam dentro do sistema como, por exemplo, a perda de um dos geradores principais

Assim como já mencionado no item 2.2.3, o sistema pode ser dividido em subsistemas que podem ser analisados individualmente. A forma mais conveniente de divisão do sistema é a utilização de zonas funcionais, que são: sistema de geração, transmissão e distribuição. Para o caso de plataformas *offshore*, são considerados apenas os sistemas de geração e distribuição.

Para as análises, os equipamentos são modelados seguindo distribuição de probabilidades de falha exponencial que, conforme já mencionado no tópico 2.2.2, trata-se de uma distribuição bem adequada à análise de confiabilidade de sistemas elétricos (CASTRO, FILHO, 2010).

Os conceitos apresentados em 2.2.4 se aplicam a sistemas elétricos, devido à característica de serem reparáveis.

#### 2.2.5.1 Confiabilidade Aplicada ao Sistema de Geração

A determinação da quantidade de geração de energia elétrica para um sistema, de modo a garantir o suprimento adequado de energia, é um aspecto importante no planejamento e operação do sistema elétrico. A capacidade estática está relacionada à necessidade de longo prazo do sistema e deve ser suficiente para permitir uma revisão geral dos equipamentos, interrupções planejadas ou não, bem como permitir o acréscimo de carga. A capacidade operacional está relacionada à necessidade de curto prazo, de modo a atender a uma determinada carga (BILLINTON; ROY, 1996).

No que se trata de adequação do sistema, o requerimento de se manter uma reserva equivalente à maior unidade de geração acrescida de um determinado percentual da carga total do sistema é o critério de adequação válido e possui maiores requerimentos de reserva com a adição de unidades maiores ao sistema (Billinton; Roy, 1996). Por esse método não considerar taxas de falha, número de unidades geradoras e demanda, o risco real do sistema não é avaliado. Essa característica é normalmente encontrada quando técnicas de probabilidade não são utilizadas.

Na avaliação da capacidade estática de geração, o interesse reside no cálculo de índices que meçam a adequação do sistema, i.e., a capacidade de atendimento da carga em termos globais. Com este objetivo, considera-se que toda a geração e toda a carga do sistema estão concentradas em um único barramento, em que a combinação de modelos matemáticos que representam o comportamento do sistema de geração em conjunto com o modelo da carga, formam a metodologia básica para a obtenção dos índices de adequação (GONZÁLEZ, 2012).

O cálculo de probabilidade de interrupções é uma técnica bastante utilizada para avaliar a adequação de uma determinada configuração de um sistema de

geração, entretanto outros fatores também devem ser considerados, como a energia demandada não suprida, a frequência e a duração das interrupções.

O principal objetivo da análise de adequação é a avaliação da capacidade estática do sistema de geração com a determinação de índices que avaliem o risco de não atendimento à carga, a frequência dessas ocorrências e suas durações.

#### 2.2.5.1.1 Modelo do sistema de geração

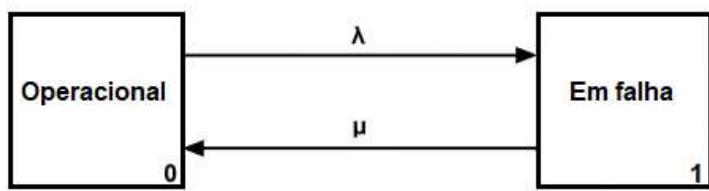
O parâmetro básico utilizado para avaliação da capacidade é a probabilidade de encontrar uma unidade de geração indisponível em um tempo distante no futuro, ou seja, para a condição de regime permanente ( $t \rightarrow \infty$ ). Assim, essa indisponibilidade pode ser expressa como em (2.50) e a disponibilidade é expressa em (2.49), conforme já mostrado na Seção 2.4.

Este conceito de indisponibilidade é aplicável para o modelo de geração que possui dois estados: operacional ou em falha.

Os estados definidos para modelagem do comportamento do gerador são discretos, identificáveis e contínuos no tempo. Ou seja, o componente se encontra em um dos estados e permanecerá nesse estado até que migre para o próximo estado.

No caso da modelagem de dois estados, a taxa de transição entre os estados Operacional ou estado “0” e Em Falha ou estado “1” é denominada taxa de falha, tendo em vista que o componente passou da condição de operacional para a condição de falha; já a taxa de transição entre o estado “1” e o estado “0” é denominada taxa de reparo, uma vez que o componente passou da condição de falha para a condição de operacional. Na Figura 2.15 as taxas de falha e reparo são representadas como  $\lambda$  e  $\mu$ , respectivamente, em que elas representam a quantidade de mudanças de estado em um determinado tempo. A expressão de (2.49) representa a probabilidade de se encontrar o componente no estado “0”, e a expressão de (2.50) representa a probabilidade de se encontrar o componente no estado “1”.

Cabe ressaltar que, na representação de um componente ou sistema em dois estados, a taxa de transição de saída de um determinado estado é igual à taxa de entrada do outro estado.

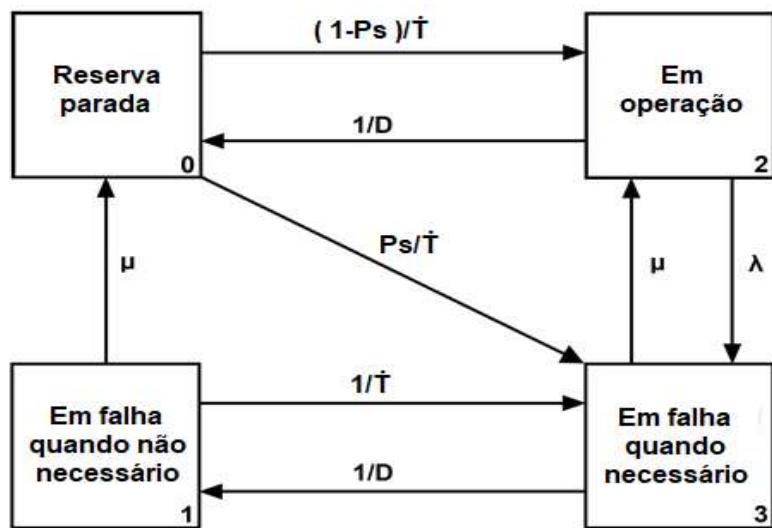
**FIGURA 2.15** – Modelo de dois estados para geradores

Fonte: (Billinton, Roy, 1996) Adaptado.

A representação de dois estados, ilustrada na Figura 2.15, corresponde a um processo contínuo de Markov, em que as taxas de transição são constantes e independentes do tempo, como no caso da distribuição exponencial (BILLINTON; ROY, 1992).

No modelo de quatro estados são incluídos dois estados que são a reserva parada (*Reserve shutdown*) e a indisponibilidade sem que haja a necessidade da máquina (*Forced out but not needed*). Nesse modelo a probabilidade de falha na partida é considerada de forma isolada da falha em operação. Além disso, o caso em que o gerador se encontra em falha mas não está sendo necessário é outro estado que é considerado.

Os estados definidos no modelo de quatro estados apresentado na Figura 2.16 são Reserva parada ou estado “0”, que representa o gerador em modo reserva; em falha quando não necessário ou estado “1”, que representa o gerador estando em falha, mas não sendo demandado a operar; em operação ou estado “2”, que representa o gerador em funcionamento (operando); e em Falha quando necessário ou estado “3”, que representa que o gerador está em falha quando há a necessidade de operação do mesmo. As taxas de transição entre estados são também apresentadas na Figura 2.16.

**FIGURA 2.16** – Modelo de quatro estados para geradores

Fonte: (Billinton, Roy, 1996) Adaptado.

O modelo de quatro estados também se trata de um processo contínuo de Markov, segundo a mesma discussão realizada para o modelo de dois estados. Como as taxas de transição entre estados nesse modelo são diferentes das taxas de transição do modelo de dois estados, há a necessidade de desenvolvimento de novas equações para o cálculo da probabilidade de residir em cada um dos estados em termos das taxas de transição entre estados. As expressões em (2.52), (2.54), (2.55) e (2.56) representam as probabilidades de se encontrar o gerador modelado nos estados “0”, “1”, “2”, “3” e “4”, respectivamente.

Para:

$\bar{T}$  = tempo médio de reserva parada entre os períodos de demanda;

$D$  = tempo médio em serviço por ocasião de demanda;

$P_s$  = Probabilidade de falha na partida.

De acordo com Billinton e Roy (1996), a probabilidade de o sistema estar no estado de reserva parada ( $P_0$ ) é dada por:

$$P_0 = \frac{\mu \bar{T} \left[ D\lambda + 1 + D \left( \mu + \frac{1}{\bar{T}} \right) \right]}{A} \quad (2.52)$$

Em que,  $A$  é:

$$A = (D\lambda + P_S) \left[ (\mu\bar{T} + 1) + \left( \mu + \frac{1}{\bar{T}} \right) D \right] + \left[ (1 - P_S) + \left( \mu + \frac{1}{\bar{T}} \right) D \right] (\mu(\bar{T} + D)) \quad (2.53)$$

A probabilidade de o sistema estar no estado em operação ( $P_1$ ) é dada por:

$$P_1 = \frac{D\lambda + P_S}{A} \quad (2.54)$$

A probabilidade de o sistema estar no estado em falha no período em que não está sendo necessário ( $P_2$ ) é dada por:

$$P_2 = \frac{D\mu \left( 1 - P_S + D\mu + \frac{D}{\bar{T}} \right)}{A} \quad (2.55)$$

A probabilidade de o sistema estar no estado em falha no período em que está sendo necessário ( $P_3$ ) é dada por:

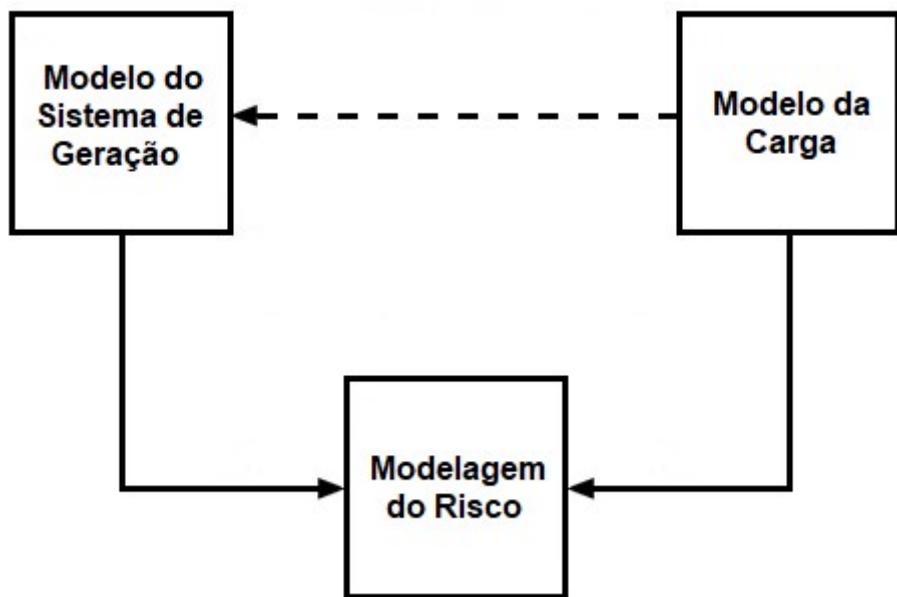
$$P_3 = \frac{D \left( \mu + \frac{1}{\bar{T}} \right) (D\lambda + P_S)}{A} \quad (2.56)$$

#### 2.2.5.1.2 Índice de Interrupções

Há uma certa quantidade de modelos de cargas que podem ser utilizados, bem como uma certa quantidade de índices de riscos que podem ser produzidos para o sistema de geração. O modelo de carga mais simples e mais utilizado é aquele em que cada dia é representado pelo seu pico de carga diária (Billinton; Roy, 1996). Com os modelos de pico de carga, pode ser montada a curva de duração de carga, em que a área abaixo dessa curva representa a energia necessária para um determinado período.

Nesse caso, a aplicação da tabela de probabilidades das capacidades indisponíveis combinada com a característica de carga do sistema, resulta no risco de não atendimento da carga pelo sistema de geração (Billinton; Roy, 1996), conforme ilustrado na Figura 2.17.

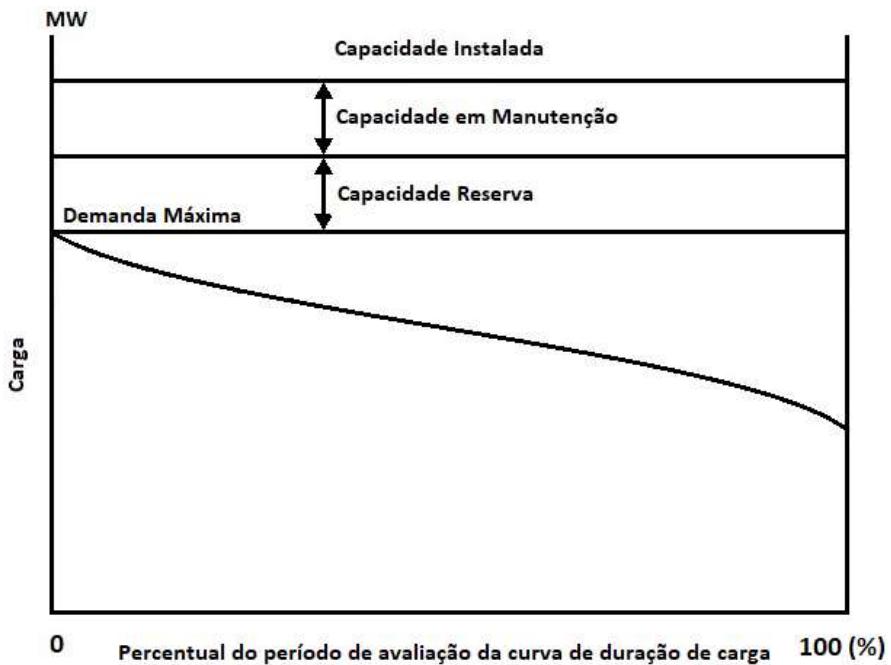
**FIGURA 2.17** – Modelagem para análise de confiabilidade de um sistema de geração



Fonte: (Billinton, Roy, 1996) Adaptado.

O fato de existir certa capacidade de geração fora de serviço não implica em não atendimento da carga requerida pelo sistema elétrico, pois mesmo que tenha certa quantidade de capacidade de geração fora de serviço a carga a ser suprida pode ser igual ou menor à capacidade de geração remanescente no sistema. Dessa forma, a interrupção de fornecimento de energia para uma carga irá ocorrer apenas quando a carga a ser suprida exceder a capacidade de geração naquele instante.

A curva de duração de carga, ilustrada na Figura 2.18, pode ser utilizada em conjunto com a tabela de probabilidades das capacidades indisponíveis, para se obter o número de dias em que a demanda será maior que a capacidade de geração para o período avaliado.

**FIGURA 2.18** – Curva de duração de carga do sistema elétrico

Fonte: (Billinton, Roy, 1996) Adaptado.

Um dos índices que mede esse parâmetro é designado como *Loss of Load Expectation* (LOLE) ou Número Esperado de Horas de Interrupção de Potência Durante o Período Avaliado (normalmente um ano). Dessa maneira, o LOLE é expresso de acordo com (2.57):

$$LOLE = \sum_{i=1}^n P_i (C_i - L_i) \text{ dias/ano} \quad (2.57)$$

Em que:

$C_i$  é a capacidade no dia  $i$ ;

$L_i$  é a previsão de pico de carga no dia  $i$ ;

$P_i (C_i - L_i)$  é a probabilidade de não atendimento da carga no dia  $i$  e é obtida pela tabela de probabilidades das capacidades indisponíveis.

Outro índice de risco também amplamente utilizado é o *Loss of Load Probability* (LOLP) ou Probabilidade de Corte de Carga que está relacionado com o LOLE conforme a expressão a seguir:

$$LOLP = \frac{LOLE}{t} \quad (2.58)$$

Em que  $t$  é o período de avaliação do LOLE.

#### 2.2.5.1.3 Intervenções Planejadas

Os métodos de cálculo da capacidade do sistema apresentados assumem que os modelos de carga e de capacidade do sistema eram aplicáveis a todo o período de avaliação. Esse não é o caso para unidades que entram em manutenção ou inspeção programadas de acordo com um planejamento prévio. Durante esse período, a capacidade de geração disponível do sistema não é a mesma, e assim a tabela de probabilidade de capacidade de geração inicial não é aplicável. A frequência de interrupção do sistema pode então ser obtida criando uma nova tabela de probabilidade de capacidade de geração para cada condição. Assim, a frequência de interrupção do sistema pode ser calculada por períodos (Billinton; Roy, 1996), conforme abaixo:

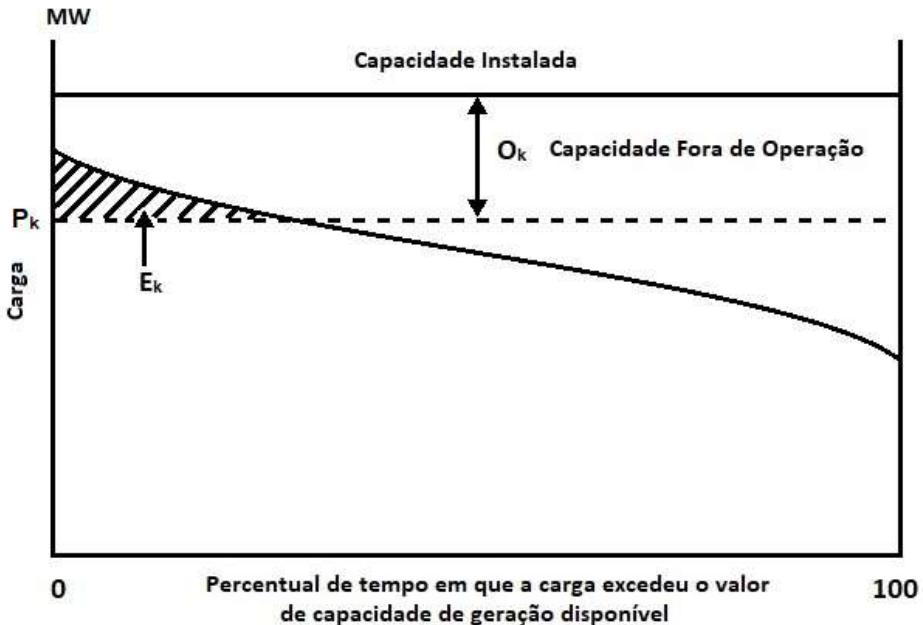
$$LOLE = \sum_{p=1}^n LOLE_p \quad (2.59)$$

Em que  $p$  é o período do ano ou período de interesse.

#### 2.2.5.1.4 Índices de Interrupção de Energia

O índice de interrupção utiliza a curva de duração de carga individual para calcular o número de dias em que um período que o pico de carga diário excede a capacidade instalada disponível. A área sob a curva de carga, mostrada na Figura 2.19, representa a energia utilizada durante o período especificado e pode ser utilizada para calcular a energia não suprida devido à insuficiência de capacidade instalada disponível.

**Figura 2.19** – Curva de duração de carga do sistema elétrico – Energia não suprida



Fonte: (Billinton, Roy, 1996) Adaptado.

Assim, o índice *Loss of Energy Expectation* (LOEE) ou *Expected Energy Not Supplied* (EENS), sendo descrita como Energia Esperada Não Suprida em um determinado período, normalmente de um ano, é dada por:

$$LOEE = \sum_{k=1}^n E_k P_k \text{ MWh/ano} \quad (2.60)$$

Em que:

$E_k$  é a energia não suprida devido a uma falta de capacidade de geração;

$P_k$  é a probabilidade da capacidade de geração ser menor que a energia total demandada.

A energia não suprida, em pu, pode ser dada por:

$$LOEE_{pu} = \sum_{k=1}^n \frac{E_k P_k}{E} \quad (2.61)$$

Em que  $E$  é a energia que corresponde à área sob a curva de duração de carga.

O resultado dessa abordagem pode também ser expresso em termos da razão entre a EENS e energia total necessária para atender aos requisitos do sistema (área sob a curva de duração de carga). Essa razão pode ser definida também como índice de vulnerabilidade de energia. Entretanto, é mais comum subtrair essa razão de 1 e obter o índice de confiabilidade de energia.

O Índice de Confiabilidade de Energia ou *Energy Index of Reliability* é dado por:

$$EIR = 1 - EENS_{pu} \quad (2.62)$$

#### 2.2.5.1.5 Método da Frequência e Duração

Os parâmetros de Frequência e Duração estão ligados à determinação da frequência em que o sistema pode ser encontrado em um determinado estado (disponível, degradado ou indisponível) e à duração média em que o sistema reside nesse estado.

Os índices de Frequência e Duração são os índices mais úteis para a determinação de adequação do sistema no ponto de conexão ou consumidor, e a criação de índices similares para o cálculo de confiabilidade de um sistema de geração, oferecendo parâmetros adicionais para avaliação do sistema (como a frequência de um determinado estado do sistema e sua duração) (BILLINTON; ROY, 1996).

Com a definição dos estados de cada gerador que compõem o sistema a ser avaliado, é possível o cálculo das taxas de transição entre os estados, bem como realizar o cálculo da probabilidade de se encontrar o componente em cada um dos estados. Com isso, é possível avaliar o sistema composto por esses geradores nos termos da frequência e da duração dos estados de capacidade indisponível, com utilização da tabela de probabilidades das capacidades indisponíveis.

A frequência de se encontrar o sistema em um determinado estado é dada por:

$$\hat{f}_k = p_k \cdot \lambda_k \quad (2.63)$$

Em que:

$p_k$  é a probabilidade do sistema estar em determinado estado;

$\lambda_k$  é a taxa de transição para a saída do estado, nesse caso, representada pela taxa de falha  $\lambda$ .

Para um gerador representado pelo modelo de dois estados, (2.63) é representada pelas expressões de (2.64) e de (2.65):

$$\hat{f}_0 = A \cdot \lambda \quad (2.64)$$

$$\hat{f}_1 = U \cdot \mu \quad (2.65)$$

Em que:

$\hat{f}_0$  é frequência do gerador se encontrar no estado “0” apresentado na Figura 2.15;

$\hat{f}_1$  é frequência do gerador se encontrar no estado “1” apresentado na Figura 2.15;

$A$  é a disponibilidade do gerador;

$U$  é a indisponibilidade do gerador;

$\lambda$  é a taxa de falha do gerador;

$\mu$  é a taxa de reparo do gerador.

No caso de dois estados as frequências  $\hat{f}_0$  e  $\hat{f}_1$  são iguais, já que a frequência de transição de um estado para o outro é a mesma. Dessa forma, tem-se:

$$\hat{f} = \hat{f}_0 = \hat{f}_1 \quad (2.66)$$

Para o modelo de geradores com quatro estados apresentado na Figura 2.16, ou para um modelo multiestados, é possível combinar os estados que têm impacto similar no comportamento do sistema (Billinton; Roy, 1996), sendo denominados de estados cumulativos. A probabilidade de se encontrar o sistema em um estado cumulativo é igual à soma das probabilidades mutuamente excludentes de cada

estado. Como os estados são mutuamente excludentes, a probabilidade do estado cumulativo é a soma das probabilidades de cada um dos estados que o compõem.

$$P_k = P_i + P_j \quad (2.67)$$

Em que:

$P_k$  é a frequência do estado combinado;

$P_i$  é a frequência do estado i;

$P_j$  é a frequência do estado j.

A frequência dos estados combinados deve incluir as frequências de todas as transições ignorando as frequências que ocorrem entre os estados combinados já que não representam transições fora do estado combinado.

$$f_k = f_i + f_j - f_{ij} \quad (2.68)$$

Em que:

$f_k$  é a frequência do estado combinado;

$f_i$  é a frequência do estado i;

$f_j$  é a frequência do estado j;

$f_{ij}$  é a frequência de transição entre os estados i e j.

Em relação ao sistema de geração, é possível realizar o agrupamento de estados com capacidades idênticas, formados pela combinação de unidades com diferentes capacidades de geração, em que esses estados não possuem uma ligação direta entre si. A única forma de transição dentro desses estados é se em um dado instante haja o reparo de uma unidade e a falha de outra de mesma capacidade no mesmo instante. Esse evento teria uma probabilidade de acontecimento de segunda ordem, o que é tão improvável que ocorra que é ignorada (Hall, Ringlee, Wood, 1968). Dessa forma, o agrupamento de estados com mesma capacidade pode formar um novo estado  $C_k$ , conforme apresentado em (2.69):

$$C_k = C'_1 = C'_2 = C'_3 = \dots C'_i \quad (2.69)$$

As taxas de transição para saída do novo estado podem ser calculadas por (2.70).

$$\lambda_{\pm k} = \frac{\sum_i p_i \lambda_{\pm i}}{p_k} \quad (2.70)$$

Em que os índices i são referidos aos estados idênticos e o índice k é novo estado para o qual o sistema irá migrar:

$\lambda_{\pm i}$  é a taxa de transição para entrada / saída do estado i, aqui representada pela taxa de falha;

$p_i$  é a probabilidade do estado i;

$\lambda_{\pm k}$  é a taxa de transição para entrada / saída do estado cumulativo k, aqui representada pela taxa de falha;

$p_k$  é a probabilidade do estado k.

As probabilidades dos estados de capacidade idêntica de um sistema e suas frequências podem ser calculadas por (2.71) e (2.72).

$$p_k = \sum_i p_i \quad (2.71)$$

$$f_k = \sum_i f_i \quad (2.72)$$

A duração média de uma condição de capacidade particular pode ser obtida da seguinte forma:

$$\bar{D}_k = \frac{p_k}{f_k}$$

Em que:

$\bar{D}_k$  é a duração média do estado.

A tabela de probabilidades das capacidades indisponíveis é, então, apresentada na Tabela 2.4 para um modelo de um sistema de “k” estados de capacidade indisponível (índices  $C_1$  a  $C_k$ ).

**TABELA 2.4.** – Tabela de probabilidades de capacidades indisponíveis

Estados	Capacidade de Geração Indisponível (MW)	Probabilidade	Frequência (ocorrências / período)	Duração (período / ocorrência)
1	$C_1$	$P_1$	$f_1$	$D_1$
2	$C_2$	$P_2$	$f_2$	$D_2$
3	$C_3$	$P_3$	$f_3$	$D_3$
:	:	:	:	:
$k$	$C_k$	$P_k$	$f_k$	$D_k$

Fonte: Elaborada pelo Autor (2020).

## 2.2.6 CONFIABILIDADE APLICADA AO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

Um sistema de distribuição radial consiste em um conjunto de componentes em série, incluindo linhas, cabos, chaves, barramentos, etc. Um consumidor conectado em qualquer ponto do sistema necessita que todos os componentes entre ele e o ponto de alimentação estejam operando. Consequentemente, o princípio de sistema série pode ser diretamente aplicado a esse sistema (Billinton; Roy, 1996). Os consumidores que estão mais distantes da fonte tendem a sofrer a maior parte das interrupções e sofrem com maior indisponibilidade. No caso desse FPSO, o sistema elétrico possui configuração de operação radial, embora o sistema possua características de um sistema em paralelo ou até mesmo em anel; mas, por restrições de projeto, opera de forma radial com paralelismos apenas para transferência de carga.

Os parâmetros que influenciam nos índices de confiabilidade na etapa de distribuição são: manobras em sistemas que operam de forma radial, mas que podem ser manobrados para outras configurações; falhas nas manobras para transferência de carga ou isolamento de faltas; atuação da proteção de forma seletiva, que leva a maior continuidade no fornecimento de energia elétrica; falhas na proteção, em que a proteção de retaguarda passa a ser demandada.

Conforme já discutido na Seção 2.2, a utilização da taxa de falha constante para os componentes do sistema elétrico se dá porque é assumido que os componentes do sistema trabalham na região de vida útil por passarem por manutenção preventiva. Para sistemas elétricos de distribuição radial, a taxa de falha depende apenas da falha do componente e não do tempo de reestabelecimento. Consequentemente, tempos de reestabelecimento não exponenciais não afetam a distribuição da taxa de falha, logo, a taxa de falha no ponto de conexão de carga do sistema radial obedece a uma distribuição de Poisson (BILLINTON; ROY, 1996).

$$P(n) = \frac{(\lambda t)^n e^{-\lambda t}}{n!} \quad (2.73)$$

Em que:

$\lambda$  é a taxa de falha;

$t$  é o período de avaliação;

$n$  é o número de falhas.

Para o sistema de distribuição, os parâmetros básicos de confiabilidade são a taxa de falha ( $\lambda_s$ ), tempo médio de interrupção ( $t_s$ ) e o tempo de interrupção ou indisponibilidade anual ( $U_s$ ), dados por:

$$\lambda_s = \sum_i \lambda_i \quad (2.74)$$

$$U_s = \sum_i \lambda_i t_i \quad (2.75)$$

$$t_s = \frac{U_s}{\lambda_s} = \frac{\sum_i \lambda_i t_i}{\sum_i \lambda_i} \quad (2.76)$$

Índices adicionais são utilizados de modo a se ter uma melhor representação das falhas em termos de duração e frequência, ao se ponderar esses parâmetros pela quantidade de consumidores impactados.

## 2.2.7 ÍNDICES ADICIONAIS DE CONFIABILIDADE PARA O SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

Índices orientados ao consumidor e à carga são bastante úteis para a determinação da severidade de falhas no sistema elétrico e análises de confiabilidade do sistema. Eles podem também ser usados para o cálculo de performance passada.

O cálculo da performance do sistema é um procedimento importante por três razões:

- a. Estabelece as mudanças cronologicamente na performance do sistema e ajuda a identificar pontos fracos e a necessidade de melhoria desses pontos;
- b. Estabelece índices que servem como guia para valores aceitáveis em cálculos de confiabilidade;
- c. Permite uma previsão de performance para ser comparada com o sistema real.

Os índices taxa de falha, tempo de interrupção e indisponibilidade anual são de fundamental importância, mas não trazem uma completa representação do comportamento e resposta do sistema. Esses índices não levam em consideração a quantidade de consumidores conectados ao sistema ou qual a carga média no ponto de conexão (Billinton; Roy, 1996). Dessa forma, índices adicionais de confiabilidade foram definidos. O IEEE Std 1366™-2003 padroniza os índices de confiabilidade aplicados a sistemas elétricos. Alguns desses índices são aplicados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e também utilizados pelo *software* de simulação (*PowerFactory®*) para análise de confiabilidade do sistema elétrico do FPSO (GMBH DIgSILENT, 2017; IEEE Std 1366, 2003; PRODIST, 2019). Nos tópicos 2.2.7.1 e 2.2.7.2 são apresentados os principais índices de confiabilidade orientados ao consumidor e à carga, nessa ordem.

### 2.2.7.1 Índices orientados ao consumidor

Frequência Média de Interrupção do Sistema ou *System Average Interruption Frequency Index* (SAIFI), que indica com que frequência o consumidor em média fica

sem energia em um determinado período de tempo, normalmente avaliado em um ano.

$$SAIFI = \frac{\sum \lambda_i N_i}{\sum N_i} \quad (2.77)$$

Em que:

$\lambda_i$  é a taxa de falha no ponto de conexão  $i$ ;

$N_i$  número de consumidores no ponto de conexão  $i$ .

A ANEEL utiliza o índice chamado de Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC) (PRODIST, 2019), que é similar ao SAIFI (Ferreira, 2019). O FEC é dado por:

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^{Cc} FIC(i)}{Cc} \quad (2.78)$$

Em que:

FIC é a Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão. Dada pelo número de interrupções da unidade consumidora ou por ponto de conexão considerado, no período de apuração;

$Cc$  = número total de unidades consumidoras faturadas do conjunto no período.

Frequência Média de Interrupção do Consumidor ou *Customer Average Interruption Frequency Index* (CAIFI), que indica a frequência média de interrupção de fornecimento de energia de forma contínua que determinados consumidores sofreram. O consumidor é contado apenas uma vez independentemente do número de interrupções.

$$CAIFI = \frac{\sum \lambda_i N_i}{\sum N a_i} \quad (2.79)$$

Em que:

$N_a$  é o número de consumidores afetados.

Esse índice difere do SAIFI apenas pelo denominador. É particularmente útil quando um determinado período do ano é comparado com o período de outro ano, já que em alguns períodos nem todos os consumidores irão ser afetados e vários terão completa continuidade do fornecimento. O valor do CAIFI é bastante útil para identificar tendências cronológicas na confiabilidade de um determinado sistema de distribuição. Na aplicação desse índice, o consumidor deve ser contado apenas uma vez independente das interrupções que ele teve durante o ano.

Duração Média da Interrupção do Sistema ou *System Average Interruption Duration Index* (SAIDI), que indica a duração média total da interrupção para o consumidor durante um período de tempo, normalmente avaliado em um ano.

$$SAIDI = \frac{\sum U_i N_i}{\sum N_i} \quad (2.80)$$

Em que:

$U_i$  é a indisponibilidade anual no ponto de conexão  $i$ ;

$N_i$  é o número de consumidores no ponto de conexão  $i$ .

A ANEEL utiliza o índice chamado de Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC) (PRODIST, 2019), que é similar ao SAIDI (Ferreira, 2019). O DEC é dado por:

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^{Cc} DIC(i)}{Cc} \quad (2.81)$$

Em que:

$DIC$  é a Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão. Dada pelo somatório do tempo de duração da interrupção ( $i$ ) da unidade consumidora considerada ou do ponto de conexão, no período de apuração.

$Cc$  = número total de unidades consumidoras faturadas do conjunto no período.

$$DIC = \sum_{i=1}^n t(i) \quad (2.82)$$

Duração Média da Interrupção para o Consumidor ou *Customer Average Interruption Duration Index* (CAIDI), que representa o tempo médio requerido para reestabelecimento do serviço para os consumidores afetados.

$$CAIDI = \frac{\sum U_i N_i}{\sum \lambda_i N_i} \quad (2.83)$$

Em que:

$\lambda_i$  é a taxa de falha no ponto de conexão i;

$U_i$  é a indisponibilidade anual no ponto de conexão i;

$N_i$  número de consumidores no ponto de conexão i.

Disponibilidade Média do Serviço ou *Average Service Availability Index* (ASAI), que representa a fração de tempo em que o consumidor foi suprido de energia durante um período de um ano.

$$ASAI = \frac{\sum N_i \cdot 8760 - \sum U_i N_i}{\sum N_i \cdot 8760} \quad (2.84)$$

Indisponibilidade Média do Serviço ou *Average Service Unavailability Index* (ASUI), que representa a fração de tempo em que o consumidor deixou de ser suprido de energia durante um período de um ano.

$$ASUI = 1 - ASAI = \frac{\sum U_i N_i}{\sum N_i \cdot 8760} \quad (2.85)$$

Em que:

$U_i$  é a indisponibilidade anual no ponto i;

$N_i$  é o número de consumidores no ponto de conexão i;

8760 é o número de horas em um ano.

### 2.2.7.2 Índices orientados à carga

Um dos parâmetros importantes requeridos na avaliação de índices orientados à carga e energia é a carga média em cada ponto de conexão do barramento.

A carga média é dada por:

$$L_m = L_p f_c \quad (2.86)$$

Em que:

$L_m$  carga média;

$L_p$  carga de pico;

$f_c$  fator de carga.

$$L_m = \frac{E_d}{t} \quad (2.87)$$

Em que:

$E_d$  é a energia demandada e pode ser obtida através da área curva de carga;

$t$  é o período de interesse.

Energia Não Suprida ou *Energy Not Supplied* (ENS) é a quantidade total de energia em média não suprida.

$$ENS = \sum L_{m(i)} U_i \quad (2.88)$$

Em que:

$L_{m(i)}$  é a carga média conectada ao ponto  $i$ .

$U_i$  é a indisponibilidade anual no ponto  $i$ ;

Energia Média Não Suprida ou *Average Energy Not Supplied* (AENS) é a quantidade média de energia não fornecida para todos os consumidores.

$$AENS = \frac{\sum L_{m(i)} U_i}{\sum N_i} \quad (2.89)$$

Em que:

$\sum L_{m(i)} U_i$  é a quantidade total de energia em média não suprida.

$\sum N_i$  é o número total de consumidores;

Frequência de Interrupção no Ponto de Carga ou *Load Point Interruption Frequency* (LPIF) é o somatório das frequências de interrupção em um determinado ponto do sistema ao qual cargas são conectadas.

$$LPIF_i = \sum_k Fr_k \quad (2.90)$$

Em que:

$Fr_k$  é a frequência de ocorrência da contingência k;

Tempo de Interrupção no Ponto de Carga ou *Load Point Interruption Time* (LPIT) é o somatório das probabilidades de interrupção em um determinado ponto do sistema ao qual cargas são conectadas.

$$LPIT_i = \sum_k 8760. Pr_k \quad (2.91)$$

Em que:

$Pr_k$  = Probabilidade de ocorrência da contingência k.

### **3 MATERIAIS E MÉTODOS**

### 3 MATERIAIS E MÉTODOS

#### 3.1 SISTEMA ELÉTRICO DO FPSO

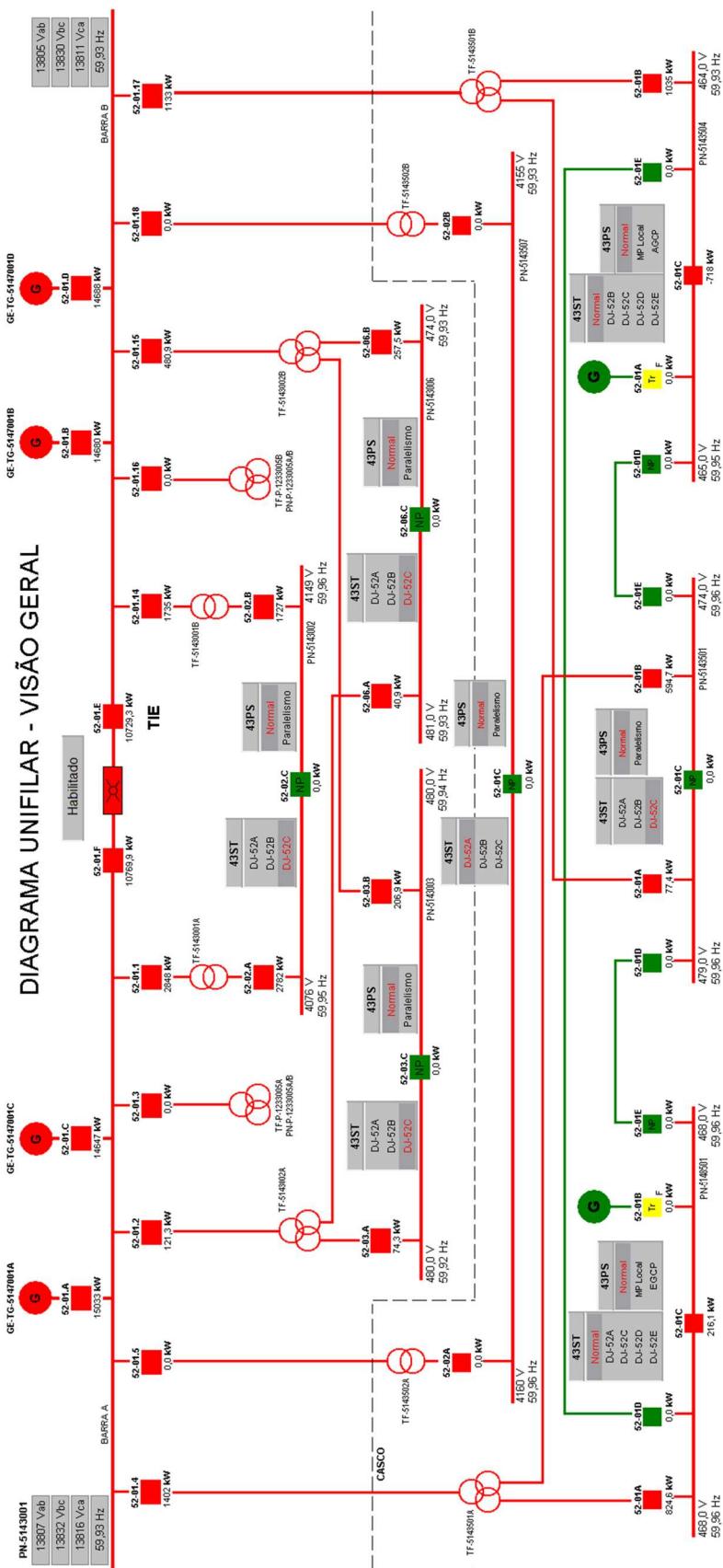
O sistema elétrico de uma plataforma tipo FPSO, sobretudo das atualmente instaladas na camada pré-sal no Brasil, possui como fonte principal de energia um sistema de geração composto por quatro turbogeradores, um gerador auxiliar e um gerador de emergência, bem como um sistema redundante de UPS. Nesse caso, trata-se de sistema isolado que produz energia apenas para atendimento das cargas da própria unidade.

Tanto em relação ao projeto quanto em relação à operação, o sistema elétrico da unidade é dividido entre sistemas do casco (que alimenta principalmente cargas do navio) e do *topside* (que alimenta principalmente cargas relacionadas à produção de óleo, gás e injeção de água). A configuração do sistema elétrico do FPSO, referência para o estudo desse trabalho, pode ser vista em um diagrama unifilar simplificado na Figura 3.1.

O sistema de geração principal dessa unidade conta com quatro turbogeradores (GE-TG-5147001A/B/C/D), acionados por turbinas a gás, com potência nominal de 25 MW / 31,25 kVA, tensão nominal de 13,8 kV e frequência nominal de 60 Hz que alimentam tanto o sistema elétrico do *topside* quanto o casco da plataforma. O sistema elétrico do casco conta com um gerador auxiliar (GE-UG-5262501) e um gerador de emergência (GE-UG-5261501) com potência nominal de 1,8 MW cada e tensão nominal de 480 V. Esses geradores entram em operação em caso de falha de todo o sistema de geração principal, nos testes semanais ou em caso de alguma necessidade operacional. Na condição normal de operação do sistema elétrico apenas os geradores principais necessários para atendimento à demanda da plataforma são utilizados.

Em relação ao sistema de distribuição de energia elétrica, os níveis de tensão encontrados na plataforma são: 13,8 kV, 4,16 kV, 690 V, 480 V, 220 V e 110 V. No sistema elétrico do *topside*, os níveis de tensão são 13,8 kV, 4,16 kV, 690 V, 480 V, 220 V e 110 V, já no sistema elétrico do casco os níveis de tensão encontrados são 13,8 kV, 4,16 kV, 480 V, 220 V e 110 V.

### **FIGURA 3.1 – Unifilar geral do FPSO**



Fonte: Supervisório do Sistema Elétrico do FPSO. Adaptado

Por questões de limitação de nós disponíveis na licença educativa do *software* de simulação, o sistema elétrico não pôde ser representado em sua totalidade. Dessa maneira, foi realizado um levantamento das cargas do sistema, de modo a determinar uma carga equivalente para cada painel (que são elencadas nos tópicos 3.1.1 e 3.1.2). Portanto, a representação das cargas do sistema se limitou às cargas que estão conectadas aos CDC e aos painéis CCM dos auxiliares dos geradores principais.

### 3.1.1 Sistema Elétrico do *Topside*

A energia elétrica gerada em 13,8 kV é fornecida através dos turbogeradores pelo painel principal PN-5143001, onde os motores com potência maior que 1.250 kW são conectados. O painel principal possui seu barramento seccionado em barramento A e B, sendo interligado através de um disjuntor *Tie* e um disjuntor *BAL*. Nessa interligação está instalado um limitador de curto-círcuito denominado *IS-Limiter*. Os demais painéis CDC também seguem a filosofia de barramento seccionado com interligação por disjuntor *Tie*, mas apenas o painel principal necessita de limitador de curto-círcuito para manter o nível de curto-círcuito desse painel em 50 kA, 1s. Assim, todo o sistema de distribuição segue a filosofia de secundário seletivo (CASTRO, FILHO, 2010).

No painel principal estão ligados os transformadores responsáveis pela distribuição de energia elétrica tanto no *topside* quanto no casco. No *topside*, dois transformadores (TF-5143001A/B) alimentam as cargas de 4,16 kV, dois transformadores de três enrolamentos (TF-P-1233005A/B) alimentam aquecedores do processo de tratamento de gás em 690V, e dois transformadores (TF-5143002A/B) de três enrolamentos distribuem energia elétrica principalmente para as cargas do processo em 480 V.

As principais cargas do sistema de distribuição *topside* são:

- Sistema 13,8 kV
  - Compressores Principais: M-C-UC-1231001A/B/C. Utilizados na compressão do gás de processo (1º estágio de compressão);

- Compressores de Exportação: M-C-UC-1231002A/B/C. Utilizados na compressão do gás de processo para exportação via gasoduto ou como 2º estágio de compressão para o compressor de injeção (3º estágio de compressão);
  - Compressores de Injeção de Gás: M-C-UC-1252001A/B. Utilizados para compressão do gás que será injetado no reservatório;
  - Compressores de Recuperação de Vapor: M-C-UC-1225001A/B. Utilizados para a compressão de gás dos separadores de baixa pressão;
  - Bombas *Feed* da Unidade de Remoção de Sulfato: M-B-UT-1251001A/B. Utilizadas no sistema de injeção de água;
  - Bombas Principais de Injeção de Água: M-B-1251002A/B. Utilizadas para a injeção de água no reservatório;
  - Transformadores do *Topside* 13,8 kV / 4,16 kV - 10 MVA (AN) / 12,5 MVA (AF): TF-5143001 A/B. Utilizados para a distribuição de energia elétrica para o painel de alimentação de bombas do *topside* através do PN-5143002;
  - Transformadores do *Topside* 13,8 kV / 480 V / 480 V - 3150-1575-1575 kVA (AN) / 3938-1969-1969 kVA (AF): TF-5143002 A/B. Utilizados para a distribuição de energia elétrica para o casco através dos painéis PN-5143003 e PN-5143006;
  - Transformador de *Topside* 13,8 kV / 690 V / 690 V: TF-P-1233005 A/B. Utilizados para a alimentação dos aquecedores de gás de regeneração P-1233005A/B.
- 
- Sistema 4,16 kV
  - Bombas de Captação de Água Salgada: M-B-5111001A/B/C/D/E. Utilizadas para fornecerem água principalmente para injeção de água e resfriamento;
  - Bombas *Booster* de Injeção de Água: M-B-1251001-01A/B/C. Utilizadas em conjunto com as Bombas Principais de Injeção de Água;
  - Compressores de Gás Recuperado do Flare: M-C-UC-5412001-01A/B. Utilizado no sistema de processamento de gás;
  - Bombas do Separador de Teste: M-B-1223005A/B. Utilizada no separador de teste no sistema de tratamento de petróleo;

- Bombas de Circulação de Água Área Classificada: M-B-5124001A/B/C. Utilizadas para circulação de água doce para resfriamento de equipamentos em área classificada e troca de calor com a água salgada captada para injeção e resfriamento;
  - Bombas de Circulação de Água Área Não Classificada: M-B-5124002 A/B. Utilizadas para circulação de água doce para resfriamento de equipamentos em área não classificada (incluindo gerador e sistema de óleo mineral das turbinas dos geradores) e troca de calor com a água salgada captada de injeção e resfriamento;
  - Bombas de Transferência de Óleo: M-B-1223503A/B/C. Utilizadas no sistema de tratamento de petróleo para a transferência do petróleo para os tanques de carga.
- 
- Sistema 690 V
  - Painel PN-P-1233005A/B que alimentam dos aquecedores de gás de regeneração P-1233005A/B.
- 
- Sistema 480 V
  - Bombas de Vácuo M-B-Z-UT-1251002A/B. Utilizada na desaeradora para remoção de oxigênio da água de injeção;
  - Ar Condicionados Módulo 17 PN-AC-5252002A/B. Ar condicionado do módulo de painéis elétricos;
  - Compressores de Gás de Regeneração M-UC-1233001A/B. Utilizado no sistema de tratamento de gás;
  - Painéis CDC do *Topside* PN-5143003 / PN-5143006. Alimentam cargas e painéis CCM de do *topside*.
  - Painéis CCM do *Topside* PN-5143004 / PN-5143005 / PN-5143007 / PN-5143008 / PN-5143011 / PN-5143012. Alimentam diversas cargas do processo;
  - Painéis CCM Compressores de CO2 PN-UC-1254001A/B-1. Auxiliares do sistema de compressão de CO2;

- Unidade de Geração de Nitrogênio Z-5241001. Utilizada na produção de nitrogênio para serviços e selagem;
- Bombas de Circulação Água de Quente CF-B-5125001AB/C. Utilizadas no sistema de água quente para o processo.
- HPU dos Poços UH-1210001. Unidade hidráulica utilizada para o controle dos poços conectados à plataforma.

### 3.1.2 Sistema Elétrico do Casco

Pelo painel principal PN-5143001, localizado no *topside*, também são alimentados os transformadores de três enrolamentos TF-5143501A/B que distribuem energia elétrica em 480 V para o casco, bem como os dois transformadores TF-5143502A/B que distribuem energia em 4,16 kV para o sistema das bombas de transferência de petróleo, lastro e deslastro do FPSO.

No sistema elétrico do casco de um FPSO estão localizadas as cargas relacionadas a habitabilidade, salvatagem, sistemas essenciais para operação da unidade, iluminação de emergência, alimentação dos sistemas de emergência, painéis que alimentam os auxiliares dos geradores principais PN-TG-5147001-01-01 e PN-TG-5147001-01-02.

As principais cargas do sistema de distribuição do casco são:

- Sistema 4,16 kV
  - *Power Packs* da unidade hidráulica (HPU) do sistema de transferência de petróleo (sistema de *Offloading*) M-UH-1223501A/B/C/D/E/F. Unidade hidráulica de acionamento das bombas de carga, lastro e deslastro;
  - Bombas *Butterworth* TF-CF-B-1223502A/B. Utilizadas na limpeza dos tanques de carga.
- Sistema 480 V
  - Transformadores do Casco 13,8 kV / 480 V / 480 V - 4500-2250-2250 kVA (AN) / 5625-2813-2813 kVA (AF): TF-5143501 A/B. Utilizados para a distribuição de

- energia elétrica para o casco através dos painéis PN-5148501, PN-5143501 e PN-5143504;
- Painel CDC Essencial PN-5148501. Painel que alimenta cargas essenciais, UPS-5265501A e os CCM essenciais da plataforma. Nesse painel ficam as cargas para garantia da habitabilidade e sistemas de emergência. Esse também é o painel de gerador de emergência GE-5261501.
  - Painéis CCM Essenciais do Casco PN-5148502 / PN-5148503. Esses painéis são alimentados pelo CDC PN-5148501.
  - Transformadores - Cargas Essenciais 480 V / 220 V TF-5148501A/B. Transformadores para alimentação de cargas essenciais em 220 V.
  - Sistema de Energia Ininterrupta UPS-5265501A/B. Sistema que alimenta as cargas de emergência, sistemas de segurança, CLP (Controlador Lógico Programável) de diversos sistemas, todas as remotas e supervisório. As cargas das UPS ficam tanto no casco quanto no *topside* na tensão de 220V;
  - Painéis CCM dos Auxiliares dos Turbogeradores PN-TG-5147001-01-01/02. Alimentam os auxiliares dos quatro turbogeradores;
  - Painéis CCM dos Compressores de Ar PN-C-UC-5134501A/B/C. Alimentam os inversores de frequência dos motores de cada um dos compressores e outras cargas dos compressores de ar;
  - Bombas de Captação de Água Salgada para Resfriamento M-B-5050501A/B. Utilizadas na captação de água salgada para resfriamento;
  - Bomba de Circulação de Água de Resfriamento M-B-5050503A/B. Utilizada na circulação de água doce para resfriamento dos equipamentos do casco e troca de calor com a água salgada captada pela B-5050501A/B;
  - Ar Condicionado 3º piso Módulo 17 PN-AC-5252001A/B. Alimenta o ar condicionado da sala de painéis de automação no Módulo 17.
  - Bomba de Captação de Emergência M-B-5111501. Bomba de captação de água salgada utilizada para resfriamento na partida do primeiro gerador principal.
  - Painel CDC Normais PN-5143504. Painel que alimenta cargas normais (cargas de utilidades e de serviços.), UPS-5265501B, os CCM PN-5143505 e PN-5143506. Esse também é o painel de gerador auxiliar GE-5262501.

- Painel CDC Normais PN-5143501. Painel que alimenta cargas normais, os CCM PN-5143502 e PN-5143503.
- Painéis CCM Normais do Casco PN-5143502 / PN-5143503 / PN-5143505 / PN-5143506. Painéis que alimentam diversas cargas normais do casco.
- Transformadores Normais 480 V / 220V TF-5143503A/B / TF-5143504A/B. Transformadores para alimentação de cargas normais em 220 V.
- Sopradores do Sistema de Gás Inerte M-VT-IG-5241501A/B. Sopradores de gás inerte do gerador de gás inerte para os tanques de carga;
- Bomba de Água Salgada do Gerador de Gás Inerte (GGI) M-B-5241502A/B. Bomba de captação de água salgada para resfriamento do Gerador de Gás Inerte;
- Bombas de Serviços Gerais CF-M-B-5336502A/B. Bomba de captação de água salgada para resfriamento, água para destilação e eletrocloradoras. Também pode ser utilizada em caso de emergência para esgotamento da praça de máquinas.
- Bombas de Lastro M-B-5335501A/B. Utilizadas para lastramento da plataforma com água salgada.
- Unidades Eletrocloradoras PN-UE-5121501 / PN-UE-5121502. Utilizadas para a produção de hipoclorito para dosagem na água de captação para controle da vida marinha nas tubulações.
- HPU Sistema de *Offloading* de Vante e Ré PN-UH-1223504A-A/B e PN-UH-1223504/B-A/B. Unidade hidráulica para movimentação do carretel do mangote de *offloading*, SDV e guinchos do sistema.

### 3.1.3 Lista de Cargas e Curva de Duração de Carga da Plataforma

Com base nas principais cargas levantadas nos itens 3.1.1 e 3.1.2, foram montadas as tabelas com a carga instalada no *topside* e no casco.

Conforme a Tabela 3.1, a carga instalada no *topside* é de aproximadamente 131,06 MW, em que as cargas marcadas com um asterisco “\*” foram estimadas utilizando a documentação do projeto como base, e as demais cargas estão representadas pelos seus dados de placa.

**TABELA 3.1** – Cargas do *topside*

<b>Painel</b>	<b>Semi- Barra</b>	<b>Carga</b>	<b>Descrição</b>	<b>Tensão Nominal (V)</b>	<b>Potência Nominal (kW)</b>
PN-5143001	A	M-C-UC-1231001A	Compressor Principal	13.800	11.000
		M-C-UC-1231001C	Compressor Principal	13.800	11.000
		M-C-UC-1231002A	Compressor de Exportação	13.800	11.000
		M-C-UC-1252001A	Compressor de Injeção	13.800	11.000
		M-B-1251002A	Bomba de Injeção de Água Principal	13.800	6.250
		M-C-UC-1225001A	Compressor Recuperador de Vapor	13.800	2.600
		M-B-UT-1251001A	Bomba <i>Feed</i>	13.800	1.350
PN-5143001	B	M-C-UC-1231001B	Compressor Principal	13.800	11.000
		M-C-UC-1231002B	Compressor Exportação	13.800	11.000
		M-C-UC-1231002C	Compressor de Exportação	13.800	11.000
		M-C-UC-1252001B	Compressor de Injeção	13.800	11.000
		M-B-1251002B	Bomba de Injeção de Água Principal	13.800	6.250
		M-C-UC-1225001B	Compressor Recuperador de Vapor	13.800	2.600
		M-B-UT-1251001B	Bomba <i>Feed</i>	13.800	1.350
PN-5143002	A	M-B-5111001A	Bomba de Captação de Água Salgada	4.160	1.250
		M-B-5111001C	Bomba de Captação de Água Salgada	4.160	1.250
		M-B-5111001E	Bomba de Captação de Água Salgada	4.160	1.250
		CF-B-5124001A	Bomba de Circulação de Água Área Classificada	4.160	990
		M-B-1251001A	Bomba <i>Booster</i>	4.160	380
		M-C-UC-5412001-01A	Compressor de Gás Recuperado do Flare	4.160	336
		M-B-1223503A	Bomba de Transferência de Óleo	4.160	220
		M-B-1223503C	Bomba de Transferência de Óleo	4.160	220
		M-B-5124002A	Bomba de Circulação de Água Área Não Classificada	4.160	185

<b>Painel</b>	<b>Semi-Barra</b>	<b>Carga</b>	<b>Descrição</b>	<b>Tensão Nominal (V)</b>	<b>Potência Nominal (kW)</b>
PN-5143002	B	M-B-5111001B	Bomba de Captação de Água Salgada	4.160	1.250
		M-B-5111001D	Bomba de Captação de Água Salgada	4.160	1.250
		CF-B-5124001B	Bomba de Circulação de Água Área Classificada	4.160	990
		CF-B-5124001C	Bomba de Circulação de Água Área Classificada	4.160	990
		M-B-1251001B	Bomba <i>Booster</i>	4.160	380
		M-B-1251001C	Bomba <i>Booster</i>	4.160	380
		M-C-UC-5412001-01B	Compressor de Gás Recuperado do Flare	4.160	336
		M-B-1223503B	Bomba de Transferência de Óleo	4.160	220
		M-B-5124002B	Bomba de Circulação de Água Área Não Classificada	4.160	185
		P-1233005A	Aquecedor de Gás de Regeneração	690	1851
PN-P-1233005A	-	P-1233005B	Aquecedor de Gás de Regeneração	690	1851
PN-5143003	A	PN-5143004	Painel CCM do <i>Topside</i>	480	700*
		PN-AC-5252002A	Ar Condicionado Módulo 17	480	447
		PN-5143011	Painel CCM do <i>Topside</i>	480	350*
		M-B-Z-UT-1251002A	Bomba de Vácuo	480	132
		M-UC-1233001A	Compressores de Gás de Regeneração	480	90
PN-5143003	B	PN-5143005	Painel CCM do <i>Topside</i>	480	700*
		PN-UC-1254001A-1	Painéis CCM Compressores de CO <sub>2</sub>	480	525
		Z-5241001	Unidade de Geração de Nitrogênio	480	447
		CF-B-5125001A	Bombas de Circulação Água de Quente	480	300

Painel	Semi-Barra	Carga	Descrição			Tensão Nominal (V)	Potência Nominal (kW)
PN-5143006	A	PN-5143007	Painel CCM do <i>Topside</i>	480	700*		
		PN-UC-1254001B-01	Painéis CCM Compressores de CO <sub>2</sub>	480	525		
		CF-B-5125001B	Bombas de Circulação Água de Quente	480	300		
PN-5143006	B	PN-5143008	Painel CCM do <i>Topside</i>	480	700*		
		PN-5143012	Painel CCM do <i>Topside</i>	480	350*		
		CF-B-5125001C	Bombas de Circulação Água de Quente	480	300		
		M-B-Z-UT-1251002B	Bomba de Vácuo	480	132		
		M-UC-1233001B	Compressores de Gás de Regeneração	480	90		
		UH-1210001	Unidade Hidráulica dos Poços	480	82,5		
		PN-AC-5252002B	Ar Condicionado Módulo 17	480	30		
Carga Instalada <i>Topside</i> *						130.975	

Fonte: Elaborada pelo autor (2020).

Já para o casco, conforme a Tabela 3.2, a carga instalada é de aproximadamente 18 MW, em que as cargas sinalizadas com dois asteriscos “\*\*” tratam-se de transformadores de distribuição que tiveram suas potências representadas em kW (usualmente são expressas em kVA).

**TABELA 3.2.** – Cargas do casco

Painel	Semi-Barra	Carga	Descrição				Tensão Nominal (V)	Potência Nominal (kW)
PN-5143507	A	M-UH-1223501A	Power	Pack	HPU	-	4.160	820
			<i>Offloading</i>					
		M-UH-1223501C	Power	Pack	HPU	-	4.160	820
			<i>Offloading</i>					
		M-UH-1223501E	Power	Pack	HPU	-	4.160	820
			<i>Offloading</i>					

Painel	Semi-Barra	Carga	Descrição	Tensão Nominal (V)	Potência Nominal (kW)
PN-5143507	A	TF-CF-B-1223502A	Bomba <i>Butterworth</i>	4.160	500
PN-5143507	B	M-UH-1223501B	<i>Power Pack HPU - Offloading</i>	4.160	820
		M-UH-1223501D	<i>Power Pack HPU - Offloading</i>	4.160	820
		M-UH-1223501F	<i>Power Pack HPU - Offloading</i>	4.160	820
		TF-CF-B-1223502B	Bomba <i>Butterworth</i>	4.160	500
PN-5148501	A	PN-5148502	<i>CCM Essencial Casco</i>	480	600
		PN-C-UC-5134501A	CCM Compressor de Ar	480	450
		TF-5148501A	Transformador Cargas Essenciais 480 V / 220 V	480	225**
		M-B-5050503A	Bomba de Circulação de Água de Resfriamento	480	90
		M-B-5050501A	Bomba de Captação - Resfriamento	480	75
		PN-AC-5252001A	Ar Condicionado 3º piso Módulo 17	480	56
PN-5148501	B	PN-5148503	<i>CCM Essencial Casco</i>	480	600
		PN-C-UC-5134501B	CCM Compressor de Ar	480	450
		UPS-5265501A	<i>UPS A</i>	480	300
		TF-5148501B	Transformador Cargas Essenciais 480 V / 220 V	480	225
		M-B-5050503B	Bomba de Circulação de Água de Resfriamento	480	90
		M-B-5050501B	Bomba de Captação - Resfriamento	480	75
		M-B-5111501	Bomba de Captação de Emergência	480	75
		PN-AC-5252001B	Ar Condicionado 3º piso Módulo 17	480	55,6

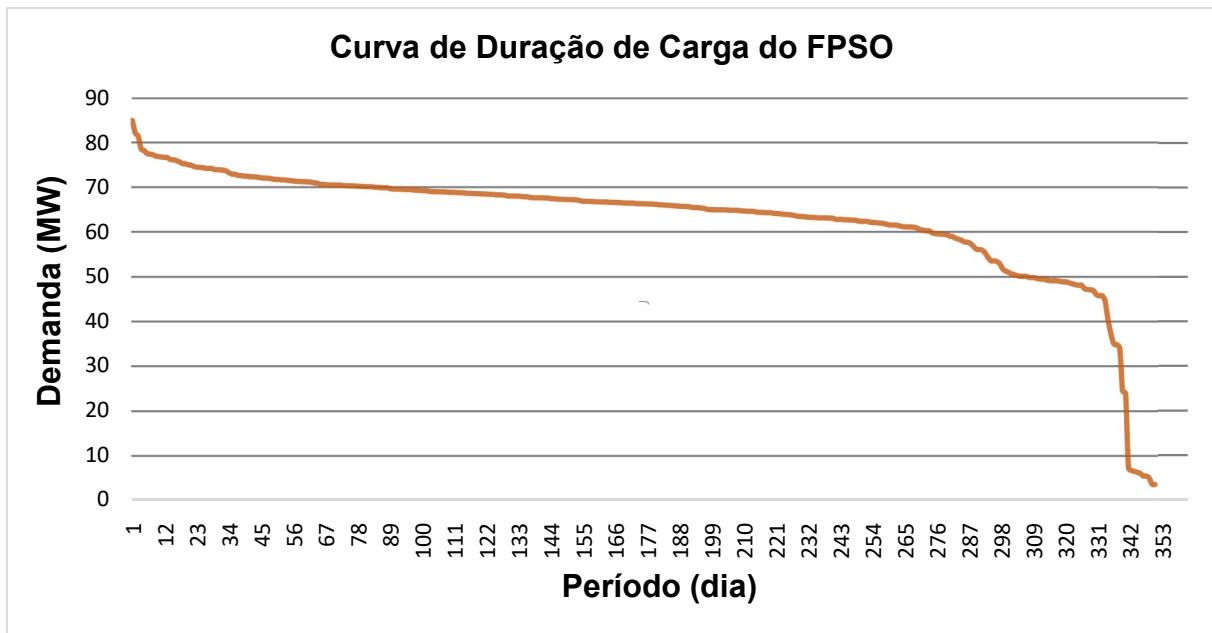
Painel	Semi-Barra	Carga	Descrição	Tensão Nominal (V)	Potência Nominal (kW)
PN-5143504	A	PN-5143505	CCM Normal do Casco	480	500
		PN-C-UC-5134501C	CCM Compressor de Ar	480	450
		UPS-5265501B	UPS B	480	300
		TF-5143504B	Transformador Cargas Normais 480 V / 220 V	480	225**
		M-B-5335501A	Bomba de Lastro	480	150
		PN-UE-5121502	Unidade Eletrocloradora de Ré	480	105,6
PN-5143504	B	PN-TG-5147001-01-02	CCM dos Auxiliares dos Turbogeradores B e D	480	600
		PN-5143506	CCM Normal do Casco	480	500
		PN-UE-5121501	Unidade Eletrocloradora de Meia Nau	480	355,6
		TF-5143503B	Transformador Cargas Normais 480 V / 220 V	480	225**
		M-B-5335501B	Bomba de Lastro	480	150
PN-5143501	A	PN-5143502	CCM Normal do Casco	480	500
		CF-M-B-5336502A	Bomba de Serviços Gerais	480	260
		TF-5143504A	Transformador Cargas Normais 480 V / 220 V	480	225**
		PN-UH-1223504A-A	HPU Sistema de <i>Offloading de Vante</i>	480	182,9
		PN-UH-1223504B-A	HPU Sistema de <i>Offloading de Ré</i>	480	182,9
		M-B-5241502A	Bomba de Água Salgada do GGI	480	132
		M-VT-IG-5241501A	Soprador Sistema de Gás Inerte	480	125

Painel	Semi-Barra	Carga	Descrição	Tensão Nominal (V)	Potência Nominal (kW)
PN-5143501	B	PN-TG-5147001-01-01	CCM dos Auxiliares dos Turbogeradores A e C	480	600
		PN-5143503	CCM Normal do Casco	480	500
		CF-M-B-5336502B	Bomba de Serviços Gerais	480	260
		TF-5143503A	Transformador Cargas Normais 480 V / 220 V	480	225**
		PN-UH-1223504A-B	HPU Sistema de Offloading de Vante	480	182,9
		PN-UH-1223504B-B	HPU Sistema de Offloading de Ré	480	182,9
		M-B-5241502B	Bomba de Água Salgada do GGI	480	132
		M-VT-IG-5241501B	Soprador Sistema de Gás Inerte	480	125
<i>Carga Instalada Casco*</i>					17.395

Fonte: Elaborada pelo Autor (2020).

Com as listas de carga instalada na unidade é possível determinar a quantidade de cargas por painel, aqui representadas por consumidores, número que irá influenciar no cálculo dos índices de confiabilidade do sistema de distribuição de energia elétrica. Nesse caso, como muitos dos equipamentos possuem redundância, foram considerados apenas os necessários para a operação normal da unidade e não as redundâncias para o número de consumidores.

Foi realizado um levantamento das cargas máximas diárias no período de um ano, de modo que fosse possível montar a curva de duração de carga da plataforma nesse período, conforme Figura 3.2, de modo que essa curva seja utilizada no estudo de análise de capacidade de geração.

**FIGURA 3.2 – Curva de duração de carga do FPSO**

Fonte: Elaborada pelo Autor (2020).

De modo que não fosse necessária a realização de um estudo de demanda, para definir qual seria a potência demandada por cada painel, foi realizado um levantamento da carga média e de pico por painel, baseando-se nas demandas históricas para um horizonte de um ano de operação. Com esses dados, foi possível criar objetos de carga no *PowerFactory®* com o comportamento de variação de carga.

Em função da limitação de nós no *software* de simulação, foi definido que as cargas alimentadas pelos transformadores TF-5143002A/B e TF-P-1233005A/B seriam representadas em conjunto com as cargas do painel principal PN-5143001. Outra definição foi que as cargas representadas por suas potências ativas nas Tabela 3.1, Tabela 3.2, e Tabela 3.3 foram consideradas no *software* de simulação com fator de potência 0,8 indutivo, seguindo o fator de potência nominal dos geradores principais.

Para as cargas nos painéis PN-5143001 e PN-5143002, foi implementada uma curva de carga proporcional à curva de duração de carga da Figura 3.2, tendo em vista, que a carga total desses painéis, associada às cargas alimentadas pelos TF-5143002A/B e TF-P-1233005A/B, determinam predominantemente a demanda de energia elétrica do sistema, fato que pode ser comprovado com os dados da Tabela 3.3 (que já foi montada contemplando a definição de concentração de cargas no PN-5143001).

Foi definido que as cargas da Tabela 3.3 seriam representadas por sua potência ativa, embora sejam cargas em sua maior parte motóricas. O fator de potência utilizado para representar essas cargas na simulação foi de 0,8 indutivo.

**TABELA 3.3.** – Carga e consumidores por painel

Painel	Barra	Tensão (V)	Potência Nominal (kW)	Carga Média (kW)	Carga Máxima (kW)	Número de Consumidores
PN-5143001	A	13.800	35.710	26.263	35.380	9
	B	13.800	35.710	26.263	35.380	9
PN-5143002	A	4.160	3.750	2.783	3.750	6
	B	4.160	3.750	2.783	3.750	6
PN-5143003	A	480	169	217	521	4
	B	480	169	217	531	4
PN-5143006	A	480	159	246	650	3
	B	480	212	199	651	4
PN-5148501	A	480	523	393	515	3
	B	480	392	393	515	3
PN-5143501	A	480	546	208	904	4
	B	480	217	221	844	3
PN-5143504	A	480	450	253	473	3
	B	480	411	255	475	3
PN-TG-5147001-01-01	-	480	130	135	246	8
PN-TG-5147001-01-02	-	480	130	135	246	8
<b>Total</b>				60.964	84.834	80

Fonte: Elaborada pelo Autor (2020).

### 3.2 SISTEMA ELÉTRICO SIMULADO

Para a simulação de um sistema elétrico típico de uma plataforma foi utilizado o programa *PowerFactory®*, fabricante *DIgSILENT*. Esse programa é uma ferramenta computacional de engenharia que auxilia na análise de sistemas elétricos de potência (GMBH DIgSILENT, 2017).

Podem ser realizados os seguintes estudos com o *PowerFactory*®: fluxo de carga, cálculo de curto-círcuito, análise de harmônicos, coordenação de proteção, cálculo de estabilidade, análise modal, análise de contingências, análise de confiabilidade, análise de adequação do sistema de geração, análise técnico-econômica, dimensionamento de cabos, partida de motores e análise de energia incidente. Para os estudos de confiabilidade, inicialmente os modelos estocásticos de falha e reparo dos componentes do sistema são alimentados no *software* de acordo com o tipo de componente. O sistema objeto de estudo elétrico foi analisado sob duas óticas: Análise de Capacidade de Geração e Análise de Confiabilidade do Sistema de Distribuição.

Para a Análise de Capacidade de Geração do sistema de geração principal, inicialmente o sistema elétrico simulado foi carregado no *PowerFactory*® com o carregamento dos dados dos equipamentos do sistema e da carga. Os modelos estocásticos dos geradores necessitam ser carregados nesse momento. Os parâmetros calculados pelo *software* são a Probabilidade de Corte de Carga (LOLP) e a *Expected Demand Not Supplied* (EDNS) ou Demanda Esperada Não Suprida pelo sistema de geração da unidade para determinada curva de carga, ao longo do período avaliado (GMBH DIgSILENT, 2017). A Demanda Esperada Não Suprida se relaciona com a Energia Esperada Não Suprida de forma similar a (2.58) para a LOLE e a LOLP (GONZÁLEZ, 2012).

Para o estudo de confiabilidade do sistema de distribuição, no *PowerFactory*® são alimentadas as taxas de falha e tempo médio de reparo dos componentes do sistema de distribuição de energia elétrica de acordo com o seu tipo. Na análise de confiabilidade do sistema de distribuição de energia elétrica o *software* realiza dois tipos de análises: análise de conectividade e análise de fluxo de carga.

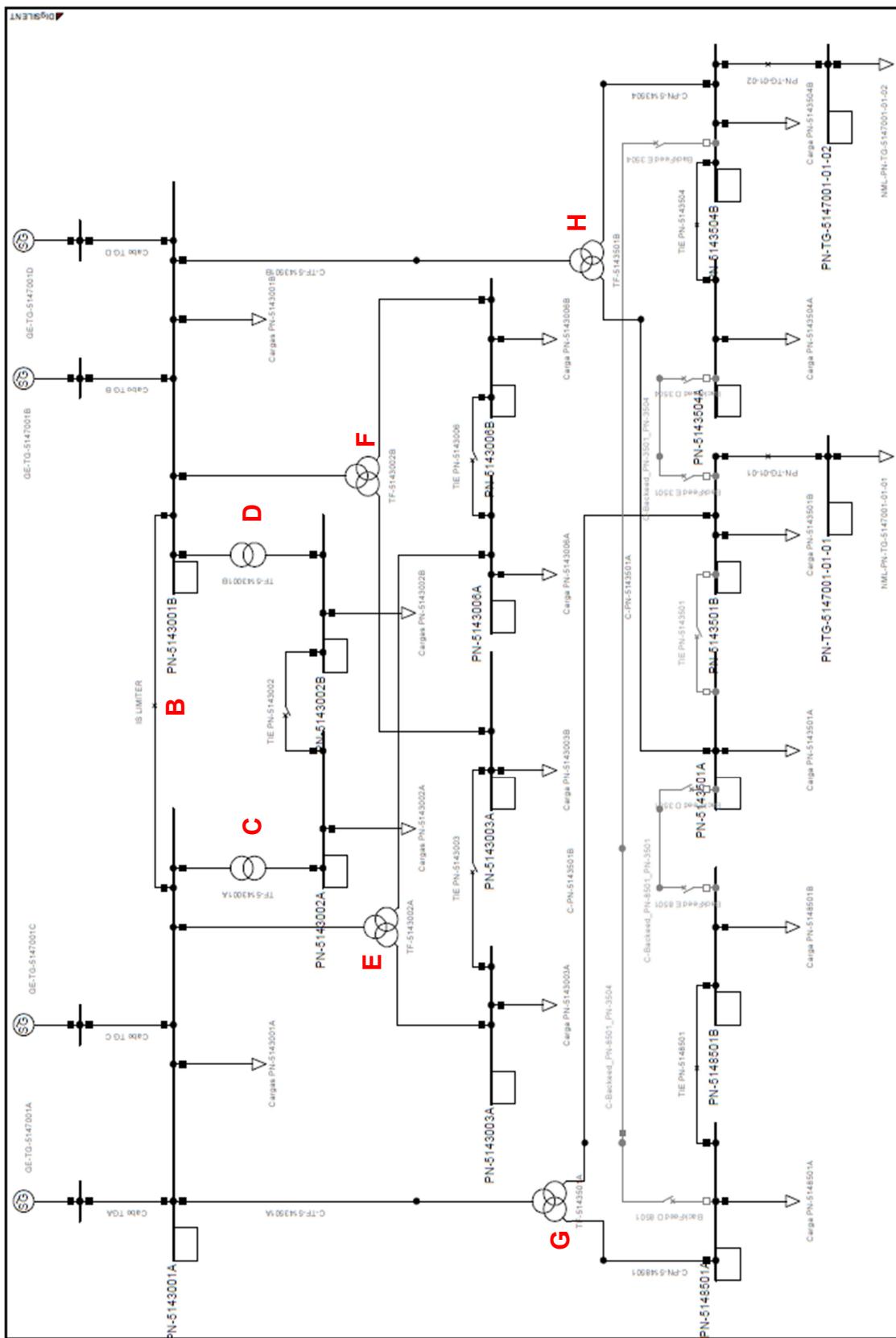
Na análise de conectividade, não são consideradas restrições relacionadas ao fluxo de carga (como limitações térmicas dos componentes e limitações de tensão), tendo em vista que nessa análise a carga é considerada alimentada se estiver conectada à fonte antes da contingência, e presume-se que sofrerá uma perda de fornecimento se o processo de eliminação de falhas separar a carga de todas as fontes de alimentação. Dessa forma, não há a necessidade de rodar um fluxo de carga (GMBH DIgSILENT, 2017).

Na análise de fluxo de carga, a mesma análise de conectividade é realizada, mas restrições de fluxo de carga são consideradas ao se rodar o estudo de fluxo de carga, em que algumas cargas podem ser desconectadas para atender aos requisitos de tensão nas barras ou por questões térmicas (GMBH DIgSILENT, 2017). Para isso, o descarte de cargas foi habilitado nas cargas do painel principal PN-5143001, tendo em vista que esse painel possui as maiores cargas do sistema.

Na análise de confiabilidade do sistema de distribuição de energia elétrica foram contempladas as restrições de fluxo de carga, em que os limites térmicos e de queda de tensão para o sistema estabelecidos na documentação foram utilizados no estudo. Com relação aos limites térmicos, para os transformadores TF-5143001, TF-5143002 e TF-5143501 esses valores foram definidos como 125%, tendo em vista que esse é o acréscimo de potência resultante da ventilação forçada nesses transformadores. A queda de tensão máxima admissível foi definida em 10% para todo o sistema.

Conforme já mencionado no tópico 3.1, por limitações de nós no *software* de simulação, apenas parte do sistema elétrico real foi montado para se realizar os estudos de Capacidade de Geração e de Confiabilidade do Sistema de Distribuição de Energia Elétrica. Assim, o sistema simulado da Figura 3.3 foi composto pelos seguintes equipamentos: Geradores Principais (GE-TG-5147001A/B/C/D); Transformadores TF-5143001A/B 13,8 kV / 4,16kV, TF-5143002A/B 13,8kV /480 V /480 V; TF-5143501A/B 13,8 kV / 480 V /480 V; painéis PN-51430001, PN-5143002, PN-5143003, PN-5143006, PN-5148501, PN-5143501, PN-5143504 e PN-TG-5147001-01-01/02; e cargas em cada painel, conforme Seção 3.1.3.

Os geradores de emergência e auxiliar não foram modelados no estudo e não fizeram parte do escopo desse trabalho, tendo em vista que esses equipamentos são projetados para operação em condições de emergência ou na falta da geração principal. O estudo aqui realizado visa a análise do sistema considerando que a geração de energia se dá apenas pelos geradores principais.

FIGURA 3.3 – Sistema simulado no *PowerFactory*®

Fonte: Elaborada pelo Autor (2020)

### 3.2.1 Análise de Capacidade de Geração

Foi realizada a análise de capacidade do sistema de geração principal utilizando o módulo *Generation Adequacy Analysis* do programa *PowerFactory®*, que realiza simulações de Monte Carlo para gerar os estados operacionais de cada gerador (GMBH DIgSILENT, 2017); trata-se, portanto, de uma análise estocástica do sistema modelado por um conjunto de eventos especificados (BILLINTON, KARKI, 1999).

Na simulação de Monte Carlo, certa quantidade de valores aleatórios entre zero e um são gerados. Esses valores são comparados com as probabilidades de cada estado das unidades de geração que compõem do sistema, definindo-se em qual estado cada unidade se encontra (Billinton; Roy, 1996). Conhecendo os estados das unidades de geração, obtém-se as capacidades de geração disponíveis de cada unidade. A demanda do sistema, para cada valor da simulação, é retirada da curva de duração de carga para um instante de tempo gerado de forma aleatória (GMBH DIgSILENT, 2017). A soma das capacidades de geração disponíveis para um dado estado gerado é, então, subtraída demanda do sistema no instante de tempo gerado pela simulação. Caso essa diferença seja maior ou igual a zero o sistema terá sua carga atendida; caso contrário, a carga do sistema não será atendida e a Demanda Não Suprida será igual a essa diferença. Essa é a forma como o *PowerFactory®* conduz essa simulação.

A qualidade dos resultados obtidos na simulação é dependente da quantidade de amostras utilizadas e do gerador de números aleatórios. A quantidade de amostras pode ser determinada através da curva de convergência, que é fornecida pelo *PowerFactory®*. A quantidade iterações padrão do *software* é de 100.000.

Para se modelar o sistema de geração principal do FPSO, foi realizado um levantamento dos históricos de falhas do sistema durante o período de um ano de operação dos quatro geradores (GE-TG-5147001A/B/C/D), compreendendo o período de Setembro de 2018 a Setembro de 2019. Foram levantados para esse período os seguintes dados: número de partidas, quantidade de falhas na partida, quantidade de falhas em operação, tempo em serviço, tempo em que cada máquina ficou disponível e o tempo em que cada máquina ficou indisponível. Na Tabela 3.4 encontram-se os dados operacionais dos geradores necessários para os parâmetros de confiabilidade

desses equipamentos e que foram levantados através do Registro de Evento de Máquina (REM) e módulo de manutenção do sistema de gestão SAP R3.

**TABELA 3.4.** – DADOS OPERACIONAIS DOS GERADORES PRINCIPAIS DO FPSO

<b>Dados Operacionais Geradores Principais</b>	<b>Gerador A</b>	<b>Gerador B</b>	<b>Gerador C</b>	<b>Gerador D</b>
Número de partidas	70	98	75	50
Total de falhas	19	39	22	16
Falhas na partida	9	24	4	6
Falhas em operação	10	15	18	10
Tempo em serviço (h)	6291	7245	5598	4910
Tempo disponível (h)	8316	8365	6580	8594
Tempo indisponível total (h)	444	395	2.180	166

Fonte: Elaborada pelo Autor (2020).

Com os dados operacionais dos geradores, foram então calculados os parâmetros de confiabilidade para cada máquina no período de um ano para o modelo de dois estados da Figura 2.15, conforme apresentado na Tabela 3.5:

**TABELA 3.5.** – Parâmetros de confiabilidade dos geradores principais

<b>Parâmetros de Confiabilidade dos Geradores Principais</b>	<b>Gerador A</b>	<b>Gerador B</b>	<b>Gerador C</b>	<b>Gerador D</b>
Tempo Médio para a Falha - MTTF (h)	331	186	254	307
Tempo Médio de Reparo - MTTR (h)	23	10	99	10
Frequência de Falha (ocorrências/ano)	24,71	44,72	24,78	27,61
Probabilidade de Falha (%)	0,30	0,54	0,39	0,33
Confiabilidade (%)	99,70	99,46	99,61	99,67
Indisponibilidade (%)	6,59	5,16	28,03	3,26
Disponibilidade (%)	93,41	94,83	71,97	96,74

Fonte: Elaborada pelo Autor (2020).

No período em que as falhas dos geradores foram apuradas, houve uma falha que indisponibilizou o gerador GE-TG-5147001C por 1.528 horas, daí a disponibilidade desse equipamento ser menor do que a disponibilidade dos demais

geradores. Caso essa falha seja desconsiderada, a disponibilidade da máquina passa a ser 89,56%.

Para a análise de capacidade do sistema de geração principal no *PowerFactory®*, o modelo estocástico utilizado foi de quatro estados da Figura 2.16: reserva parada, em operação, em falha quando necessário e em falha quando não necessário. A modelagem dos geradores é apresentada na Tabela 3.6, sendo obtida através do cálculo das probabilidades dos estados definidos para os geradores no item 2.2.5.1.1.

**TABELA 3.6.** – Modelos estocásticos dos geradores principais

<b>Modelo 4 Estados Geradores</b>	<b>Gerador A</b>	<b>Gerador B</b>	<b>Gerador C</b>	<b>Gerador D</b>
Reserva Parada - $P_0$ (%)	23,43	12,91	11,15	42,65
Em Falha Quando Não Necessário - $P_1$ (%)	0,92	0,48	3,78	0,22
Em Operação - $P_2$ (%)	69,25	79,94	60,71	54,78
Em Falha Quando Necessário - $P_3$ (%)	6,34	6,67	24,36	2,35

Fonte: Elaborada pelo Autor (2020).

Assim como mencionado no caso de dois estados para o gerador GE-TG-5147001C, caso a falha que indisponibilizou a máquina por 1.528 horas seja desconsiderada o modelo estocástico desse gerador é o da Tabela 3.7.

**TABELA 3.7.** – Modelo estocástico do gerador GE-TG-5147001C modificado

<b>Modelo 4 Estados</b>	<b>Gerador C</b>
Reserva Parada - $P_0$ (%)	29,47
Em Falha Quando Não Necessário - $P_1$ (%)	1,50
Em Operação - $P_2$ (%)	61,94
Em Falha Quando Necessário - $P_3$ (%)	7,10

Fonte: Elaborada pelo Autor (2020)

Para que seja realizada a análise de Capacidade de Geração, o *PowerFactory®* necessita dos seguintes dados: probabilidade de cada estado para cada gerador e o percentual de potência disponível por gerador para cada estado. Dessa maneira, para o modelo de quatro estados foi definido que as máquinas

estariam com 100% de sua potência disponível para o caso de reserva parada ou em operação e 0% de sua potência disponível para o caso do gerador nos estados em falha quando não necessário ou em falha quando necessário.

Também foi realizado o levantamento dos planos de manutenção atribuídos aos geradores de acordo com o definido no sistema de gestão de manutenção no SAP R3. Nesse levantamento, foram verificadas as intervenções que indisponibilizam os geradores, ou seja, necessitam de máquina parada e as que podem ser realizadas com o equipamento em operação. O interesse desse estudo são as manutenções planejadas que indisponibilizam o equipamento. Os calendários de manutenção para os geradores principais são detalhados nas Tabela 3.8, Tabela 3.9, Tabela 3.10 e Tabela 3.11. Esses calendários de manutenção ou planos de manutenção foram carregados no *PowerFactory*©.

**TABELA 3.8.** – Calendário de manutenção GE-TG-5147001A

Equipamento	Nome do Plano de Manutenção	Dia / Horário de Início	Dia / Horário de Fim
GE-TG-5147001A	Janeiro	14/01/2019 07:30	14/01/2019 15:00
	Fevereiro 1	04/02/2019 07:30	04/02/2019 19:00
	Fevereiro 2	05/02/2019 07:30	05/02/2019 19:00
	Fevereiro 3	13/02/2019 07:30	13/02/2019 19:00
	Fevereiro 4	14/02/2019 07:30	14/02/2019 19:00
	Fevereiro 5	15/02/2019 07:30	15/02/2019 19:00
	Fevereiro 6	16/02/2019 07:30	16/02/2019 19:00
	Junho 1	19/06/2019 07:30	19/06/2019 19:00
	Junho 2	20/06/2019 07:30	20/06/2019 19:00
	Junho 3	21/06/2019 07:30	21/06/2019 19:00
	Julho 1	14/07/2019 07:30	14/07/2019 18:00
	Julho 2	29/07/2019 07:30	29/07/2019 15:00
	Agosto 1	03/08/2019 07:30	03/08/2019 19:00
	Agosto 2	04/08/2019 07:30	04/08/2019 19:00
	Agosto 3	10/08/2019 07:30	10/08/2019 19:00
	Agosto 4	11/08/2019 07:30	11/08/2019 19:00
	Agosto 5	12/08/2019 07:30	12/08/2019 19:00

Equipamento	Nome do Plano de Manutenção	Dia / Horário de Início	Dia / Horário de Fim
	Agosto 6	13/08/2019 07:30	13/08/2019 19:00
	Agosto 7	14/08/2019 07:30	14/08/2019 19:00
	Novembro	15/11/2019 07:30	15/11/2019 11:00

Fonte: Elaborada pelo Autor (2020).

**TABELA 3.9. – CALENDÁRIO DE MANUTEÇÃO GE-TG-5147001B**

Equipamento	Nome do Plano de Manutenção	Dia / Horário de Início	Dia / Horário de Fim
GE-TG-5147001B	Fevereiro	10/02/2019 07:30	10/02/2019 15:00
	Março 1	04/03/2019 07:30	04/03/2019 19:00
	Março 2	05/03/2019 07:30	05/03/2019 19:00
	Março 3	13/03/2019 07:30	13/03/2019 19:00
	Março 4	14/03/2019 07:30	14/03/2019 19:00
	Março 5	15/03/2019 07:30	15/03/2019 19:00
	Março 6	16/03/2019 07:30	16/03/2019 19:00
	Julho 1	19/07/2019 07:30	19/07/2019 19:00
	Julho 2	20/07/2019 07:30	20/07/2019 19:00
	Julho 3	21/07/2019 07:30	21/07/2019 19:00
	Agosto 1	14/08/2019 07:30	14/08/2019 18:00
	Agosto 2	29/08/2019 07:30	29/08/2019 15:00
	Setembro 1	03/09/2019 07:30	03/09/2019 19:00
	Setembro 2	04/09/2019 07:30	04/09/2019 19:00
	Setembro 3	10/09/2019 07:30	10/09/2019 19:00
	Setembro 4	11/09/2019 07:30	11/09/2019 19:00
	Setembro 5	12/09/2019 07:30	12/09/2019 19:00
	Setembro 6	13/09/2019 07:30	13/09/2019 19:00
	Setembro 7	14/09/2019 07:30	14/09/2019 19:00
	Dezembro	15/12/2019 07:30	15/12/2019 11:00

Fonte: Elaborada pelo Autor (2020).

**TABELA 3.10.** – CALENDÁRIO DE MANUTEÇÃO GE-TG-5147001C

Equipamento	Nome do Plano de Manutenção	Dia / Horário de Início	Dia / Horário de Fim
GE-TG-5147001C	Janeiro	15/01/2019 07:30	15/01/2019 11:00
	Março	10/03/2019 07:30	10/03/2019 15:00
	Abril 1	04/04/2019 07:30	04/04/2019 19:00
	Abril 2	05/04/2019 07:30	05/04/2019 19:00
	Abril 3	13/04/2019 07:30	13/04/2019 19:00
	Abril 4	14/04/2019 07:30	14/04/2019 19:00
	Abril 5	15/04/2019 07:30	15/04/2019 19:00
	Abril 6	16/04/2019 07:30	16/04/2019 19:00
	Agosto 1	19/08/2019 07:30	19/08/2019 19:00
	Agosto 2	20/08/2019 07:30	20/08/2019 19:00
	Agosto 3	21/08/2019 07:30	21/08/2019 19:00
	Setembro 1	15/09/2019 07:30	15/09/2019 18:00
	Setembro 2	29/09/2019 07:30	29/09/2019 15:00
	Outubro 1	03/10/2019 07:30	03/10/2019 19:00
	Outubro 2	04/10/2019 07:30	04/10/2019 19:00
	Outubro 3	10/10/2019 07:30	10/10/2019 19:00
	Outubro 4	11/10/2019 07:30	11/10/2019 19:00
	Outubro 5	12/10/2019 07:30	12/10/2019 19:00
	Outubro 6	13/10/2019 07:30	13/10/2019 19:00
	Outubro 7	14/10/2019 07:30	14/10/2019 19:00

Fonte: Elaborada pelo Autor (2020).

TABELA 3.11. – CALENDÁRIO DE MANUTEÇÃO GE-TG-5147001D

Equipamento	Nome do Plano de Manutenção	Dia / Horário de Início	Dia / Horário de Fim
GE-TG-5147001D	Fevereiro	17/02/2019 07:30	17/02/2019 11:00
	Abril	17/04/2019 07:30	17/04/2019 15:00
	Maio 1	04/05/2019 07:30	04/05/2019 19:00
	Maio 2	05/05/2019 07:30	05/05/2019 19:00
	Maio 3	13/05/2019 07:30	13/05/2019 19:00
	Maio 4	14/05/2019 07:30	14/05/2019 19:00
	Maio 5	15/05/2019 07:30	15/05/2019 19:00
	Maio 6	16/05/2019 07:30	16/05/2019 19:00
	Setembro 1	19/09/2019 07:30	19/09/2019 19:00
	Setembro 2	20/09/2019 07:30	20/09/2019 19:00
	Setembro 3	21/09/2019 07:30	21/09/2019 19:00
	Outubro 1	15/10/2019 07:30	15/10/2019 18:00
	Outubro 2	29/10/2019 07:30	29/10/2019 15:00
	Novembro 1	03/11/2019 07:30	03/11/2019 19:00
	Novembro 2	04/11/2019 07:30	04/11/2019 19:00
	Novembro 3	10/11/2019 07:30	10/11/2019 19:00
	Novembro 4	11/11/2019 07:30	11/11/2019 19:00
	Novembro 5	12/11/2019 07:30	12/11/2019 19:00
	Novembro 6	13/11/2019 07:30	13/11/2019 19:00
	Novembro 7	14/11/2019 07:30	14/11/2019 19:00

Fonte: Elaborada pelo Autor (2020).

A tabela de probabilidades das capacidades indisponíveis, apresentada no item 2.2.5.1.5, foi montada para o sistema levando-se em conta o método de Frequência e Duração para definição dos estados do sistema de geração em termos das capacidades de geração disponível. Para esse sistema, a tabela tem cinco estados, sendo eles: 0 MW, 25 MW, 50 MW, 75 MW e 100 MW.

Com a inclusão dos modelos estocásticos dos geradores, modelo de carga (conforme Seção 3.1.3) e planos de manutenção, a avaliação dos índices

Probabilidade de Corte de Carga (LOLP) e Demanda Esperada Não Suprida (EDNS) foram realizados no *PowerFactory*®, para os seguintes cenários:

- a) Sistema Elétrico com parâmetros de confiabilidade da Tabela 3.6;
- b) Sistema Elétrico com parâmetros da Tabela 3.6 para os geradores GE-TG-5147001A/B/D e da Tabela 3.7 para o GE-TG-5147001C.

O Apêndice 2, em seu terceiro capítulo, traz um guia rápido do módulo *Generation Adequacy* do *PowerFactory*®.

### 3.2.2 Análise de Confiabilidade da Distribuição

O módulo *Reliability Assessment* do programa *PowerFactory*® foi utilizado para as análises de confiabilidade de um sistema de distribuição do sistema elétrico em estudo (sendo um estudo analítico do sistema).

Com os dados necessários para a condução da análise de confiabilidade do sistema, os quais já foram descritos no início desse capítulo, é possível realizar a simulação para o cálculo dos índices de confiabilidade do sistema de distribuição. O Apêndice 2, em seu quarto capítulo, traz um guia rápido do módulo *Reliability Assessment* do programa *PowerFactory*®.

De forma simplificada, quando da execução da Análise de Confiabilidade pelo *PowerFactory*®, inicialmente é realizado o cálculo do fluxo de carga para o sistema de modo a identificar violação de tensão de barras ou limites térmicos dos equipamentos; em seguida, são geradas as contingências, também denominadas de estados do sistema, para cada topologia do sistema de distribuição selecionada. Após as contingências serem geradas, o sistema elétrico é reconfigurado de acordo com a falta ocorrida e um novo fluxo de carga é calculado, sendo atualizadas as estatísticas da nova configuração do sistema de acordo com a falta ocorrida. O descarte de cargas pode ser demandado caso haja alguma sobrecarga no sistema. Após isso, são calculados os índices de confiabilidade do sistema e do ponto de conexão. Esse algoritmo se repete até que todos os estados do sistema sejam avaliados (GMBH DIgSILENT, 2017). É possível definir ações de reestabelecimento do sistema com

ações do operador ou ações automáticas. Para esse estudo, as ações de reestabelecimento do sistema foram desativadas, já que para uma planta de processo, o reestabelecimento de energia para a carga não acontece apenas quando há novamente disponibilidade de energia elétrica, mas sim quando há condições de processo para reestabelecimento da carga. Dessa forma, o cálculo dos índices de confiabilidade com reestabelecimento do sistema, na visão da operação do sistema elétrico, levaria a valores mais otimistas desses índices.

No caso do sistema elétrico do FPSO em estudo, uma particularidade deve ser considerada, sob pena de um cálculo otimista dos índices do sistema e dos pontos de conexão. Por se tratar de um sistema isolado, a alimentação dos auxiliares dos geradores principais é realizada pelo próprio sistema, em que, o painel PN-TG-5147001-01 alimenta os auxiliares das turbinas dos geradores GE-TG-5147001A e GE-TG-5147001C; já o PN-TG-5147001-02 alimenta os auxiliares das turbinas dos geradores GE-TG-5147001B e GE-TG-5147001D, dessa forma uma interrupção nesses painéis ou da alimentação a jusante deles leva à falha dos geradores associados ao painel que sofrer interrupção na alimentação. Falhas em modo comum entre componentes do sistema elétrico do casco, cuja falha implicaria na perda de algum gerador principal e os geradores principais foram criadas. Da mesma maneira, foram criadas regras de chaveamento para disjuntores que em caso de atuação espúria também levassem à falha na alimentação dos auxiliares de algum dos geradores principais. Desconsiderar essa característica do sistema conduziria a valores mais otimistas dos índices de confiabilidade para o sistema de distribuição.

Nesse estudo não foram considerados os planos de manutenção dos equipamentos, diferente do que foi feito para o estudo de Capacidade de Geração.

O *PowerFactory®* fornece os cálculos para os índices de confiabilidade para o sistema de distribuição de energia elétrica, discutidos em 2.2.7, sendo nesse trabalho utilizados os índices de confiabilidade para o sistema de distribuição a Frequência Média de Interrupção do Sistema (SAIFI), a Duração Média da Interrupção do Sistema (SAIDI) e a Indisponibilidade Média do Serviço (ASUI) que representam a frequência, duração e probabilidade do sistema se encontrar em falha, respectivamente. Esses índices são comumente utilizados para medir o desempenho de confiabilidade de sistemas de distribuição (BILLINTON, KARKI, 1999).

Para o ponto de conexão, os índices de confiabilidade utilizados foram a Frequência de Interrupção no Ponto de Carga (LPIF) e o Tempo de Interrupção no Ponto de Carga (LPIT).

Para a simulação, a taxa de falha e o tempo de reparo necessários para alimentar o *PowerFactory®* foram retirados do IEEE Std. 493 *Gold Book* (Arno, 2007), Tabelas 10-2 e 10-4, bem como no apêndice K da referida norma. Na Tabela 3.12 podem ser vistos os valores de taxa de falha e tempo de reparo de cada componente do sistema avaliado, sendo esses os dados de confiabilidade necessários para alimentar o *PowerFactory®* nesse estudo.

**TABELA 3.12.** – Dados de confiabilidade dos equipamentos do sistema elétrico simulado

Equipamento	Tensão (V)	Taxa de Falha (falhas/ano)	Tempo de Reparo (h)	Tabela de Referência
PN-5143001	13800	0,001129	261,00	10-2
PN-5143002	4160	0,001129	261,00	10-2
PN-5143003	480	0,010190	27,27	10-4
PN-5143006	480	0,010190	27,27	10-4
PN-5148501	480	0,010190	27,27	10-4
PN-5143501	480	0,010190	27,27	10-4
PN-5143504	480	0,010190	27,27	10-4
PN-TG-5147001-01-01/02	480	0,010190	27,27	10-4
<i>Tie</i> / IS Limiter PN-5143001	13800	0,005760	2,25	Apêndice K
<i>Tie</i> PN-5143002	4160	0,005760	2,25	Apêndice K
<i>Tie</i> PN-5143003	480	0,007520	2,80	Apêndice K
<i>Tie</i> PN-5143006	480	0,007520	2,80	Apêndice K
<i>Tie</i> PN-5148501	480	0,007520	2,80	Apêndice K
<i>Tie</i> PN-5143501	480	0,007520	2,80	Apêndice K
<i>Tie</i> PN-5143504	480	0,007520	2,80	Apêndice K
Disjuntor <i>Backfeed</i> D PN-5148501	480	0,007520	2,80	Apêndice K
Disjuntor <i>Backfeed</i> E PN-5148501	480	0,007520	2,80	Apêndice K

Equipamento	Tensão (V)	Taxa de Falha (falhas/ano)	Tempo de Reparo (h)	Tabela de Referência
Disjuntor <i>Backfeed</i> D PN-5143501	480	0,007520	2,80	Apêndice K
Disjuntor <i>Backfeed</i> E PN-5143501	480	0,007520	2,80	Apêndice K
Disjuntor <i>Backfeed</i> D PN-5143504	480	0,007520	2,80	Apêndice K
Disjuntor <i>Backfeed</i> E PN-5143504	480	0,007520	2,80	Apêndice K
TF-5143001A/B	13800 / 4160	0,000420	82,74**	10-4
TF-5143002A/B	13800 / 480 / 480	0,000420	82,74**	10-4
TF-5143501A/B	13800 / 480 / 480	0,000420	82,74**	10-4
Cabos 13,8 kV	13800	0,012697	44,50	10-2
Cabos 4,16 kV	4160	0,012697	44,50	10-2
Cabos 480 V	480	0,012730	15,00	10-2
Terminações dos Cabos 13.800 V	13800	0,000754	15,80	10-2
Terminações dos Cabos 4.160 V	4160	0,000754	15,80	10-2
Terminações dos Cabos 480 V	480	0,000333	8,00	10-2

Fonte: Adaptado de IEEE Std. 493 *Gold Book* (2007).

As topologias do sistema de distribuição de energia elétrica simulado são listadas a seguir:

- Topologia “A”: Operação Normal do Sistema Elétrico, ou seja, todos os equipamentos disponíveis, painéis do *topside* em duplo I (*Tie* aberto); painéis do casco PN-5148501 e PN-5143504 em L (*Tie* fechado); painel do casco PN-5143501 em duplo I.

- Topologia “B”: Operação do Sistema Elétrico *Tie / IS-Limiter* do PN-5143001 indisponível, em que o painel principal PN-51435001 opera com as barras A e B separadas;
- Topologia “C”: Operação do Sistema Elétrico com o transformador TF-5143001A indisponível, em que as duas barras do painel PN-5143002 operam com o *Tie* fechado e alimentadas pelo TF-5143001B;
- Topologia “D”: Operação do Sistema Elétrico com o transformador TF-5143001B indisponível, em que as duas barras do painel PN-5143002 operam com o *Tie* fechado e alimentadas pelo TF-5143001A;
- Topologia “E”: Operação do Sistema Elétrico com o transformador TF-5143002A indisponível, em que os painéis PN-5143003 e PN-5143006 do sistema elétrico do *topside* ficam alimentados apenas pelo TF-5143002B;
- Topologia “F”: Operação do Sistema Elétrico com o transformador TF-5143002B indisponível, em que os painéis PN-5143003 e PN-5143006 do sistema elétrico do *topside* ficam alimentados apenas pelo TF-5143002A;
- Topologia “G”: Operação do Sistema Elétrico com o transformador TF-5143501A indisponível, em que todos os painéis do sistema elétrico do casco ficam alimentados apenas pelo TF-5143501B;
- Topologia “H”: Operação do Sistema Elétrico com o transformador TF-5143501B indisponível, em que todos os painéis do sistema elétrico do casco ficam alimentados apenas pelo TF-5143501A.

As topologias “B” a “H” são condições operacionais relacionadas a contingências previstas no padrão operacional de reestabelecimento pós-*shutdown* do sistema elétrico do FPSO estudado. Na Figura 3.3 foram evidenciados, através das letras correspondentes às contingências do sistema elétrico, os equipamentos que estavam indisponíveis em cada topologia. Para a condição normal de operação não há contingências prévias à simulação.

De modo que se tenha o mesmo parâmetro de comparação entre as topologias, as simulações foram realizadas para um período de um ano de operação do sistema.

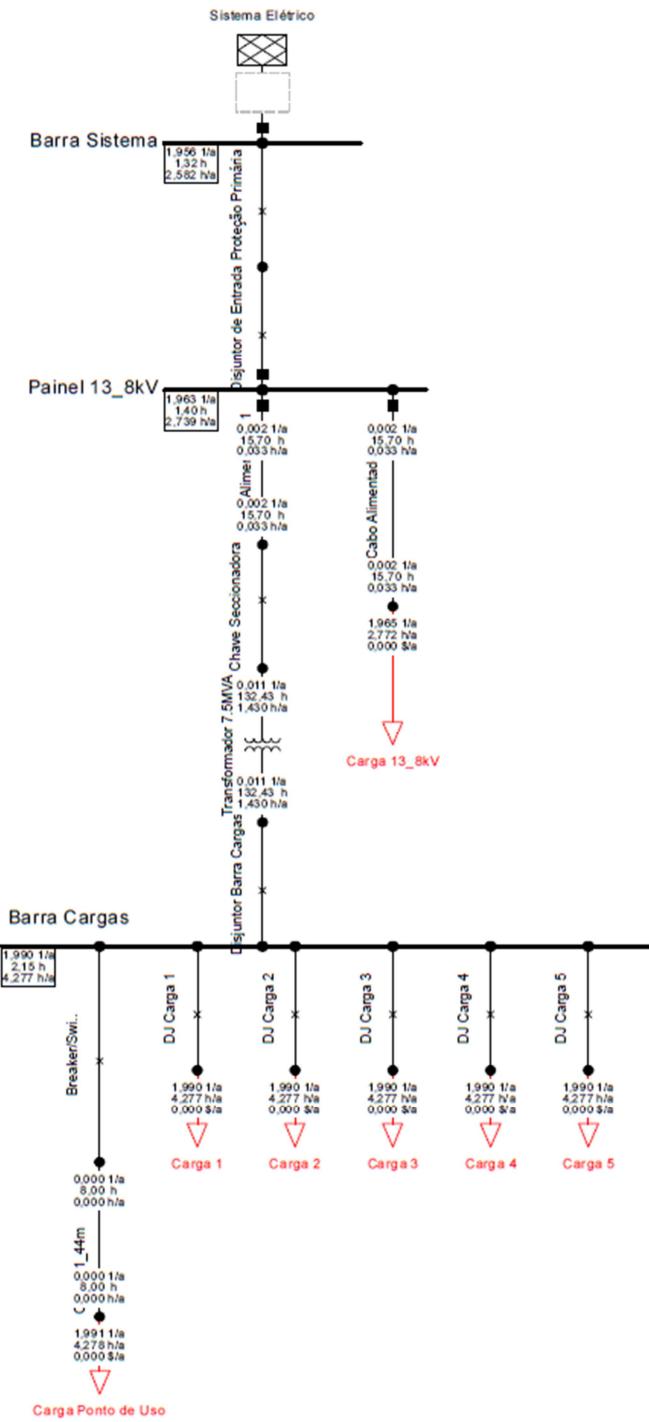
### 3.3 VALIDAÇÃO DO SOFTWARE DE SIMULAÇÃO

Com relação à comprovação dos cálculos realizados pelo *PowerFactory®* para a análise de Capacidade de Geração, é possível validar os cálculos do software comparando os valores de probabilidade de cada estado da tabela de probabilidade de capacidades indisponíveis, com o gráfico de capacidade disponível despachável. Essa verificação será feita no Capítulo 4.

Já para validar a Análise de Confiabilidade do Sistema de Distribuição, foi montado um sistema elétrico do IEEE Std 493 *Gold Book* (2007) item 3.3.4.1, que já possui os cálculos dos índices de confiabilidade frequência de interrupções, duração da interrupção e disponibilidade no ponto de conexão.

O ponto de uso definido no exemplo para avaliação dos índices orientados à carga foi representado no diagrama unifilar da Figura 3.4 como Carga Ponto de uso.

**FIGURA 3.4** – Sistema elétrico IEEE Std 493 *Gold Book* (2007) item 3.3.4.1 implementado no *PowerFactory®*



Na Tabela 3.13 estão os dados de confiabilidade para os componentes do sistema utilizado para validação do *software*.

**TABELA 3.13** – Dados de confiabilidade dos componentes do sistema elétrico do IEEE Std 493 *Gold Book* (2007)

Componente	Descrição	Tensão (V)	Taxa de falha por Ano	Tempo de Interrupção por Ano (h)	Tempo de Reparo (h)	Disponibilidade Anual
1	Sistema Elétrico	13.800	1,956000	2,582000	1,320041	0,999705338
2	Sistema Primário de Proteção e Controle	13.800	0,000600	0,003000	5,000000	0,999999658
3	Disjuntor de Entrada	13.800	0,001850	0,0000925	0,500000	0,999999894
4	Painel 13,8kV	13.800	0,004100	0,153053	37,330000	0,999982529
5	Cabo 13,8kV / 274,32 m	13.800	0,002124	0,033347	15,700094	0,999996193
6	Terminações dos Cabos 13,8kV	13.800	0,002960	0,002220	0,750000	0,999999747
7	Chave Seccionadora	13.800	0,001740	0,001740	1,000000	0,999999801
8	Transformador 7,5MVA /480	13.800	0,010800	1,430244	132,430000	0,999836757
9	Disjuntor Barramento de Cargas	480	0,000210	0,001260	6,000000	0,999999856

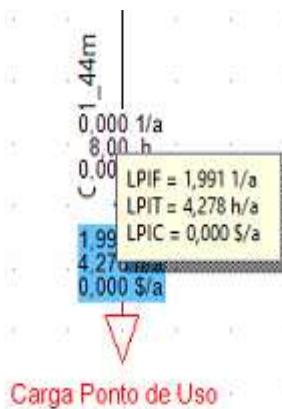
Componente	Descrição	Tensão (V)	Taxa de falha por Ano	Tempo de Interrupção por Ano (h)	Tempo de Reparo (h)	Disponibilidade Anual
10	Painel CDC 480 V	480	0,009490	0,069182	7,289989	0,999992103
11	Disjuntor Ponto de Uso	480	0,000210	0,001260	6,000000	0,999999856
12	Disjuntores Cargas	480	0,000095	0,000378	3,978947	0,999999957
13	Cabo 480 V / 91,44m	480	0,000021	0,000168	8,000000	0,999999981
14	Terminações dos Cabos 480 V	480	0,000740	0,000555	0,750000	0,999999937
<b>Total no Ponto de Uso</b>		<b>480</b>	<b>1,990940</b>	<b>4,279332</b>	<b>2,149403</b>	<b>0,99951173</b>

Fonte: Adaptado de IEEE Std. 493 *Gold Book* (2007)

No ponto de conexão foi considerado apenas um consumidor, de modo que os valores de *Load Point Interruption Frequency* (LPIF) calculados pelo *software* representassem a Taxa de Falha por Ano calculado pelo IEEE Std 493 *Gold Book* (2007) e, de forma similar, o *Load Point Interruption Time* (LPIT) representasse o Tempo de Interrupções por Ano.

Na figura 3.5 estão os valores obtidos no *software PowerFactory®* para o LPIF e LPIT no ponto de uso definido.

**FIGURA 3.5** – valores de LPIF e LPIT obtidos na simulação no *PowerFactory®*



Fonte: Elaborada pelo Autor (2020).

Na Tabela 3.14 são comparados os resultados de Taxa de Falha por Ano e Tempo de Interrupções por Ano calculados pelo *Gold Book* com os resultados de LPIF e LPIT obtidos na simulação no *PowerFactory®*.

**TABELA 3.14.** – Comparativo entre os cálculos do IEEE Std 493 *Gold Book* (2007) e a simulação no *PowerFactory®* - LPIF E LPIT

Índices de Confiabilidade no Ponto de Uso	Taxa de falha por Ano	Tempo de Interrupção por Ano
Gold Book IEEE Std 493 (2007)	1,990940	4,279332
Simulação no <i>PowerFactory®</i>	1,991000	4,278000

Fonte: Elaborada pelo Autor (2020).

O erro entre o calculado e a simulação para a Taxa de Falha por Ano é de 0,0030% e Tempo de Interrupções por Ano é de 0,0311%. Logo, o valor obtido pelo *software PowerFactory®* é bastante aproximado ao calculado pelo IEEE Std 493 *Gold Book* (2007), em que essa diferença se dá devido ao *software* utilizar quatro casas decimais para seus cálculos e o IEEE Std 493 *Gold Book* (2007) utilizar seis casas decimais. Dessa forma, é possível afirmar que o *software* traz resultados compatíveis com a fundamentação teórica de confiabilidade.

Quanto à disponibilidade do ponto de uso, o *software* não realiza esse cálculo, embora com o valor de LPIT a disponibilidade possa ser calculada.

O índice LPIT é calculado por (2.91), logo a disponibilidade para um ano de operação pode ser calculada por (3.1).

$$A_{LP} = \frac{N_T \cdot (8760) - \sum r_i N_i}{N_T \cdot (8760)} \quad (3.1)$$

Em que:

$A_{LP}$  é a disponibilidade no ponto de caga;

$r_i$  é o tempo de reestabelecimento para cada evento de interrupção ou tempo de reparo;

$N_i$  = Número de consumidores afetados por cada interrupção no fornecimento de energia;

$N_T$  = Número total de consumidores atendidos por área.

Portanto, para um consumidor no ponto de conexão ( $N_T = N_i = 1$ ), com o somatório dos tempos de reestabelecimento igual a LPIT, de (3.1) tem-se:

$$A_{LP} = \frac{1.8760 - 4,278}{1.8760} = 0,999512$$

Na Tabela 3.15 são comparados os resultados da disponibilidade do sistema no ponto da carga, calculado através de (3.1) e da disponibilidade obtida na simulação no *PowerFactory®*.

**TABELA 3.15.** – Comparativo entre os cálculos do IEEE STD 493 *Gold Book* (2007) e a simulação no *PowerFactory®* - disponibilidade

Índices de Confiabilidade no Ponto de Uso	Disponibilidade
<i>Gold Book</i> IEEE Std 493 (2007)	0,999512
Simulação no <i>PowerFactory®</i>	0,999512

Fonte: Elaborada pelo Autor (2020).

O valor de disponibilidade no ponto de uso, quando comparados os métodos de cálculo, possui um erro desprezível entre o valor obtido pelo *software PowerFactory®* e IEEE Std 493 *Gold Book* (2007), o que faz com que esse valor seja representativo para o estudo.

## **4      RESULTADOS**

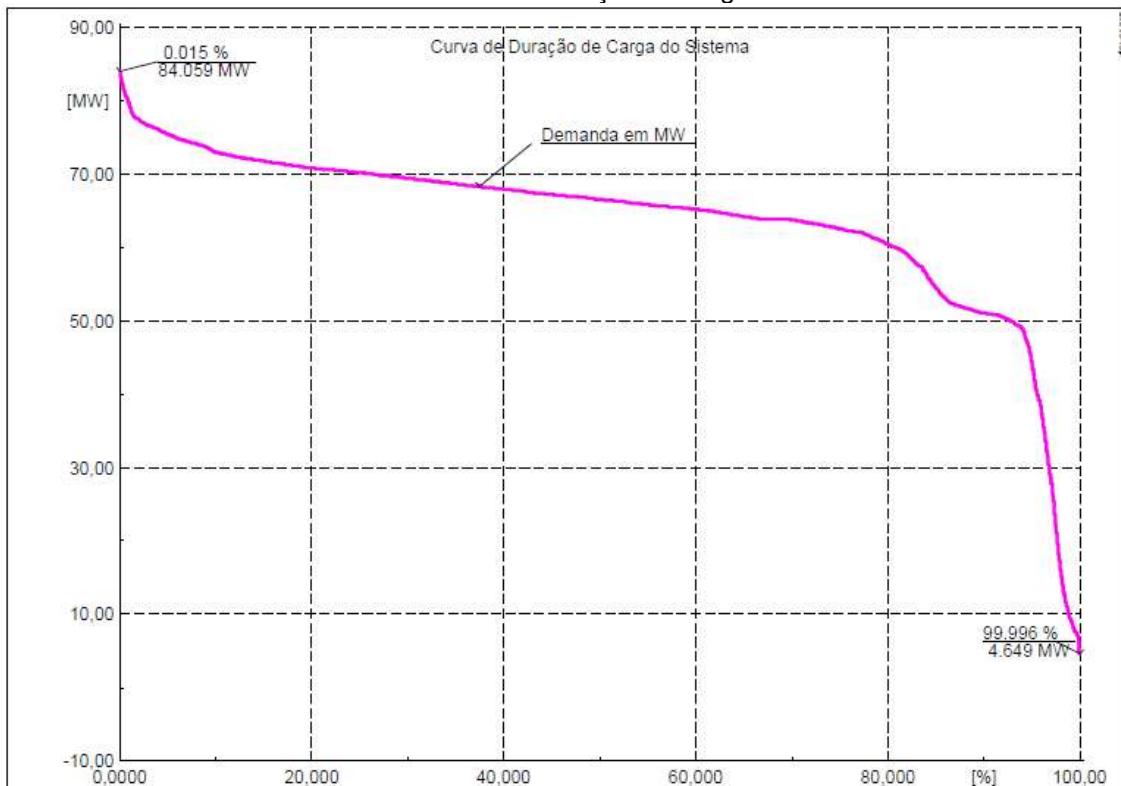
## 4 RESULTADOS

Nesse capítulo são apresentados os resultados obtidos nas simulações de Capacidade de Geração e Análise de Confiabilidade do Sistema de Distribuição de Energia Elétrica para sistema elétrico do FPSO em estudo.

### 4.1 ANÁLISE DE CAPACIDADE DE GERAÇÃO

Em 3.2.1 foram definidos dois cenários para a análise da Capacidade de Geração do sistema elétrico avaliado, em que no cenário “A” os dados de falha do gerador GE-TG-5147001C foram os obtidos no período de Setembro de 2018 a Setembro de 2019. Já no cenário “B” uma falha do gerador GE-TG-5147001C que levou 1.528 horas foi desconsiderada. Em ambos os cenários, a carga do sistema é a apresentada na Tabela 3.3. O estudo realizado é para um período de um ano e está submetido às considerações feitas no item 3.2.1 e à curva de duração de carga da Figura 4.1.

**FIGURA 4.1** – Curva de duração de carga do sistema



Fonte: Elaborada pelo Autor (2020)

A curva da Figura 4.1 corresponde à implementação no *PowerFactory®* da curva da Figura 3.2.

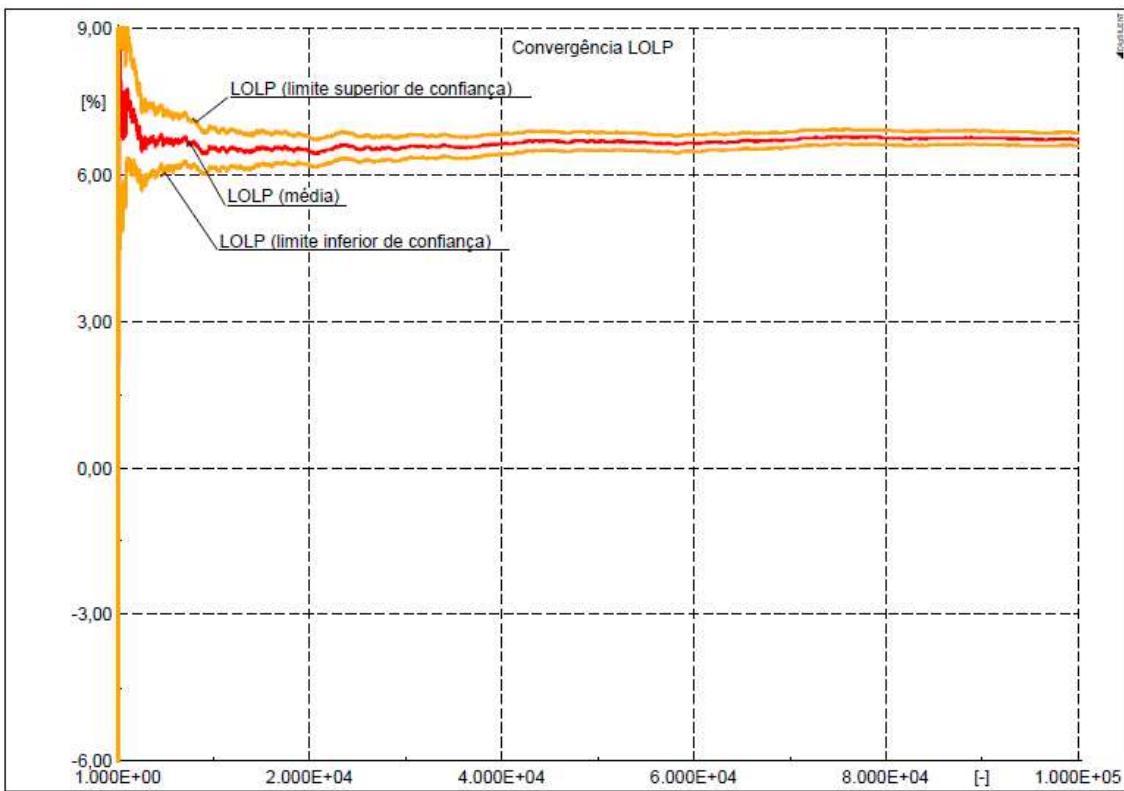
As tabelas de probabilidades de capacidades indisponíveis, calculadas para cada cenário, foram utilizadas para a validação dos resultados do software nesse estudo. O modelo da Tabela 2.4 será seguido. Ao final das avaliações dos cenários será feita uma análise comparativa entre eles.

#### 4.1.1 Cenário “A” da Geração Principal: parâmetros de confiabilidade da Tabela 3.6

A Probabilidade de Corte de Carga (*Loss of Load Probability* - LOLP) no período do estudo foi:

$$\text{LOLP} = 6,76\% \text{ (Para um intervalo de confiança de } 6,63\% \text{ a } 6,89\%)$$

Através do gráfico de convergência da Figura 4.2, em que no eixo x se tem a quantidade de iterações multiplicada por  $10^4$ , é possível identificar que há convergência do valor de LOLP já com 20.000 iterações. Dessa forma, a utilização de 100.000 iterações para a análise de Capacidade de Geração desse sistema se mostra adequada. O valor central do gráfico é a Probabilidade média de Corte de Carga, e os limites superior e inferior delimitam o intervalo de certeza do valor.

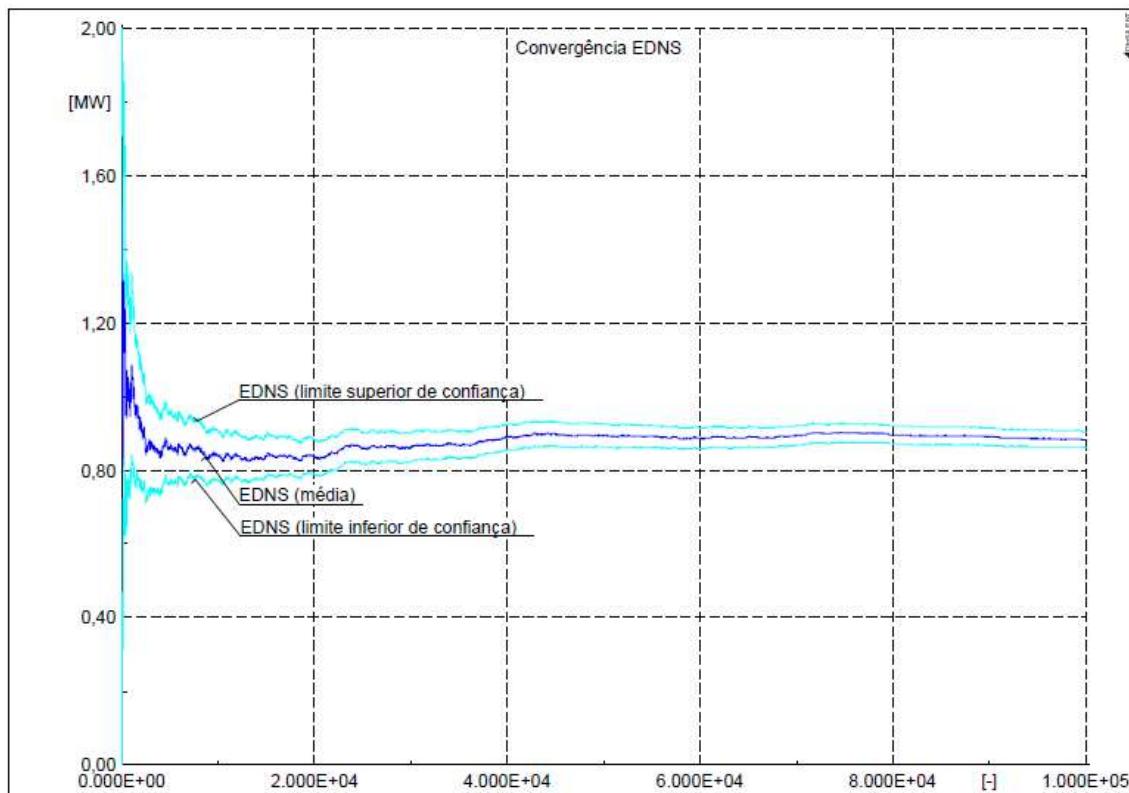
**FIGURA 4.2** – Gráfico de convergência LOLP cenário “A”

Fonte: Elaborada pelo Autor (2020).

Já a Demanda Esperada Não Suprida (EDNS) no período avaliado foi:

$$\text{EDNS} = 889 \text{ kW} \text{ (Para um intervalo de confiança de } 867 \text{ kW a } 911 \text{ kW)}$$

Através do gráfico de convergência da Figura 4.3, em que no eixo x se tem a quantidade de iterações multiplicada por  $10^4$ , é possível identificar que há convergência do valor de EDNS, assim como para o LOLP.

**FIGURA 4.3 – Gráfico de convergência EDNS cenário “A”**

Fonte: Elaborada pelo Autor (2020)

Como o sistema de geração em estudo possui 4 geradores com potência nominal de 25 MW, tem-se então a formação 5 estados de capacidade indisponível. Para o cenário “A” foram, então, calculados os parâmetros da Tabela 4.1.

**TABELA 4.1. – Tabela de probabilidades de capacidades indisponíveis cenário “A”**

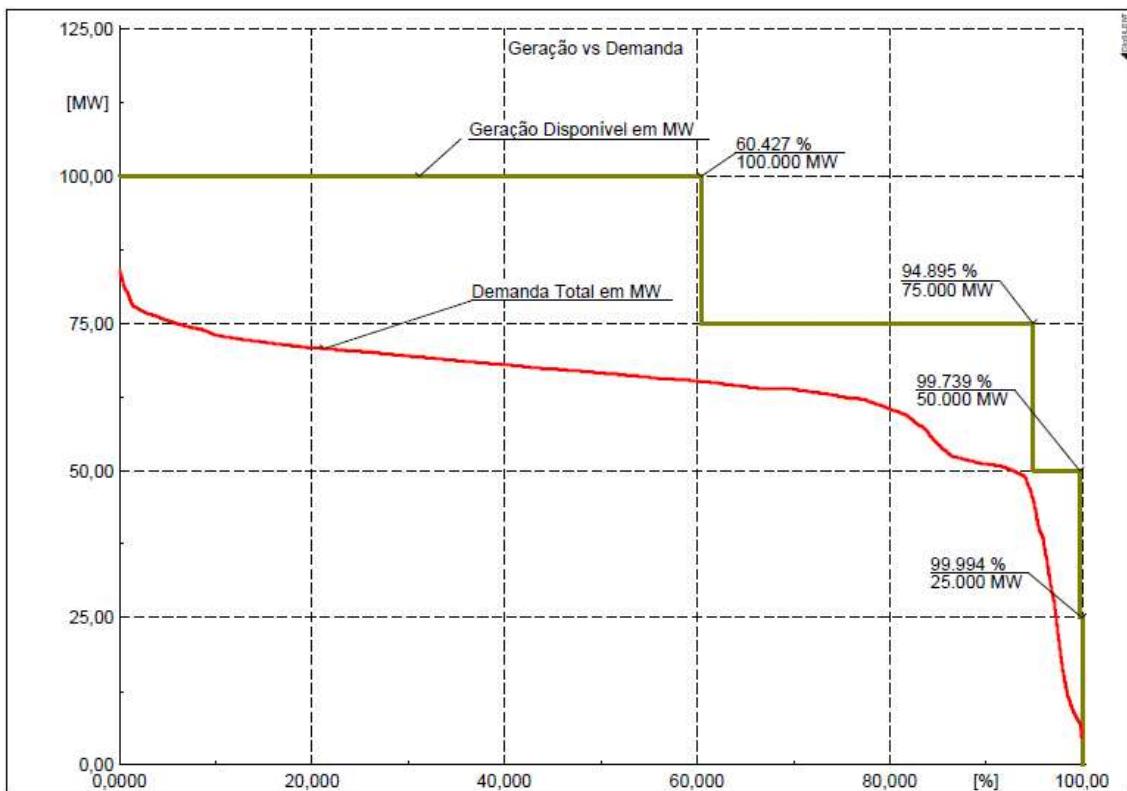
Estados	Capacidade de Geração Indisponível (MW)	Probabilidade (%)	Frequência (ocorrências/ano)	Duração (horas/ocorrência)
1	0	60,25	92,31	57,18
2	25	34,58	132,27	22,90
3	50	4,92	43,57	9,88
4	75	0,25	3,70	5,93
5	100	0,00	0,08	4,03

Fonte: Elaborada pelo Autor (2020).

Com os valores das probabilidades de cada estado da Tabela 4.1 é possível, utilizando a Figura 4.4, compará-los com os valores obtidos graficamente para cada estado de disponibilidade do sistema de geração principal.

Na Figura 4.4 já foram disponibilizados os valores percentuais em que o sistema de geração principal ficou em cada um dos estados. Esse valor percentual corresponde à probabilidade de cada estado.

**FIGURA 4.4 – Gráfico da probabilidade acumulada de cada estado de geração cenário “A”**



Fonte: Elaborada pelo Autor (2020)

Na Tabela 4.2 são apresentados o erro entre os valores calculados das probabilidades de cada estado de capacidade indisponível e o valor simulado pelo software. Como pode ser observado, os valores entre o calculado e o simulado são bastante próximos, com erros inferiores a 2%.

**TABELA 4.2.** – Erro da simulação: probabilidades dos estados do sistema de geração cenário “A”

Estados	Capacidade de Geração Indisponível (MW)	Probabilidade Calculada (%)	Probabilidade Simulação (%)	Erro Absoluto (%)
1	0	60,25	60,43	0,30
2	25	34,57	34,47	0,30
3	50	4,92	4,84	1,64
4	75	0,25	0,25	0,43
5	100	0,00	0,00	0,00

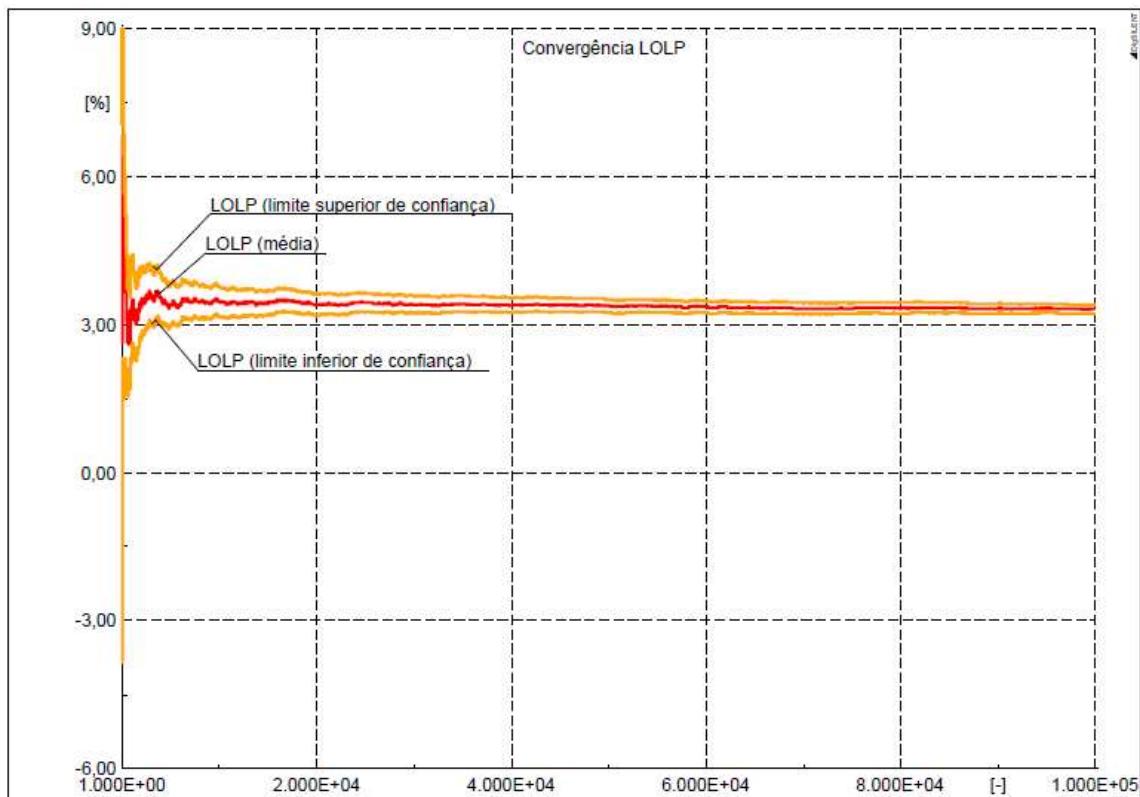
Fonte: Elaborada pelo Autor (2020).

4.1.2 Cenário “B” da Geração Principal: parâmetros da Tabela 3.6 para os geradores GE-TG-5147001A/B/D e da Tabela 3.7 para o GE-TG-5147001C.

A Probabilidade de Corte de Carga (*Loss of Load Probability* - LOLP) no período do estudo foi:

$$\text{LOLP} = 3,29 \% \text{ (Para um intervalo de confiança de 3,20 \% a 3,38 \%)}$$

Assim como avaliado no cenário “A” para a convergência do valor de LOLP, avaliando o gráfico da Figura 4.5, é possível identificar que há convergência de seu valor já com 20.000 iterações. Dessa forma, a utilização de 100.000 iterações para a análise de Capacidade de Geração nesse caso também se mostra adequada.

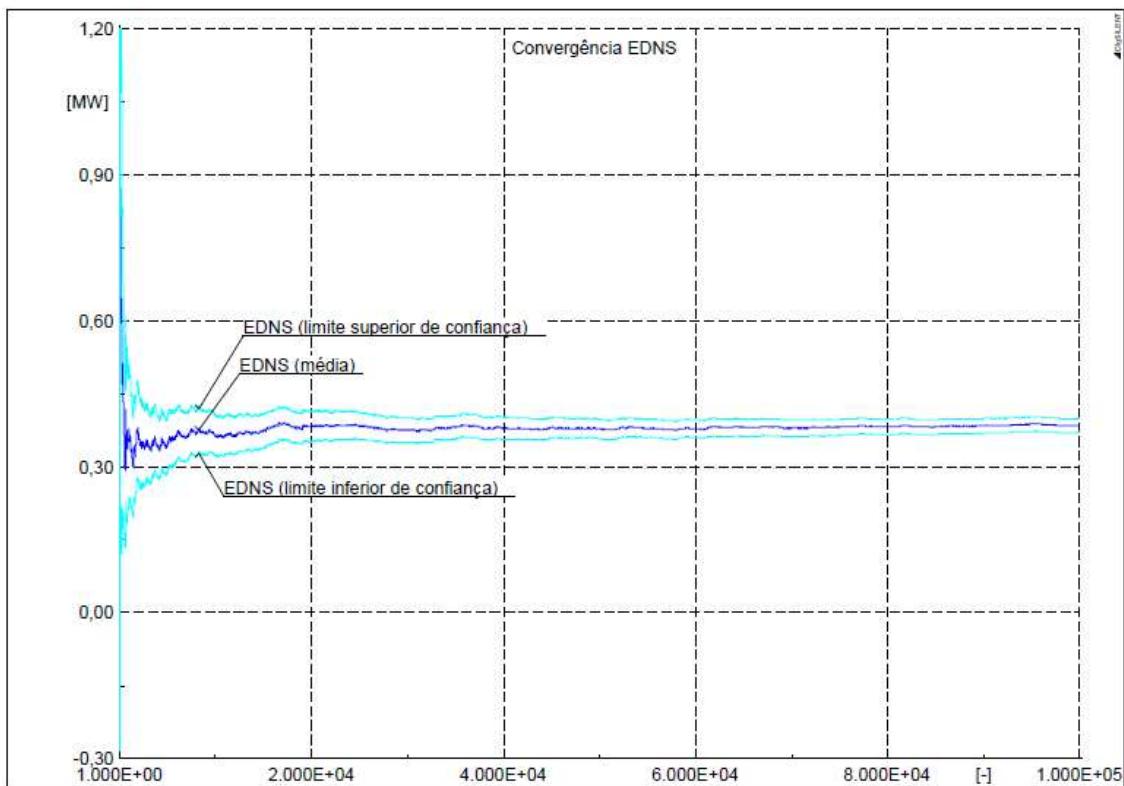
**FIGURA 4.5 – Gráfico de convergência LOLP cenário “B”**

Fonte: Elaborada pelo Autor (2020).

Já a Demanda Esperada Não Suprida (EDNS) no período avaliado foi:

$$\text{EDNS} = 388 \text{ kW} \text{ (Para um intervalo de certeza de 373 kW a 402 kW)}$$

De forma similar ao que acontece com a LOLP, há também convergência da EDNS, conforme pode ser evidenciado na Figura 4.6.

**Figura 4.6 – Gráfico de convergência EDNS cenário “B”**

Fonte: Elaborada pelo Autor (2020).

Como o sistema de geração em estudo possui 4 geradores com potência nominal de 25 MW, tem-se então a formação de 5 estados de capacidade indisponível. Para o cenário ‘B’ foram, então, calculados os parâmetros da Tabela 4.3.

**TABELA 4.3. – Tabela de probabilidades de capacidades indisponíveis cenário ‘B’**

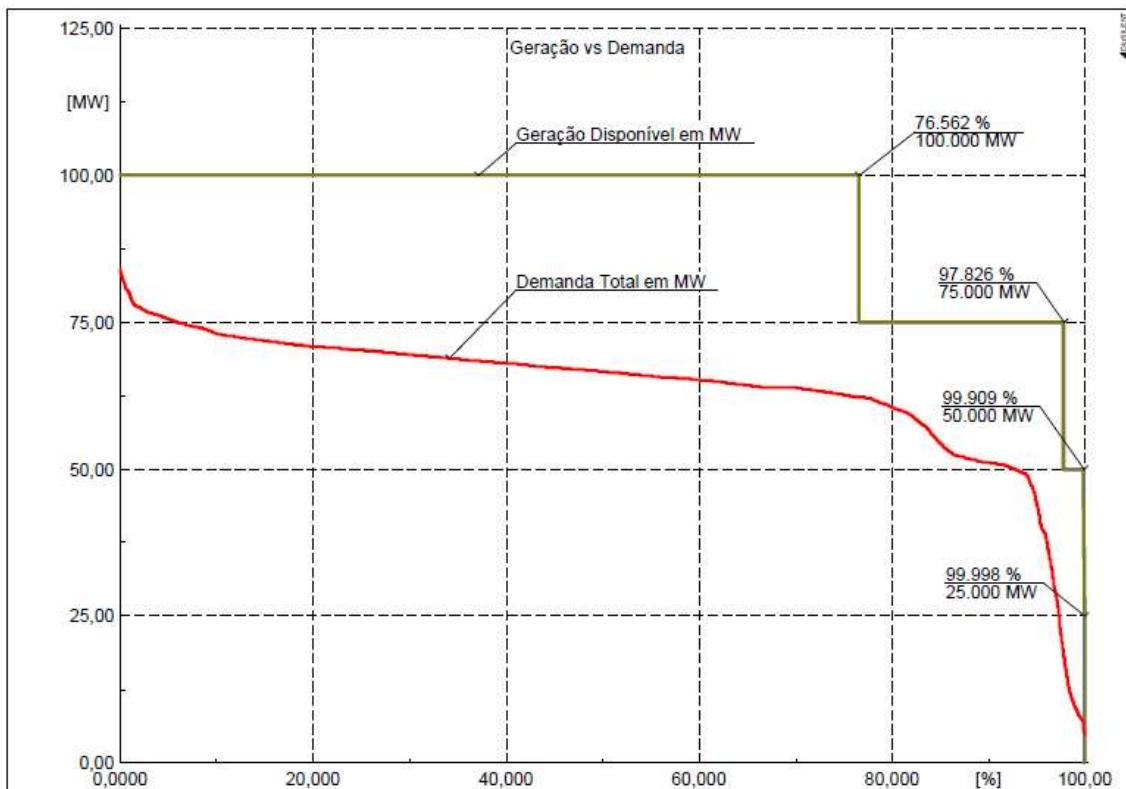
Estados	Capacidade de Geração Indisponível (MW)	Probabilidade (%)	Frequência (ocorrências/ano)	Duração (horas/ocorrência)
1	0	76,64	112,21	59,83
2	25	21,18	135,04	13,74
3	50	2,10	24,28	7,56
4	75	0,09	1,48	5,08
5	100	0,00	0,03	3,68

Fonte: Elaborada pelo Autor (2020).

Com os valores das probabilidades de cada estado da Tabela 4.3, é possível utilizando a Figura 4.7, compará-los com os valores obtidos graficamente para cada estado de disponibilidade do sistema de geração principal.

Na Figura 4.7 já foram disponibilizados os valores percentuais em que o sistema de geração principal ficou em cada um dos estados. Esse valor percentual corresponde à probabilidade de cada estado.

**FIGURA 4.7 – Gráfico da probabilidade acumulada de cada estado de geração cenário “B”**



Fonte: Elaborada pelo Autor (2020)

Na Tabela 4.4 são apresentados o erro entre os valores calculados das probabilidades de cada estado de capacidade indisponível e o valor simulado pelo software. Como pode ser observado, os valores entre o calculado e o simulado são bastante próximos, com erros inferiores a 1%.

**TABELA 4.4.** – Erro da simulação: probabilidades dos estados do sistema de geração cenário “B”

Estados	Capacidade de Geração Indisponível (MW)	Probabilidade Calculada (%)	Probabilidade Simulação (%)	Erro Absoluto (%)
1	0	76,64	76,56	0,10
2	25	21,18	21,26	0,40
3	50	2,09	2,08	0,48
4	75	0,09	0,09	0,00
5	100	0,00	0,00	0,00

Fonte: Elaborada pelo Autor (2020).

#### 4.2 AVALIAÇÃO DOS RESULTADOS DA ANÁLISE DE CAPACIDADE DE GERAÇÃO

Com a mesma curva de duração de carga utilizada nos cenários “A” e “B” da geração principal, é possível realizar uma análise comparativa entre eles.

Com relação à Probabilidade de Corte de Carga, observou-se que o valor mais elevado foi obtido no cenário “A”, sendo explicado pela maior quantidade de dias em que o sistema elétrico ficou com capacidade de geração reduzida em relação à capacidade nominal. Isso também se reflete na Demanda Esperada Não Suprida. As informações comparativas da LOLP e da EDNS entre cenários trazem a ideia de quanto o risco do sistema aumenta com uma unidade geradora a menos disponível, bem como do valor médio de demanda que deixaria de ser atendida pelo sistema. Mas a frequência e duração desses eventos só pode ser medida através da avaliação dos dados obtidos a partir da tabela de probabilidades de capacidades indisponíveis. De forma complementar à simulação no *PowerFactory®*, uma análise de Frequência e Duração foi realizada conforme a Seção 2.2.5.1.5, permitindo um comparativo entre as frequências e durações de cada um dos estados de capacidade indisponível nos dois cenários simulados.

A Tabela 4.5 traz um comparativo entre os índices de probabilidade, frequência e duração de cada estado para os cenários “A” e “B” do sistema de geração principal. Através dessa tabela, foi possível avaliar o impacto que uma falha de tempo elevado de reparo teve sobre a disponibilidade do sistema.

No cenário “A” observou-se a diminuição da frequência do estado 1 (100% da capacidade de geração disponível), provocada pela maior indisponibilidade do gerador GE-TG-5147001C. Consequentemente, há o aumento da frequência do estado 3, tendo em vista que o sistema ficou 1.528 horas com apenas três geradores, aumentando assim probabilidade desse estado.

**TABELA 4.5.** – Tabela de probabilidades de capacidades indisponíveis comparativa entre os cenários “A” e “B”

Estados	Capacidade de Geração Indisponível (MW)	Probabilidade (%)		Frequência (ocorrências/ano)		Duração (horas/ocorrência)	
		Cenário “A”	Cenário “B”	Cenário “A”	Cenário “B”	Cenário “A”	Cenário “B”
1	0	60,25	76,64	92,31	112,21	57,18	59,83
2	25	34,58	21,18	132,27	135,04	22,90	13,74
3	50	4,92	2,10	43,57	24,28	9,88	7,56
4	75	0,25	0,09	3,70	1,48	5,93	5,08
5	100	0,00	0,00	0,08	0,03	4,03	3,68

Fonte: Elaborada pelo Autor (2020).

A avaliação do sistema em diferentes perfis de carga pode ser realizada bastando variar a curva de duração de carga ou utilizando demandas fixas. Para cada situação, será obtido um valor de LOLP e de EDNS para a condição de carregamento do sistema, tendo em vista que a tabela de probabilidades de capacidades indisponíveis permanece a mesma para o sistema.

#### 4.3 ANÁLISE DE CONFIABILIDADE DA DISTRIBUIÇÃO

No caso do sistema elétrico em avaliação, oito topologias operacionais foram simuladas, de acordo com o que foi detalhado na Seção 3.2.

Dentre outros índices definidos no IEEE Std 1366™-2003, a frequência média de interrupções do sistema (SAIFI), duração média das interrupções do sistema (SAIDI) e indisponibilidade média do sistema (ASUI) são avaliados, em que esses índices foram utilizados como parâmetros de desempenho de confiabilidade do sistema (Castro, Molina, Carvalho, 2019). Já os pontos de conexão foram avaliados

quanto à frequência de interrupção no ponto de conexão (LPIF) e ao tempo de interrupção (LPIT) ponto de conexão.

Restrições referentes ao fluxo de carga do sistema foram incluídas no estudo, conforme já relatado no item 3.2.2. Os limites de potência dos transformadores e dos cabos do sistema foram também considerados de acordo com o definido em projeto para o FPSO em estudo. Por possuírem ventilação forçada, os transformadores do sistema elétrico admitem carregamento adicional de 25% da potência com a sua atuação; esses valores nominais de potência estão na Tabela 3.12. A carga do sistema elétrico, nesse estudo, foi a mesma utilizada no estudo de Análise de Capacidade de Geração para as topologias de “A” a “F”. Para as topologias “G” e “H” foi necessária a redução de aproximadamente 58 kW na carga do sistema do casco, tendo em vista que no fluxo de carga inicial houve sobrecarga nos cabos de alimentação dos painéis PN-5143504B (topologia “G”) e PN-5148501A (topologia “H”).

No *PowerFactory®*, as falhas avaliadas foram: falhas em painéis, cabos, transformadores, atuação indevida da proteção, falha na atuação da proteção, falhas de aberturas dos disjuntores e falhas em modo comum.

A taxa de falha dos disjuntores é apresentada na Tabela 3.12. Foi estabelecida uma probabilidade de 50% para falha de abertura do disjuntor e 25% de operação da proteção de retaguarda por falha do relé de proteção (NORRIS, 2007).

Apenas os disjuntores *Tie* e de *Backfeed* tiveram suas taxas de falha representadas nesse estudo de forma a impactarem nos índices de confiabilidade.

Na simulação realizada, as falhas em modo comum representam os casos em que a falha de um dos componentes do sistema leva à falha dos painéis de alimentação dos geradores principais, e consequentemente, à falha dos geradores alimentados pelo painel que perdeu alimentação.

Nos itens de 4.3.1 a 4.3.8, são apresentados os cálculos dos índices de confiabilidade de cada topologia do sistema de distribuição; e ao final, na Seção 4.4 será realizada uma avaliação dos resultados obtidos nas topologias simuladas de forma comparativa.

#### 4.3.1 Topologia “A” da Distribuição: Operação Normal

Na Análise de Confiabilidade do sistema de distribuição de energia elétrica, os índices do sistema obtidos por meio da simulação para a topologia “A” podem ser observados na Tabela 4.6.

**TABELA 4.6.** – Índices de confiabilidade do sistema: operação normal

<b>Parâmetros de Confiabilidade do Sistema de Distribuição</b>		
SAIFI	0,0146	Interrupções por consumidor / ano (I/c/a)
SAIDI	0,6911	Horas por consumidor / ano (h/c/a)
ASUI	0,0079	%

Fonte: Elaborada pelo Autor (2020).

Através do *software*, é possível estratificar a contribuição de cada tipo de equipamento para os índices do sistema em termos absolutos e percentuais. As contribuições percentuais de cada tipo de componente do sistema são apresentadas na Tabela 4.7. Essa informação é importante por identificar os componentes com maior frequência de falha, e com maior contribuição para o SAIFI, bem como aqueles que possuem maior tempo para reparo com maior contribuição para o SAIDI.

**TABELA 4.7.** – Contribuição de equipamentos para os índices de confiabilidade do sistema: operação normal

Componente	Índice	
	SAIFI (%)	SAIDI (%)
Cabos	5,17	2,82
Transformadores	0,97	1,70
Painéis	38,59	60,07
Disjuntores	5,47	5,71
Falhas em Modo Comum	49,81	29,72

Fonte: Elaborada pelo Autor (2020).

Os índices de confiabilidade relacionados à carga, obtidos por meio da simulação para a topologia “A”, são listados na Tabela 4.8. Nesse caso, a importância desses índices se dá por identificar os pontos de conexão com maior frequência e tempo de interrupção.

**TABELA 4.8.** – Índices de confiabilidade nos pontos de conexão: operação normal

<b>Painel</b>	<b>Barra</b>	<b>LPIF (Interrupções / ano)</b>	<b>LPIT (horas / ano)</b>
PN-5143001	A	0,0010	0,2950
	B	0,0010	0,2950
PN-5143002	A	0,0050	0,6950
	B	0,0050	0,6980
PN-5143003	A	0,0150	0,6680
	B	0,0150	0,6730
PN-5143006	A	0,0150	0,6680
	B	0,0150	0,6730
PN-5148501	A	0,0160	0,7110
	B	0,0340	0,9890
PN-5143501	A	0,0160	0,7080
	B	0,0160	0,7110
PN-5143504	A	0,0330	0,9860
	B	0,0160	0,7080
PN-TG-5147001-01-01	-	0,0290	1,0260
PN-TG-5147001-01-02	-	0,0280	1,0260

Fonte: Elaborada pelo Autor (2020).

#### 4.3.2 Topologia “B” da Distribuição: Operação do Sistema Elétrico *Tie* / IS-Limiter do PN-5143001 indisponível

Para essa topologia operacional, foi considerada a indisponibilidade do conjunto representado pelo disjuntor *Tie* e o limitador IS-Limiter. Nesse caso, os índices do sistema obtidos por meio da simulação podem ser observados na Tabela 4.9.

**TABELA 4.9.** – Índices de confiabilidade do sistema: *Tie / IS-Limiter* do PN-5143001

Indisponível

<b>Parâmetros de Confiabilidade do Sistema de Distribuição</b>		
SAIFI	0,0339	Interrupções por consumidor / ano (I/c/a)
SAIDI	1,2065	Horas por consumidor / ano (h/c/a)
ASUI	0,0138	%

Fonte: Elaborada pelo Autor (2020).

Na Tabela 4.10 apresenta-se a contribuição de cada tipo de equipamento para os índices do sistema em termos percentuais.

Para essa configuração do sistema é observada a elevação da contribuição das falhas em modo comum em relação ao sistema em operação normal. Isso se deve ao fato de que, no caso da perda de geradores de uma das barras do PN-5143001, por falha na alimentação dos auxiliares desses geradores, não há a possibilidade de suprimento das cargas do sistema pelos geradores da barra que não sofreu com a falha.

**TABELA 4.10.** – Contribuição de equipamentos para os índices de confiabilidade do sistema: *Tie / IS-Limiter* do PN-5143001 indisponível

Componente	Índice	
	SAIFI (%)	SAIDI (%)
Cabos	2,23	1,61
Transformadores	0,42	0,97
Painéis	17,09	37,46
Disjuntores	1,95	0,22
Falhas em Modo Comum	78,32	59,74

Fonte: Elaborada pelo Autor (2020).

Os índices de confiabilidade relacionados à carga, obtidos por meio da simulação para a topologia “B”, estão listados na Tabela 4.11. Em relação à operação normal, nessa topologia observou-se o aumento da frequência de interrupção e do tempo de interrupção em praticamente todos os pontos de conexão, sendo esse um

reflexo da nova topologia do sistema (que na realidade forma dois sistemas independentes).

**TABELA 4.11.** – Índices de confiabilidade nos pontos de conexão: *Tie / IS-Limiter* do PN-5143001 indisponível

<b>Painel</b>	<b>Barra</b>	<b>LPIF (Interrupções / ano)</b>	<b>LPIT (horas / ano)</b>
PN-5143001	A	0,0280	1,0140
	B	0,0280	1,0170
PN-5143002	A	0,0320	1,4140
	B	0,0320	1,4200
PN-5143003	A	0,0410	1,3880
	B	0,0420	1,3950
PN-5143006	A	0,0410	1,3880
	B	0,0420	1,3950
PN-5148501	A	0,0390	1,3040
	B	0,0560	1,5820
PN-5143501	A	0,0390	1,3040
	B	0,0290	1,0290
PN-5143504	A	0,0460	1,3040
	B	0,0280	1,0260
PN-TG-5147001-01-01	-	0,0290	1,0260
PN-TG-5147001-01-02	-	0,0280	1,0260

Fonte: Elaborada pelo Autor (2020).

#### 4.3.3 Topologia “C” da Distribuição: Operação do Sistema Elétrico com o transformador TF-5143001A indisponível

Para essa topologia operacional, foi considerada a indisponibilidade do transformador do *topside* TF-5143001A. Nesse caso, os índices do sistema obtidos por meio da simulação podem ser observados na Tabela 4.12.

**TABELA 4.12.** – Índices de confiabilidade do sistema: transformador TF-5143001A  
Indisponível

<b>Parâmetros de Confiabilidade do Sistema de Distribuição</b>		
SAIFI	0,0152	Interrupções por consumidor / ano (I/c/a)
SAIDI	0,7134	Horas por consumidor / ano (h/c/a)
ASUI	0,0081	%

Fonte: Elaborada pelo Autor (2020).

A contribuição de cada tipo de equipamento para os índices do sistema, em termos percentuais, é apresentada na Tabela 4.13. Nessa configuração, há aumento tanto no SAIFI quanto no SAIDI e indisponibilidade do sistema em relação à operação normal. Isso se deve à contribuição do disjuntor *Tie* como mais um elemento no sistema série que foi formado pelo transformador TF-5143001B, cabo e terminais de interligação do transformador, barra B do PN-5143002, Disjuntor *Tie* e barra A do PN-5143002.

Muito embora, na operação normal, as barras A e B também são alimentadas por sistemas séries, com menor quantidade elementos. Com o aumento da quantidade de elementos em série, há aumento no SAIFI e do SAIDI, devido à nova topologia que possui mais componentes em série (barra A do PN-5143002 e disjuntor *Tie*) contribuindo para o aumento desses índices.

**TABELA 4.13.** – Contribuição de equipamentos para os índices de confiabilidade do sistema: transformador TF-5143001A indisponível

Componente	Índice	
	SAIFI (%)	SAIDI (%)
Cabos	5,03	2,76
Transformadores	0,94	1,64
Painéis	37,75	60,89
Disjuntores	8,20	5,92
Falhas em Modo Comum	48,09	28,78

Fonte: Elaborada pelo Autor (2020).

Os índices de confiabilidade relacionados à carga, obtidos por meio da simulação para a topologia “C”, estão listados na Tabela 4.14, em que se evidencia o aumento na taxa de falha e tempo de interrupção na barra A do PN-5143002 quando comparado com o sistema em operação normal. Nessa topologia observa-se o que foi descrito anteriormente quanto ao aumento do número dos elementos em série alimentando a barra A do PN-5143002.

**TABELA 4.14.** – Índices de confiabilidade nos pontos de conexão: transformador  
TF-5143001A indisponível

<b>Painel</b>	<b>Barra</b>	<b>LPIF (Interrupções / ano)</b>	<b>LPIT (horas / ano)</b>
PN-5143001	A	0,0010	0,2950
	B	0,0010	0,2950
PN-5143002	A	0,0120	0,9930
	B	0,0050	0,6980
PN-5143003	A	0,0150	0,6680
	B	0,0150	0,6730
PN-5143006	A	0,0150	0,6680
	B	0,0150	0,6730
PN-5148501	A	0,0160	0,7110
	B	0,0340	0,9890
PN-5143501	A	0,0160	0,7080
	B	0,0160	0,7110
PN-5143504	A	0,0330	0,9860
	B	0,0160	0,7080
PN-TG-5147001-01-01	-	0,0290	1,0260
PN-TG-5147001-01-02	-	0,0280	1,0260

Fonte: Elaborada pelo Autor (2020).

#### 4.3.4 Topologia “D” da Distribuição: Operação do Sistema Elétrico com o transformador TF-5143001B indisponível

Para essa topologia operacional, foi considerada a indisponibilidade do transformador do *topside* TF-5143001B. Nesse caso, os índices do sistema obtidos por meio da simulação estão detalhados na Tabela 4.15.

**TABELA 4.15.** – Índices de confiabilidade do sistema: transformador TF-5143001B Indisponível

<b>Parâmetros de Confiabilidade do Sistema de Distribuição</b>		
SAIFI	0,0152	Interrupções por consumidor / ano (I/c/a)
SAIDI	0,7129	Horas por consumidor / ano (h/c/a)
ASUI	0,0081	%

Fonte: Elaborada pelo Autor (2020).

Na Tabela 4.16 pode-se observar a contribuição de cada tipo de equipamento para os índices do sistema em termos percentuais. A analogia realizada na topologia operacional “C” se aplica de forma integral a esse caso. A única diferença a ser evidenciada é a menor contribuição dos cabos elétricos para os índices do sistema. Isso se deve ao fato de que o comprimento dos cabos de alimentação, tanto dos transformadores TF-5143001A/B e das barras A e B do painel PN-5143002, serem diferentes. Como a confiabilidade dos cabos elétricos depende do seu comprimento, diferentes contribuições para os índices de confiabilidade são observadas em sistemas análogos, demonstrando que os parâmetros de confiabilidade dos componentes influenciam na confiabilidade do sistema.

**TABELA 4.16.** – Contribuição de equipamentos para os índices de confiabilidade do sistema: transformador TF-5143001B indisponível

Componente	Índice	
	SAIFI (%)	SAIDI (%)
Cabos	4,96	2,70
Transformadores	0,94	1,65
Painéis	37,77	60,94
Disjuntores	8,21	5,92
Falhas em Modo Comum	48,13	28,80

Fonte: Elaborada pelo Autor (2020).

Os índices de confiabilidade relacionados à carga, obtidos por meio da simulação para a topologia “D” estão listados na Tabela 4.17. De forma análoga ao ocorrido na barra A do PN-5143002, há aumento da taxa de falha e do tempo de interrupção na barra B do PN-5143002 em tal topologia operacional, quando comparada com a operação normal do sistema.

**TABELA 4.17.** – Índices de confiabilidade nos pontos de conexão: transformador TF-5143001B indisponível

Painel	Barra	LPIF (Interrupções / ano)	LPIT (horas / ano)
PN-5143001	A	0,0010	0,2950
	B	0,0010	0,2950
PN-5143002	A	0,0050	0,6950
	B	0,0120	0,9890
PN-5143003	A	0,0150	0,6680
	B	0,0150	0,6730
PN-5143006	A	0,0150	0,6680
	B	0,0150	0,6730
PN-5148501	A	0,0160	0,7110
	B	0,0340	0,9890

Painel	Barra	LPIF (Interrupções / ano)	LPIT (horas / ano)
PN-5143501	A	0,0160	0,7080
	B	0,0160	0,7110
PN-5143504	A	0,0330	0,9860
	B	0,0160	0,7080
PN-TG-5147001-01-01	-	0,0290	1,0260
PN-TG-5147001-01-02	-	0,0280	1,0260

Fonte: Elaborada pelo Autor (2020).

#### 4.3.5 Topologia “E” da Distribuição: Operação do Sistema Elétrico com o transformador TF-5143002A indisponível

Para essa topologia operacional, foi considerada a indisponibilidade do transformador do *topside* TF-5143002A. Nesse caso, os índices do sistema obtidos por meio da simulação estão detalhados na Tabela 4.18.

**TABELA 4.18.** – Índices de confiabilidade do sistema: transformador TF-5143002A Indisponível

<b>Parâmetros de Confiabilidade do Sistema de Distribuição</b>		
SAIFI	0,0162	Interrupções por consumidor / ano (I/c/a)
SAIDI	0,7158	Horas por consumidor / ano (h/c/a)
ASUI	0,0082	%

Fonte: Elaborada pelo Autor (2020).

Na Tabela 4.19 observa-se a contribuição de cada tipo de equipamento para os índices do sistema em termos percentuais. A mesma analogia realizada para as topologias operacionais “C” e “D” se aplica a essa topologia operacional. Cabe destacar maior contribuição dessa topologia para o aumento da frequência e da duração de interrupções do sistema. Isso se deve ao fato da existência de um número maior de consumidores ligados aos painéis PN-5143003 e PN-5143006.

**TABELA 4.19.** – Contribuição de equipamentos para os índices de confiabilidade do sistema: transformador TF-5143002A indisponível

Componente	Índice	
	SAIFI (%)	SAIDI (%)
Cabos	4,75	2,78
Transformadores	0,88	1,64
Painéis	39,68	60,96
Disjuntores	9,69	5,93
Falhas em Modo Comum	45,01	28,69

Fonte: Elaborada pelo Autor (2020).

Os índices de confiabilidade relacionados à carga, obtidos por meio da simulação para a topologia “E”, estão listados na Tabela 4.20. Nesse caso, as barras A dos painéis PN-5143003 e PN-5143006 são as mais afetadas pela topologia do sistema.

**TABELA 4.20.** – Índices de confiabilidade nos pontos de conexão: transformador TF-5143002A indisponível

Painel	Barra	LPIF (Interrupções / ano)	LPIT (horas / ano)
PN-5143001	A	0,0010	0,2950
	B	0,0010	0,2950
PN-5143002	A	0,0050	0,6950
	B	0,0050	0,6980
PN-5143003	A	0,0330	0,9510
	B	0,0150	0,6730
PN-5143006	A	0,0330	0,9510
	B	0,0150	0,6730
PN-5148501	A	0,0160	0,7110
	B	0,0340	0,9890

Painel	Barra	LPIF (Interrupções / ano)	LPIT (horas / ano)
PN-5143501	A	0,0160	0,7080
	B	0,0160	0,7110
PN-5143504	A	0,0330	0,9860
	B	0,0160	0,7080
PN-TG-5147001-01-01	-	0,0290	1,0260
PN-TG-5147001-01-02	-	0,0280	1,0260

Fonte: Elaborada pelo Autor (2020).

#### 4.3.6 Topologia “F” da Distribuição: Operação do Sistema Elétrico com o transformador TF-5143002B indisponível

Para essa topologia operacional, foi considerada a indisponibilidade do transformador do *topside* TF-5143002B. Nesse caso, os índices do sistema obtidos por meio da simulação estão detalhados na Tabela 4.21.

**TABELA 4.21.** – Índices de confiabilidade do sistema: transformador TF-5143002B Indisponível

Parâmetros de Confiabilidade do Sistema de Distribuição		
SAIFI	0,0164	Interrupções por consumidor / ano (I/c/a)
SAIDI	0,7184	Horas por consumidor / ano (h/c/a)
ASUI	0,0082	%

Fonte: Elaborada pelo Autor (2020).

Na Tabela 4.22 está sintetizada a contribuição de cada tipo de equipamento para os índices do sistema em termos percentuais. A analogia realizada nas topologias operacionais “C”, “D” e “E” se aplica de forma integral a este caso.

**TABELA 4.22.** – Contribuição de equipamentos para os índices de confiabilidade do sistema: transformador TF-5143002B indisponível

Componente	Índice	
	SAIFI (%)	SAIDI (%)
Cabos	4,53	2,64
Transformadores	0,87	1,63
Painéis	39,89	61,17
Disjuntores	10,25	5,97
Falhas em Modo Comum	44,47	28,59

Fonte: Elaborada pelo Autor (2020).

Os índices de confiabilidade relacionados à carga, obtidos por meio da simulação para a topologia “F”, estão listados na Tabela 4.23. Nesse caso, as barras B dos painéis PN-5143003 e PN-5143006 são as mais afetadas pela topologia do sistema.

**TABELA 4.23.** – Índices de confiabilidade nos pontos de conexão: transformador TF-5143002B indisponível

Painel	Barra	LPIF (Interrupções / ano)	LPIT (horas / ano)
PN-5143001	A	0,0010	0,2950
	B	0,0010	0,2950
PN-5143002	A	0,0050	0,6950
	B	0,0050	0,6980
PN-5143003	A	0,0150	0,6680
	B	0,0330	0,9460
PN-5143006	A	0,0150	0,6680
	B	0,0330	0,9460
PN-5148501	A	0,0160	0,7110
	B	0,0340	0,9890

Painel	Barra	LPIF (Interrupções / ano)	LPIT (horas / ano)
PN-5143501	A	0,0160	0,7080
	B	0,0160	0,7110
PN-5143504	A	0,0330	0,9860
	B	0,0160	0,7080
PN-TG-5147001-01-01	-	0,0290	1,0260
PN-TG-5147001-01-02	-	0,0280	1,0260

Fonte: Elaborada pelo Autor (2020).

#### 4.3.7 Topologia “G” da Distribuição: Operação do Sistema Elétrico com o transformador TF-5143501A indisponível

Para essa topologia operacional, foi considerada a indisponibilidade do transformador do casco TF-5143501A. Nesse caso, os índices do sistema obtidos por meio da simulação estão detalhados na Tabela 4.24.

**TABELA 4.24.** – Índices de confiabilidade do sistema: transformador TF-5143501A  
Indisponível

Parâmetros de Confiabilidade do Sistema de Distribuição		
SAIFI	0,0205	Interrupções por consumidor / ano (I/c/a)
SAIDI	0,8183	Horas por consumidor / ano (h/c/a)
ASUI	0,0093	%

Fonte: Elaborada pelo Autor (2020).

Na Tabela 4.25 verifica-se a contribuição de cada tipo de equipamento para os índices do sistema, em termos percentuais. Para essa topologia operacional, observou-se um aumento na frequência e na duração médias de interrupções do sistema como um todo, fato também evidenciado na Tabela 4.26 para os pontos de conexão (com exceção do PN-5143504 e PN-TG-5147001-01-02, que não sofrem alteração em sua topologia original). O fato de apenas o transformador TF-5143501B manter a alimentação de todo o casco da plataforma aumenta a probabilidade de falha do sistema, tendo em vista que há a perda de toda a geração principal no caso da

falha desse transformador. Isso explica o aumento na contribuição das falhas em modo comum do sistema.

Os demais componentes do sistema passam a contribuir de forma mais acentuada para o aumento dos índices de frequência e duração de interrupções do sistema, pois tem-se uma quantidade maior de elementos em série com a utilização do *Backfeed* entre os painéis PN-5143504 e PN-5148501, bem como pela alimentação da barra B do PN-5143501 via disjuntor *Tie*.

Um ponto que deve ser avaliado nessa topologia operacional é o carregamento dos painéis do casco. Essa limitação pode levar à impossibilidade de alimentação de algumas cargas que possuem fator de utilização menor, como por exemplo o guincho de *pull-in*.

**TABELA 4.25.** – Contribuição de equipamentos para os índices de confiabilidade do sistema: transformador TF-5143501A indisponível

Componente	Índice	
	SAIFI (%)	SAIDI (%)
Cabos	2,54	1,95
Transformadores	0,69	1,43
Painéis	23,99	48,59
Disjuntores	14,95	5,50
Falhas em Modo Comum	57,83	42,53

Fonte: Elaborada pelo Autor (2020).

Em termos de frequência e duração de interrupção no ponto de conexão, observou-se um aumento desses índices no PN-TG-5147001-01-01 em relação à operação normal e em relação à topologia “B”, em que esse possui maiores frequência e duração médias de interrupções do sistema do que os da Tabela 4.24.

Com maiores valores LPIF e LPIT no PN-TG-5147001-01-01, há maior risco de parada dos geradores principais GE-TG-5147001-A e GE-TG-5147001-C, embora, quando comparado essa topologia com a topologia “B”, exista a possibilidade de

alimentação do sistema via *Tie / IS-Limiter* no PN-5143001 – o que reduz a frequência e a duração médias de interrupções do sistema.

**TABELA 4.26.** – Índices de confiabilidade nos pontos de conexão: transformador TF-5143501A indisponível

Painel	Barra	LPIF (Interrupções / ano)	LPIT (horas / ano)
PN-5143001	A	0,0040	0,4110
	B	0,0040	0,4110
PN-5143002	A	0,0080	0,8120
	B	0,0080	0,8150
PN-5143003	A	0,0180	0,7850
	B	0,0180	0,7900
PN-5143006	A	0,0180	0,7850
	B	0,0180	0,7900
PN-5148501	A	0,0410	0,9890
	B	0,0590	1,2660
PN-5143501	A	0,0160	0,7080
	B	0,0330	1,0070
PN-5143504	A	0,0330	0,9860
	B	0,0160	0,7080
PN-TG-5147001-01-01	-	0,0460	1,3220
PN-TG-5147001-01-02	-	0,0280	1,0260

Fonte: Elaborada pelo Autor (2020).

#### 4.3.8 Topologia “H” da Distribuição: Operação do Sistema Elétrico com o transformador TF-5143501B indisponível

Para essa topologia operacional, foi considerada a indisponibilidade do transformador do casco TF-5143501B. Nesse caso, os índices do sistema obtidos por meio da simulação estão detalhados na Tabela 4.27.

**TABELA 4.27.** – Índices de confiabilidade do sistema: transformador TF-5143501B  
Indisponível

<b>Parâmetros de Confiabilidade do Sistema de Distribuição</b>		
SAIFI	0,0190	Interrupções por consumidor / ano (I/c/a)
SAIDI	0,7583	Horas por consumidor / ano (h/c/a)
ASUI	0,0087	%

Fonte: Elaborada pelo Autor (2020).

Na Tabela 4.28 tem-se a contribuição de cada tipo de equipamento para os índices do sistema, em termos percentuais. A analogia realizada na topologia operacional “G” se aplica de forma integral a esse caso. Observou-se uma menor contribuição das falhas em modo comum, pelo fato de terem sido substituídas no software de simulação por regras de chaveamento. Dessa maneira, caso haja falha de pelo menos um dos disjuntores do *Backfeed D* do PN-5148501 ou do *Backfeed E* do PN-5143504, os geradores principais B e D terão seus disjuntores abertos simulando a falha na alimentação de seus auxiliares.

Na topologia “H”, diferente do que acontece na topologia “G” em que a barra B do PN-5143501 foi alimentada via disjuntor *Tie*, a barra B do PN-5143504 é alimentada pelo disjuntor do *Backfeed E* desse painel, não sofrendo influência da falha do disjuntor *Tie* nem da barra A do PN-5143504. Esse fato pode ser constatado pelas frequências e durações de interrupções no ponto de conexão apresentados na Tabela 4.29.

**TABELA 4.28.** – Contribuição de equipamentos para os índices de confiabilidade do sistema: transformador TF-5143501B indisponível

Componente	Índice	
	SAIFI (%)	SAIDI (%)
Cabos	2,74	2,10
Transformadores	0,75	1,55
Painéis	24,55	51,61
Disjuntores	20,34	6,40
Falhas em Modo Comum	51,63	38,34

Fonte: Elaborada pelo Autor (2020).

Os índices de confiabilidade listados na Tabela 4.29, se aplica a mesma analogia realizada na topologia “G”. Cabe ressaltar o aumento no LPIF e LPIT para o PN-5143504 e PN-TG-5147001-01-02, em que esses alimentam os auxiliares dos geradores GE-TG-5147001B e GE-TG-5147001D.

**TABELA 4.29.** – Índices de confiabilidade nos pontos de conexão: transformador TF-5143501B indisponível

Painel	Barra	LPIF (Interrupções / ano)	LPIT (horas / ano)
PN-5143001	A	0,0040	0,4110
	B	0,0040	0,4110
PN-5143002	A	0,0080	0,8120
	B	0,0080	0,8150
PN-5143003	A	0,0180	0,7850
	B	0,0180	0,7900
PN-5143006	A	0,0180	0,7850
	B	0,0180	0,7900
PN-5148501	A	0,0060	0,4330
	B	0,0230	0,7110

Painel	Barra	LPIF (Interrupções / ano)	LPIT (horas / ano)
PN-5143501	A	0,0340	0,9890
	B	0,0160	0,7110
PN-5143504	A	0,0490	1,0330
	B	0,0310	0,7560
PN-TG-5147001-01-01	-	0,0290	1,0260
PN-TG-5147001-01-02	-	0,0440	1,0740

Fonte: Elaborada pelo Autor (2020).

#### 4.4 AVALIAÇÃO DOS RESULTADOS NA ANÁLISE DE CONFIABILIDADE DA DISTRIBUIÇÃO

Utilizando a Tabela 4.30 para a comparação entre as topologias avaliadas na Seção 4.3, conclui-se que a topologia “A”, operação normal do sistema elétrico, é a que possui melhores índices de confiabilidade do sistema.

**TABELA 4.30.** – Comparativo dos índices de confiabilidade do sistema de distribuição para as topologias operacionais analisadas

Topologias Operacionais	Índices de Confiabilidade do Sistema		
	Frequência Média de Interrupção do Sistema	Duração Média da Interrupção do Sistema	Indisponibilidade Média do Serviço
	SAIFI	SAIDI	ASUI (%)
Operação Normal	0,0146	0,6911	0,0079
IS-Limiter Fora de Operação	0,0339	1,2065	0,0138
TF-5143001A Fora de Operação	0,0152	0,7134	0,0081
TF-5143001B Fora de Operação	0,0152	0,7129	0,0081
TF-5143002A Fora de Operação	0,0162	0,7158	0,0082
TF-5143002B Fora de Operação	0,0164	0,7184	0,0082
TF-5143501A Fora de Operação	0,0205	0,8183	0,0093
TF-5143501B Fora de Operação	0,0190	0,7583	0,0087

Fonte: Elaborada pelo Autor (2020).

De forma geral, pode-se afirmar que para todas as topologias avaliadas, a falha em modo comum entre os geradores principais e os painéis de alimentação de seus auxiliares, têm maior contribuição para os índices de confiabilidade do sistema.

A topologia “B”, em que o *Tie / IS-Limiter* do PN-5143001 estão fora de operação, apresenta pior desempenho em termos dos índices do sistema, sendo fortemente afetada pela falha em modo comum entre os geradores principais e os painéis de alimentação de seus auxiliares. A perda de flexibilidade para se alimentar parte do sistema elétrico, devido ao painel PN-5143001 estar com suas semi-barras A e B sem interligação, é a causa do pior desempenho do sistema nessa situação.

Como não há redundância no sistema para a contingência do *Tie / IS-Limiter* do PN-5143001 estar fora de operação, a estratégia de utilização de sobressalentes para reduzir o tempo de exposição à topologia “B” deve ser considerada.

Pelo fato do PN-5143001 alimentar todo o sistema de distribuição, os índices dos pontos de conexão de praticamente todos os painéis foram afetados pela na Topologia “B”.

Na sequência de avaliação, após a Topologia “B”, as Topologias “G” e “H” que respectivamente representam o sistema com os transformadores TF-5143501A e TF-5143501B indisponíveis, são as que apresentam pior desempenho de confiabilidade. Assim como as demais, essas topologias são mais afetadas pela falha em modo comum entre os geradores principais e os painéis de alimentação de seus auxiliares. Além dessa condição, há também a forte dependência da taxa de falha dos transformadores, painéis e disjuntores dos *Backfeeds* do sistema elétrico do casco. Uma maior quantidade de componentes em série no sistema elétrico do casco também é evidenciada nessas condições operacionais e essa configuração do sistema elétrico também possui influência nos índices do sistema e pontos de conexão.

Ainda nas Topologias “G” e “H”, é possível observar sua influência no aumento de praticamente todos os índices de frequência e tempo de interrupção nos painéis de todo o sistema elétrico, devido ao aumento na frequência de falha dos painéis de alimentação dos geradores principais. Dessa maneira, ao se operar em uma dessas topologias, algumas decisões operacionais do sistema elétrico podem ser tomadas de modo despachar os geradores com menor probabilidade de falha na alimentação de

seus auxiliares (caso em que o sistema demanda até três geradores) reduzindo, assim, a probabilidade de falhas no sistema.

Nas demais topologias, que basicamente se referem à indisponibilidade dos transformadores do *topside*, observou-se que a operação em duplo “I” (barra A alimentada pelo transformador A e barra B alimentada pelo transformador B) apresenta melhor desempenho de confiabilidade do que a operação por apenas um dos transformadores (operação em “L”). Isso se deve principalmente ao fato de se aumentar a quantidade de elementos em série nessa parte do sistema.

Os índices orientados à carga LPIF e LPIT foram úteis na avaliação da contribuição de cada elemento para o desempenho de confiabilidade do sistema elétrico avaliado. Através da avaliação desses índices, foi possível identificar o impacto causado pela mudança de topologia do sistema para cada caso avaliado.

## **5 CONCLUSÕES**

## 5 CONCLUSÕES

Nesse trabalho foi realizada uma análise de confiabilidade englobando o sistema de geração principal e o sistema de distribuição de energia elétrica de uma plataforma de petróleo. O sistema elétrico de um FPSO em operação foi utilizado como base para o estudo, tendo seus dados de equipamentos, histórico de falhas do sistema de geração principal, histórico de demanda do sistema elétrico e padrões operacionais utilizados para a realização desses estudos.

A distribuição exponencial foi definida como a que representaria o comportamento da função distribuição de probabilidade de falhas dos equipamentos do sistema. Índices de confiabilidade, estabelecidos na literatura, foram utilizados para medir o desempenho de confiabilidade dos sistemas de geração principal e de distribuição de energia elétrica.

A utilização de dados reais para a modelagem estocástica dos geradores principais enriqueceu os resultados obtidos, tendo em vista a dependência dos dados de falha para melhor representação do comportamento do sistema.

A utilização do modelo de risco em conjunto com o Método da Frequência e Duração trouxe mais robustez à análise de capacidade do sistema de geração principal. Além do cálculo do risco de cada cenário avaliado, foi possível avaliar a frequência de ocorrências de cada estado do sistema de geração principal em termos de capacidade indisponível, bem como o tempo em que o sistema reside em cada um desses estados.

No caso do sistema de distribuição, em virtude da escassez de dados reais do sistema elétrico do FPSO pelo pouco tempo em operação, foram utilizados dados de falha disponíveis na literatura. O conhecimento da operação do sistema elétrico e de seus padrões operacionais foi, então, colocado em prática na avaliação da consistência dos resultados obtidos nas simulações, em que pese a realização de validação dos dados fornecidos pelo software através de um sistema com índices de confiabilidade conhecidos.

A representação da interdependência entre os geradores principais e seus auxiliares fez com que o comportamento do sistema em estudo fosse representado de forma real, sendo esse um diferencial desse trabalho em relação ao levantado na revisão da literatura sobre o tema. Em grande parte das análises de confiabilidade de

sistemas distribuição, o impacto da falha de um de seus componentes no sistema de geração não é avaliado.

Em relação às topologias avaliadas para o sistema de distribuição, foi possível identificar um gargalo operacional que pode ser removido com estratégia de sobressalentes, reduzindo o tempo de exposição à pior condição operacional do sistema elétrico (*IS-Limiter* fora de operação).

Como sugestões para trabalhos futuros, propõe-se:

- Melhoria do modelo utilizado para representar a taxa de falha e tempo de reparo dos equipamentos do sistema de distribuição, com dados obtidos de sistemas de distribuição de plataformas de mesmo porte;
- Avaliação dos impactos nos índices de confiabilidade do sistema de distribuição considerando os aspectos operacionais da planta de produção, em que a falha na alimentação de um dos equipamentos relacionados ao processo produtivo pode levar à parada de um ou mais equipamentos alimentados pelo sistema elétrico, a exemplo do que foi simulado para o sistema de geração principal;
- Avaliação do impacto financeiro das falhas do sistema elétrico, considerando os aspectos de parada de equipamentos do processo produtivo, mas não relacionados com a falha elétrica.

## 5.1 PUBLICAÇÕES

- “Parâmetros de Desempenho de Confiabilidade Aplicado a Sistemas Elétricos de Plataformas Tipo FPSO”, apresentado no 15º Encontro de Engenharia Elétrica da Petrobras, Rio de Janeiro - RJ em Dezembro de 2019;
- “Avaliação de Parâmetros de Desempenho de Confiabilidade Aplicados a Sistemas Elétricos de Plataformas Tipo FPSO com Análise de Fluxo de Carga”, submetido ao Comitê de Avaliação da Rio *Oil and Gas* 2020 e com sinopse aprovada por esse comitê. A apresentação ocorrerá em data a ser definida.

## **6 REFERÊNCIAS**

## REFERÊNCIAS

- ALLAN, R. N.; BILLINTON, R; LEE, S. H. Bibliography on the Application of Probability Methods in Power System Reliability 1977-1982. In: IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. Volume: PAS-103, Nº 2. 1984.
- ALLAN, R. N. et al. Bibliography on the Application of Probability Methods in Power System Reliability 1982-1987. In: IEEE Transactions on Power Systems. Volume: 3, Nº 4. 1988.
- ALLAN, R. N. et al. Bibliography on the Application of Probability Methods in Power System Reliability 1987-1991. In: IEEE Transactions on Power Systems. Volume: 9, Nº 1. 1994.
- ARNO, R. G. Summary of equipment reliability data. In: Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc IEEE. IEEE Std. 493 Gold Book. Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems. Estados Unidos, 2007.
- BILLINTON, R. Bibliography on the Application of Probability Methods in Power System Reliability. In: IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. Volume: PAS-91, Issue: 2. 1972.
- BILLINTON, A.; ROY, R. N. Reliability Evaluation of Engineering Systems. 2<sup>a</sup> Ed. Nova Iorque: Plenum Press, 1992.
- BILLINTON, R.; FOTUHI-FIRUZABAD, M.; BERTLING, L. Bibliography on the Application of Probability Methods in Power System Reliability 1996-1999. In: IEEE Transactions on Power Systems. Volume: 16, Nº 4. 1994.
- BILLINTON, R.; KARKI, R. Application of Monte Carlo Simulation to Generating System Well-being Analysis. IEEE Transactions on Power Systems, Volume 14, Nº 3, 1999.
- BILLINTON, R.; ALLAN, R. N.; Reliability Evaluation of Power Systems. 2<sup>a</sup> Ed. Nova Iorque e Londres: Plenum Press, 1996.
- BRASIL ENERGY INSIGHT. New Petrobras FPSO contracts in October. Disponível em: <https://brazilenergyinsight.com/2019/09/23/new-petrobras-fpso-contracts-in-october/>. Acesso em: 25 Abr 2020.
- BUCK, H. W. Duplication of Electrical Apparatus to Secure Reliability of Service. 15<sup>th</sup> General Meeting of American Institute of Electrical Engineers. New York, 1905.
- CASTRO, P. F.; FILHO, S. S. Estudo de Confiabilidade de um Sistema de Suprimento de Energia Elétrica. 8º Simpósio Internacional de Confiabilidade. São Paulo, 2010.
- CASTRO, MOLINA R., CARVALHO; Patrício Fernandes de, Yuri Percy, F.B.S. Parâmetros de Desempenho de Confiabilidade Aplicado a Sistemas Elétricos de

Plataformas Tipo FPSO. 15º Encontro de Engenharia Elétrica Petrobras. Rio de Janeiro, 2019.

DAMON, G. A. A Modern Electric Central Station. 15<sup>th</sup> General Meeting of American Institute of Electrical Engineers. Omaha, 1898.

FERREIRA, M. I. J. **Planejamento da Manutenção de Sistemas de Distribuição Baseado em Índices de Confiabilidade**. 2019. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-RIO), Rio de Janeiro.

FRANCISQUINI, A. A. **Estimação de curvas de carga em pontos de consumo e em transformadores de distribuição. 2006**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Estadual Paulista, São Paulo.

GONZÁLEZ, R. A. F.. Aplicações do Método da Entropia Cruzada na Confiabilidade de Sistemas Elétricos de Potência. Itajubá, 2012.

GMBH DIgSILENT. Power Factory 2017 Tutorial. Edição Online. Gomaringen: DIgSILENT, 2017.

HALL, J. D.; RINGLEE, R. J.; WOOD, A. J. Frequency and Duration Methods for Power System Reliability Calculations: I-Generation System Model. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*. Volume: 87, Nº 9, 1968.

IEEE Std 1366™-2003, *IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices*. New York, NY 10016-5997, USA.

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA - IBGE. Resultado dos Domicílios Particulares permanentes por número de moradores e alfabetização da pessoa responsável pelo domicílio – 2000. Disponível em: <https://sidra.ibge.gov.br/tabela/1467#resultado>. Acesso em: 14 Mai 2020.

KOVAL, D. O. Planning and design. In: Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc IEEE. IEEE Std. 493 Gold Book. Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems. Estados Unidos, 2007.

NORRIS, A. T. Report of Circuit Breaker Reliability Survey of Industrial and Commercial Installations. IEEE Std. 493 Gold Book. Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems. Estados Unidos, 2007. Appendix K.

OFFSHORE ENGINEER. New Oil and Gas Project Spending to Fall 68% in 2020 if Oil Price Stays Low. Disponível em: <https://www.oedigital.com/news/476916-new-oil-and-gas-project-spending-to-fall-68-in-2020-if-oil-price-stays-low>. Acesso em: 25 Abr 2020.

POWER SYSTEM ENGINEERING COMMITTEE. Bibliography on the Application of Probability Methods in Power System Reliability 1971-1977. In: *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*. Volume: PAS-97, No: 6. 1978.

PRODIST, Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional. Revisão 5, Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica (Data de vigência: 01/01/2015), Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br>. Acesso em: 14 Set 2019.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. – PETROBRÁS. Rio de Janeiro, 1953-2020. Disponível em: <https://petrobras.com.br/infograficos/tipos-de-plataformas/desktop/index.html>. Acesso em: 20 Mai. 2020.

ROCZEN, B. Basic Concepts of Reliability. In: Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc IEEE. IEEE Std. 493 Gold Book. Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems. Estados Unidos, 2007.

VOLLET C. et al. FPSO Electrical network optimization for significant savings: where lies the cost?. 14<sup>TH</sup> Annual European Conference. PCIC Europe EUR17 Nº 68. Austria. 2017.

WEI, D. et al. Reliability Evaluation of Offshore Oil Platform Power System. IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Asia. Chengdu, 2019.

## **APÊNDICE 1**

## APÊNDICE 1 - DOCUMENTOS DE PROJETO UTILIZADOS COMO REFERÊNCIA

- I-DE-3010.0F-5147-711-GO1-633 – Generator Characteristics Curves and Data
- I-DE-3010.0F-5147-711-GO1-638 – Generator Protection Setting Study
- I-DE-3010.0F-5147-700-GO1-695 – Generator Wiring Diagram
- I-DE-3010.0F-5147-946-GO1-632 - Generator Single Line Diagram
- I-DE-3010.0F-5143-944-NOA-506 – GA Self Contained Unit P&ID Normal Panel Room
- I-DE-3010.0F-1210-946-FCN-501 – HYDRAULIC POWER UNIT FOR SUBSEA - UH-1210001- M09 - ELECTRIC - SCHEMATICS AND LOGIC DIAGRAMS
- I-ET-3010.0F-5140-700-PPC-001 – SPECIFICATION FOR ELECTRICAL DESIGN FOR OFFSHORE UNITS
- I-FD-3010.0F-5147-711-GO1-634 – Generator Data Sheet (API Format)
- I-MD-3010.0F-5400-700-EG7-001 – ELECTRIC SYSTEM
- GEEP-332-I – Horizontal Synchronous Motor and Generator TEWAC, Sleeve Bearing
- I-MC-3010.0F-5140-700-EG7-210 – Relay Coordination and Selectivity Report – Final Stage
- I-MC-3010.0F-5140-700-EG7-017 – Grounding Fault Analysis

## **APÊNDICE 2**

## APÊNDICE 2 - POWER FACTORY 2017 SP1 – GUIA RÁPIDO

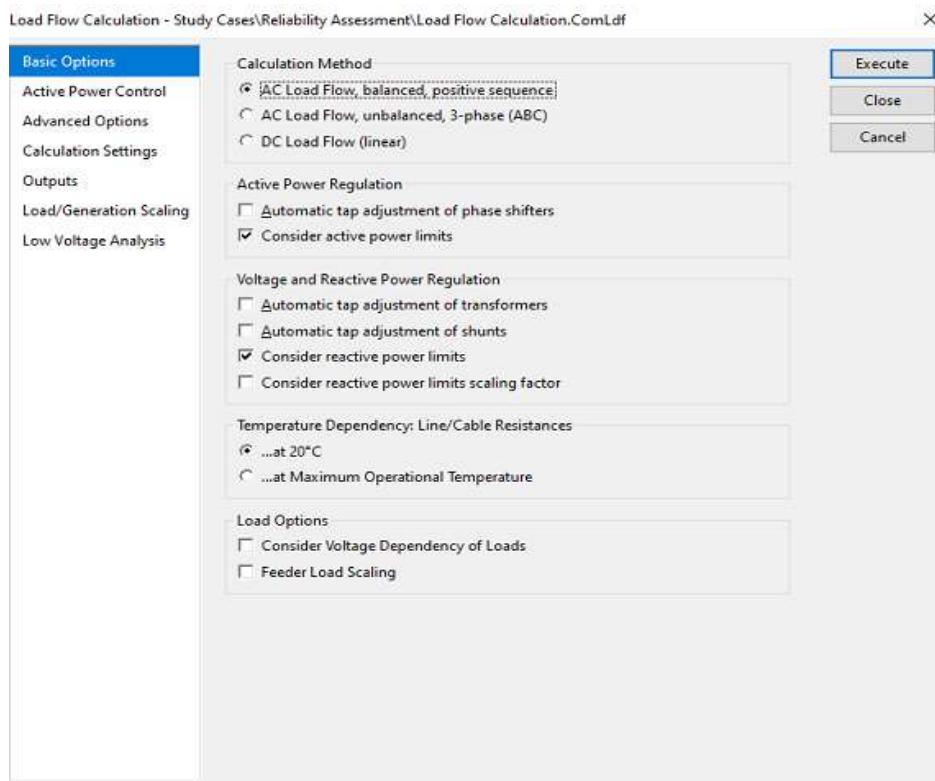
### A2.1. OBJETIVO

O objetivo desse guia rápido é dar ao leitor diretrizes básicas para criar um projeto no software *PowerFactory®*, rodar o fluxo de carga do sistema, realizar análise de capacidade de um sistema de geração e realizar uma análise de confiabilidade de um sistema elétrico. Como base para o guia, foi utilizado o sistema elétrico da publicação realizada no 15º Encontro de Engenharia Elétrica da Petrobras e publicada no site [www.researchgate.com](http://www.researchgate.com) com título: “Parâmetros de Desempenho de Confiabilidade Aplicado a Sistemas Elétricos de Plataformas Tipo FPSO”.

### A2.2. ANÁLISE DE FLUXO DE CARGA

Para rodar o Fluxo de Carga, na barra de ferramentas do programa, clique no ícone  que abrirá uma janela “Load Flow Calculation”, conforme a Figura A2.2.1, e em seguida clique no botão *Execute*:

**FIGURA A2.2.1 – Página inicial do Load Flow Calculation**



Nessa janela é possível inserir as opções para rodar o fluxo de carga do seu projeto. Nos itens A2.2.1 a A2.2.7 são realizadas as descrições das opções selecionadas no estudo realizado.

#### A2.2.1. PÁGINA BASIC OPTIONS

**Calculation Method:** *AC Load Flow, balanced, positive sequence* -> Para rodar o fluxo de carga de um sistema balanceado.

**Active Power Regulation:** *Consider active power limits* -> Considera os limites de potência ativa dos geradores do sistema (limites máximo e mínimo) baseado nos limites definidos na aba *Operational Limits* da página *Load Flow* do objeto gerador.

**Voltage and Reactive Power Regulation:** *Consider reactive power limits* -> Considera os limites de potência reativa dos geradores do sistema (limites máximo e mínimo) baseado nos limites definidos na aba *Operational Limits* da página *Load Flow* do objeto gerador.

As demais opções da página podem ser deixadas na condição *default*.

#### A2.2.2. PÁGINA ACTIVE POWER CONTROL

**According to Secondary Control** -> O balanço de potência é estabelecido de acordo com o controlador secundário (*Secondary Controller*) dos geradores. O controlador secundário dos geradores trabalha para trazer a frequência do sistema para o valor nominal após o controlador primário atuar no caso de algum desbalanço de potência que leve a alguma subfrequência ou sobrefrequency do gerador. Trabalhando com o controlador secundário é possível estabelecer a contribuição de potência de cada gerador de acordo com os fatores de participação definido para cada gerador.

**Reference Bus:** Para sistemas isolados, deixar sem barra de referência já que as referências de tensão e frequência são definidas no controlador de frequência e no controlador das subestações dos geradores.

### A2.2.3. PÁGINA ADVANCED OPTIONS

**Aba Tap Adjustment -> Usar default**

*Operational Limits:*

**Considered Models for Active Power Limits** -> Selecionar todas as opções.

**Considered Models for Reactive Power Limits** -> Selecionar todas as opções.

### A2.2.4. PÁGINA CALCULATION SETTINGS

**Algorithm** -> Newton-Raphson (*Current Equations*). Pode ser usado o Newton-Raphson (*Power Equations, classical*), que é mais aplicável a grandes sistemas de transmissão, especialmente quando estão bastante carregados, pois esse método converge mais rapidamente. O método das equações de corrente converge mais rapidamente para sistema de distribuição, especialmente sistemas desbalanceados.

**Iteration Control** -> usar *default*

**Initialization** -> usar *default*

### A2.2.5. PÁGINA OUTPUTS

Usar *default*

### A2.2.6. PÁGINA LOAD / GENARATION SCALING

Usar *default*

### A2.2.7. PÁGINA LOW VOLTAGE ANALYSIS

Usar *default*

## A2.3. ADEQUAÇÃO DO SISTEMA DE GERAÇÃO

Para selecionar o botão de análise de adequação do sistema de geração do seu projeto, na barra de ferramentas do programa, clicar no botão *Change Toolbox* ▾

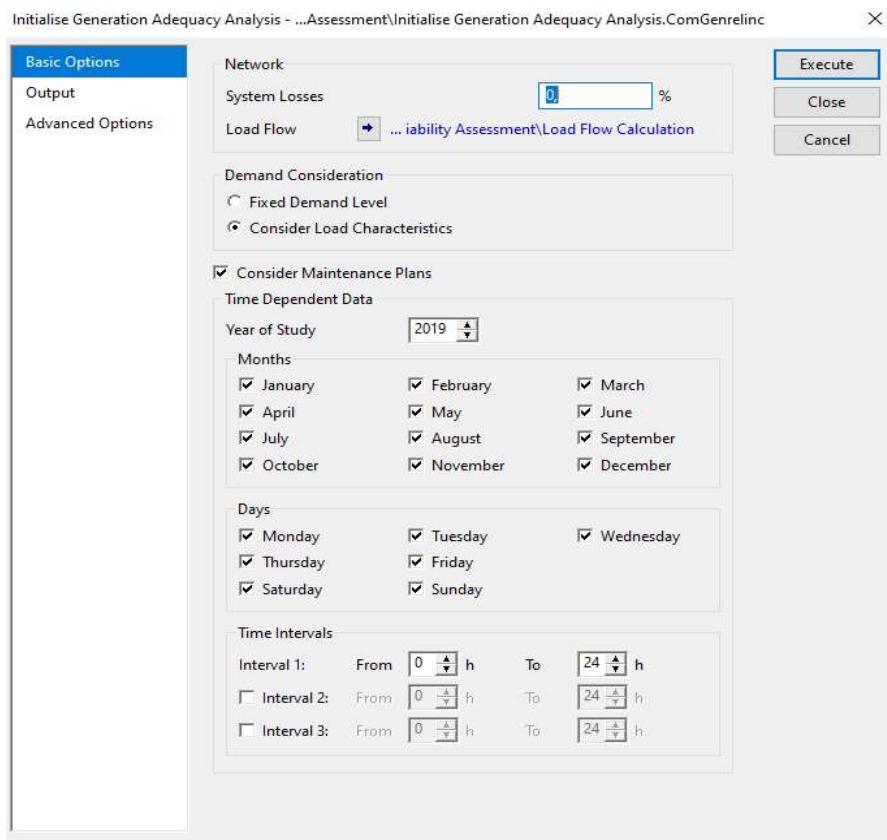
e selecionar *Generation Adequacy Analysis*. Daí selecionar na barra de ferramentas o botão *Initialise Generation Adequacy Analysis* , assim abrirá a caixa de diálogo da Figura A2.3.1, onde os dados da análise podem ser configurados de acordo com os itens de A2.3.1 a A2.3.3.

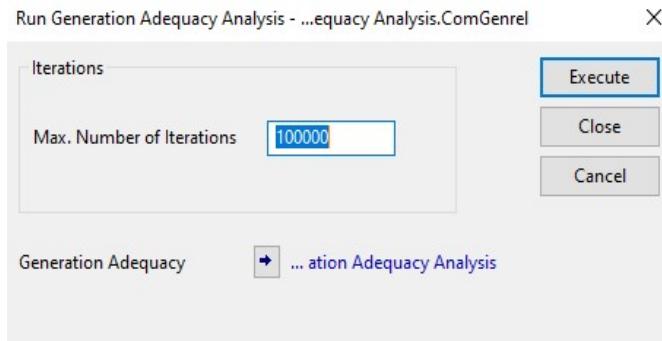
Para inicializar a análise de adequação da geração, clique no botão *Execute* da Figura A2.3.1, com isso será realizado o fluxo de carga do sistema e o programa estará pronto para rodar a simulação de Monte Carlo.

Para rodar a simulação de Monte Carlo, clique no botão *Run Generation Adequacy Analysis*  e a janela da Figura A2.3 será aberta, em seguida selecione *Execute*, com isso o estudo será realizado e os resultados serão apresentados na *Output Window*. Gráficos de Demanda versus Geração, Geração, Reserva de Geração e Demanda Residual são gerados.

O valor padrão para o número de interações na simulação de Monte Carlo para o *PowerFactory®* é de 100.000. Esse valor pode ser utilizado e após avaliação do gráfico de convergência, pode-se definir qual seu valor mais adequado.

**FIGURA A2.3.1** – Página inicial do *Generation Adequacy Analysis*



**FIGURA A2.3.2** – Janela para rodar a *Generation Adequacy Analysis*

### A2.3.1. PÁGINA BASIC OPTIONS

**System Losses** -> 0%. Inclui as perdas no sistema que são subtraídas da capacidade de geração a cada interação.

**Demand Consideration** -> Consider Load Characteristics. Considera curva de carga definida para cada carga do sistema.

**Consider Maintenance Plans** -> Selecionado. O calendário de manutenção definido para cada gerador será considerado no cálculo da capacidade de geração disponível.

**Time Dependent Data** -> Nesses dados são selecionados o ano, mês, dia e hora do estudo.

### A2.3.2. PÁGINA OUTPUTS

Usar *default*.

### A2.3.3. PÁGINA ADVANCED OPTIONS

Usar *default*.

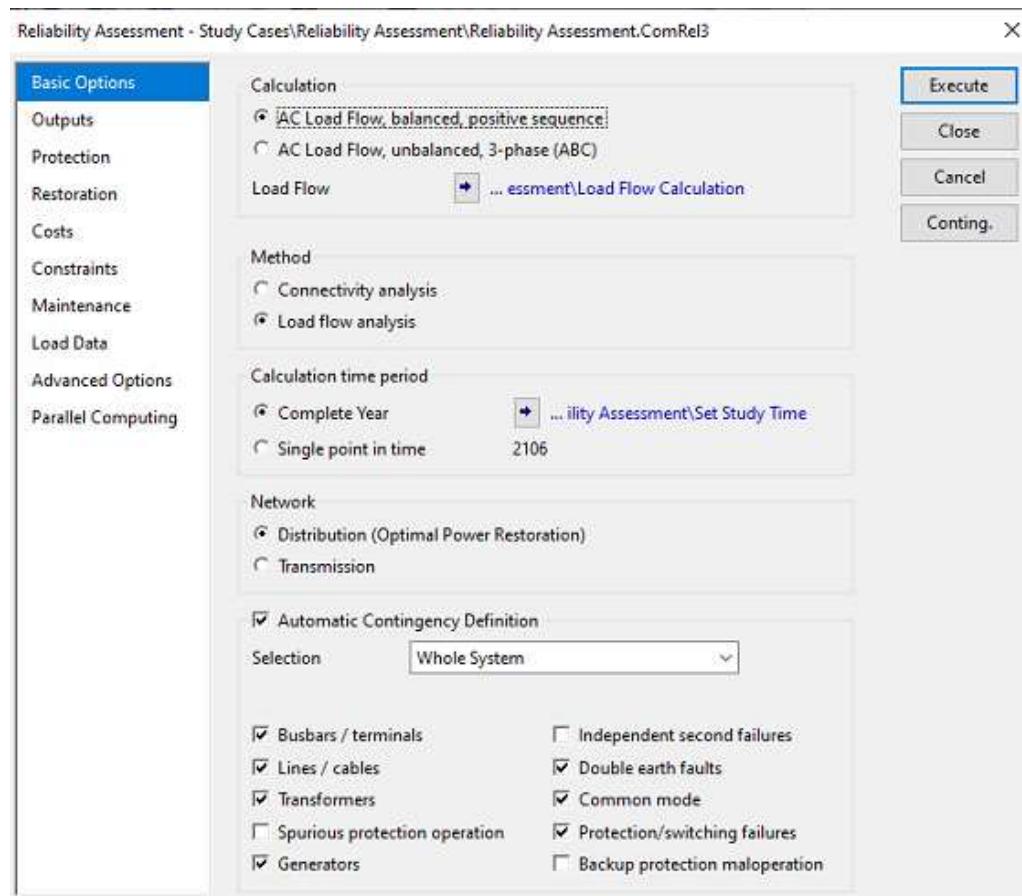
## A2.4. ANÁLISE DE CONFIABILIDADE

Para selecionar o botão de análise de confiabilidade do seu projeto, na barra de ferramentas do programa, clicar no botão *Change Toolbox* e selecionar *Reliability Analysis*. Daí selecionar na barra de ferramentas o botão *Reliability*

Assessment , assim abrirá a caixa de diálogo da Figura A2.4.1, onde os dados da análise podem ser configurados de acordo com os itens de A2.4.1 a A2.4.10.

Para rodar a análise de confiabilidade do sistema, clique no botão *Execute* da Figura A2.4.1.

**FIGURA A2.4.1** – Página inicial do *Reliability Assessment*



Nessa janela é possível inserir as opções para rodar estudo de confiabilidade do seu projeto. Abaixo as descrições das opções selecionadas no estudo realizado.

#### A2.4.1. PÁGINA BASIC OPTIONS

**Calculation** -> *AC Load Flow, balanced, positive sequence*. Realiza o cálculo de fluxo de carga para um sistema balanceado.

**Method** -> *Load Flow*. Nesse caso é realizada a análise de confiabilidade levando em consideração as restrições de fluxo de carga do sistema para cada contingência.

**Network -> Distribution (Optimal Power Restoration).** No cálculo de confiabilidade, sobrecargas e violações de níveis de tensão serão otimizados pela otimização da posição de chaves, onde o descarte é feito baseado na prioridade de descarte. Se alguma limitação ocorrer no processo de reestabelecimento do sistema, cargas serão descartadas, sendo essa opção recomendada para sistemas de distribuição e redes de média tensão. Nessa opção o *PowerFactory®* necessita que *feeders* sejam definidos no sistema. Nesse caso, os 4 geradores principais foram definidos como os *feeders* do sistema.

**Automatic Contingency Definition ->** Se selecionado cria novas contingências a cada análise, caso contrário utiliza as contingências existentes no *Study Cases*.

**Selection -> Whole System.** O *PowerFactory®* irá criar um evento de contingência para cada objeto que tenha um modelo estocástico definido. É possível selecionar um objeto específico e realizar a análise de confiabilidade do sistema para a falha naquele objeto deixando selecionada a opção *User Defined* no campo *Selection* e daí, ao executar o estudo, selecionar na lista de objeto qual se deseja avaliar. No mesmo campo *Selection*, devem ser selecionados para quais objetos e tipos de falha se desejam que o *PowerFactory®* crie. As opções são apresentadas a seguir e em **negrito** estão as utilizadas no projeto:

Objetos:

**Busbars/Terminals**

**Lines/Cables**

**Transformers**

**Generators** (Apenas quando selecionado *Load Flow em Calculation*)

Tipos de Falha:

**Common Mode** (Cria contingências para falhas em modo comum que tenha sido definidas para os objetos)

*Independent second failures*

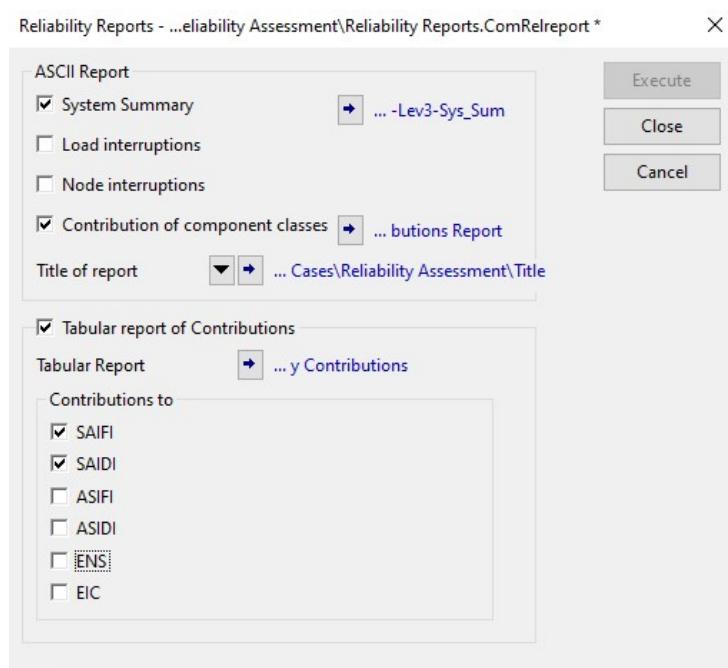
*Double-earth faults*

**Protection/switching failures**  
**Spurious protection operation**  
**Backup protection maloperation**

#### A2.4.2. PÁGINA OUTPUTS

**Selecionar -> Report -> Seta Setting ->** Realizar as seleções mostradas na Figura A2.4.2.1 para que na *Output Window* sejam mostrados o resumo dos índices do sistema e a contribuição de cada classe de componente para os índices do sistema. Também será gerada uma tabela com os índices selecionados, nesse caso, o SAIFI e o SAIDI.

**FIGURA A2.4.2.1 – Janela *Reliability Reports***



#### A2.4.3. PÁGINA PROTECTION

**Fault Clearance Breakers -> Use Circuit Breakers.** Nessa seleção todos os disjuntores do sistema são considerados para interromper uma falta sem a necessidade de criar relés para controlar os disjuntores nem definir fusíveis como dispositivos de proteção.

**Create Contingencies ->** É um espelho dos campos selecionáveis para falhas em disjuntores da página *Basic Options -> Selection*.

#### A2.4.4. RESTORATION

**Automatic Power Restoration** -> deixada sem seleção já que não há chaves automáticas para reestabelecimento do sistema e não é aplicável ao projeto. Essa opção define prioridades de cargas e geradores, forma de chaveamento e reestabelecimento automático do sistema.

#### A2.4.5. PÁGINA COST

**Cost of energy not supplied** -> Baseado no cálculo de energia não suprida, é possível definir o quanto se deixou de faturar devido às falhas. Como o estudo trata de um sistema industrial que não comercializa energia, esse item não será avaliado.

**Cost for loads** -> É possível montar uma curva de tarifa x energia por carga e definir por carga qual a perda de faturamento. Como o estudo trata de um sistema industrial que não comercializa energia, esse item não será avaliado.

#### A2.4.6. PÁGINA CONSTRAINS

**Consider Thermal Constrains (Loading)** -> Considera limitações térmicas dos componentes que nesse projeto não foram modelados.

**Consider Voltage Limits (Terminals)** -> Selecionado. Considera os limites de tensão na análise de falha tendo duas opções:

**Option** -> *Global constrains for all terminals*, nesse caso os limites de tensão superior e inferior em pu serão aplicados a todos os barramentos. É possível também individualizar para cada terminal; nesse caso, os valores estabelecidos na página de confiabilidade de cada barramento. Como nesse estudo foram utilizados os mesmos limites em ambos os casos, qualquer seleção levará à mesma restrição. Em seguida os limites mínimos e máximos de tensão devem ser estabelecidos para o sistema em pu através do preenchimento dos campos *Lower limit of allowed voltage* e *Upper limit of allowed voltage*.

**Consider Voltage Drop/Rise** -> Selecionado. Considera os limites dos *Feeders* na análise de falha tendo duas opções:

**Option** -> *Global constrains for all feeds / Individual constrain per feeder*. Similar ao item anterior para os barramentos, mas nesse caso aplicado aos *feeders* do sistema. Para esse projeto foi deixado em *Individual constrain per feeder*.

**Ignore all constrain for..** -> Não selecionado. Ignora os limites de tensão acima de um determinado valor de tensão do sistema.

#### A2.4.7. PÁGINA MAINTENANCE

**Consider Maintenance** -> Não selecionado. Inclui os dados de manutenção com as paradas estabelecidas para os componentes do sistema, considerando nos cálculos as restrições devido à manutenção programada.

#### A2.4.8. PÁGINA LOAD DATA

**Load Variations** -> *No Load Variations (constant loads over a year)*. Inicialmente foi definido que as cargas seriam constantes ao longo do ano, mas é possível criar uma curva de carga para que seja considerada na análise, já que o número de consumidores influí nos índices de confiabilidade do sistema.

#### A2.4.9. PÁGINA ADVANCED OPTIONS

Usar *default*.

#### A2.4.10. PÁGINA PARALLEL COMPUTING

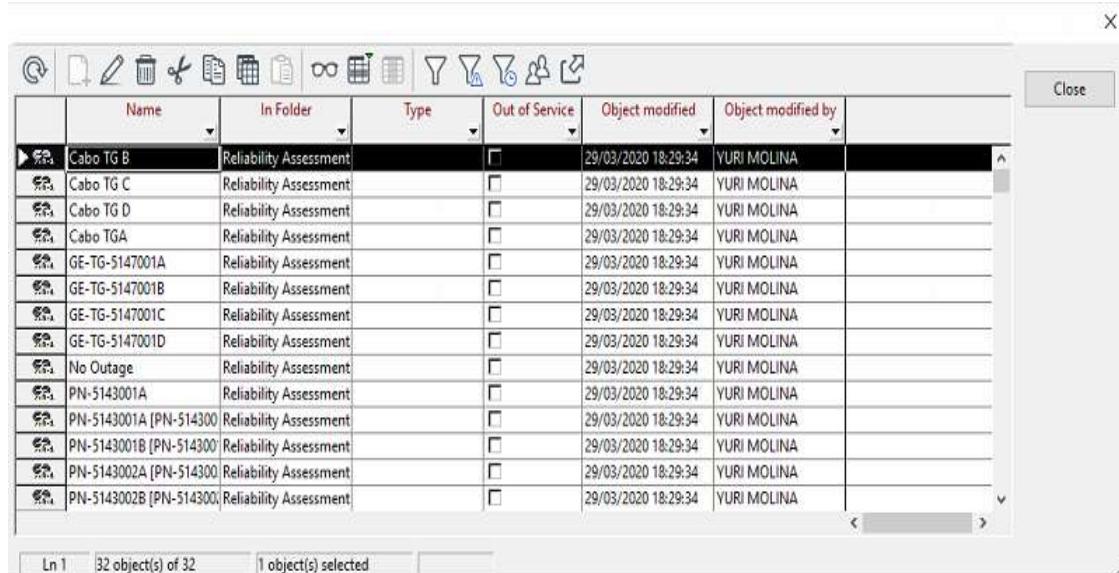
**Parallel computation of contingencies** -> Não selecionado. Essa opção permite o cálculo em paralelo pelo programa das contingências do sistema.

#### A2.4.11. CONTINGÊNCIAS GERADAS PELA ANÁLISE

É possível visualizar as contingências que são automaticamente geradas pelo *PowerFactory®* quando da análise de confiabilidade executada. Após a primeira execução da análise de confiabilidade de todo o sistema, o *software* gera as contingências para cada objeto que possua dados estocásticos em sua página *Reliability*. Para visualizar as contingências geradas seguir os passos abaixo:

Selecionar na barra de ferramentas o botão *Show Contingencies* , assim abrirá uma caixa de diálogo com as contingências geradas para o sistema elétrico em análise, Figura A2.4.11.1.

**FIGURA A2.4.11.1** – Caixa de diálogo *Show Contingencies*

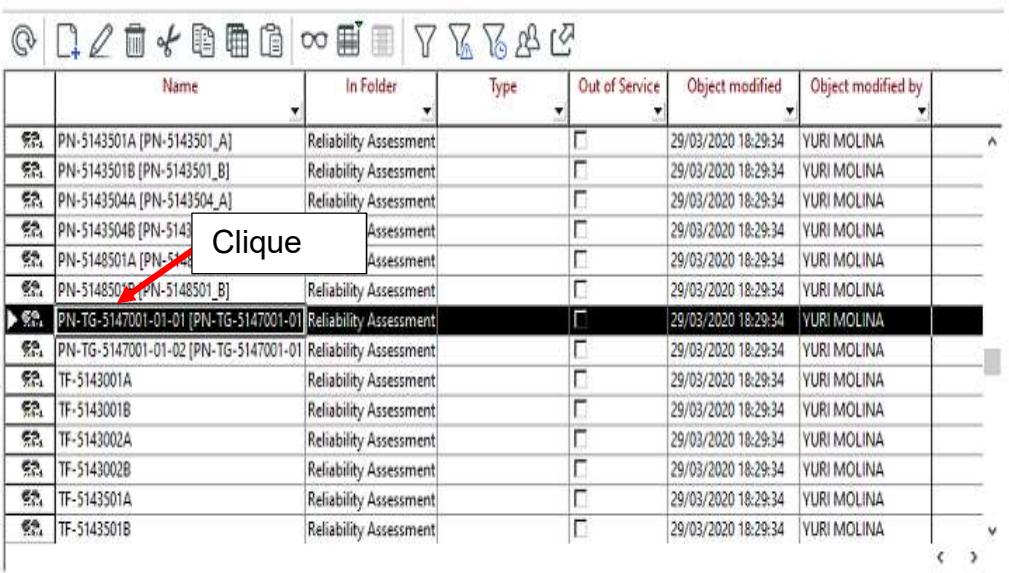


É possível editar uma determinada contingência e incluir eventos de abertura e fechamento de chaves em caso de ocorrência dessa contingência.

Um exemplo é em caso de falha na alimentação do painel dos auxiliares do gerador principal; os geradores que possuem seus auxiliares alimentados por esse painel serão desligados, assim, um objeto de evento de chaveamento pode ser criado para aplicar essa regra ao programa. Nesse caso, para se criar um evento de chaveamento proceder conforme abaixo:

- a) Com a caixa de diálogo das contingências geradas para o sistema elétrico em análise aberta, selecione a contingência que se deseja criar o evento de chaveamento, clicando sobre a mesma, conforme Figura A2.4.11.2;

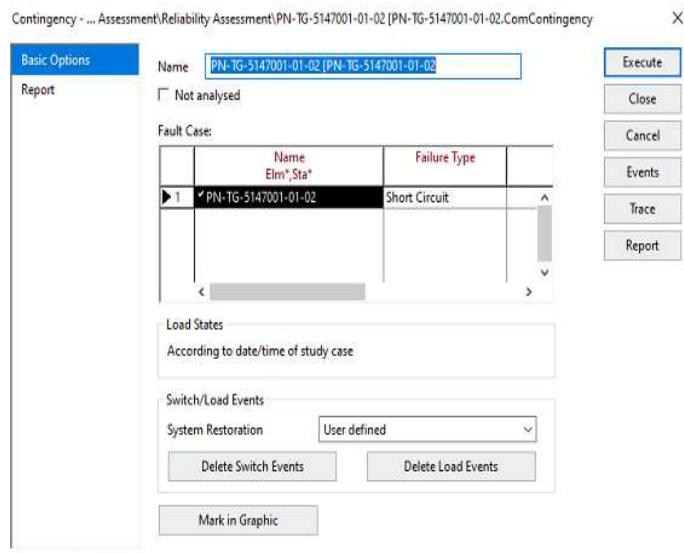
**FIGURA A2.4.11.2 – Seleção da contingência**



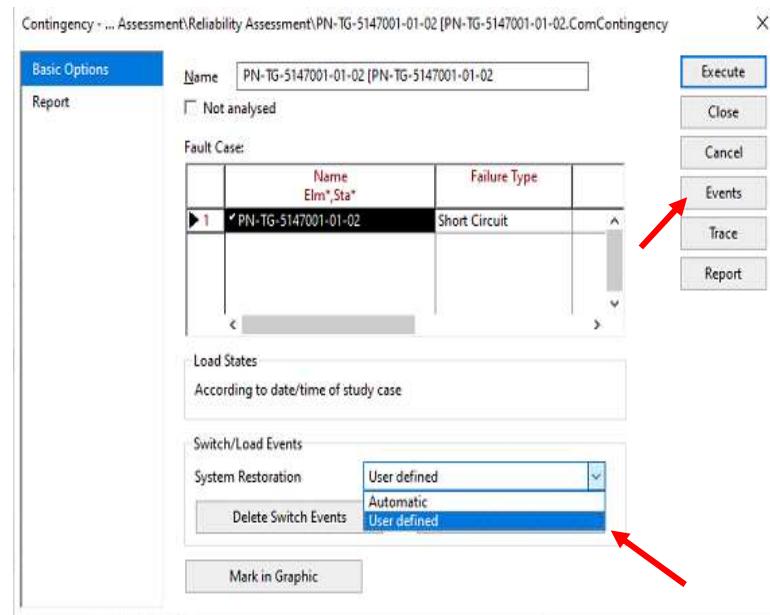
	Name	In Folder	Type	Out of Service	Object modified	Object modified by
63	PN-5143501A [PN-5143501_A]	Reliability Assessment	<input type="checkbox"/>	29/03/2020 18:29:34	YURI MOLINA	
63	PN-5143501B [PN-5143501_B]	Reliability Assessment	<input type="checkbox"/>	29/03/2020 18:29:34	YURI MOLINA	
63	PN-5143504A [PN-5143504_A]	Reliability Assessment	<input type="checkbox"/>	29/03/2020 18:29:34	YURI MOLINA	
63	PN-5143504B [PN-5143504_B]	Assessment	<input type="checkbox"/>	29/03/2020 18:29:34	YURI MOLINA	
64	PN-5148501A [PN-5148501_A]	Assessment	<input type="checkbox"/>	29/03/2020 18:29:34	YURI MOLINA	
64	PN-5148501B [PN-5148501_B]	Reliability Assessment	<input type="checkbox"/>	29/03/2020 18:29:34	YURI MOLINA	
64	► PN-TG-5147001-01-01 [PN-TG-5147001-01]	Reliability Assessment	<input checked="" type="checkbox"/>	29/03/2020 18:29:34	YURI MOLINA	
64	PN-TG-5147001-01-02 [PN-TG-5147001-01]	Reliability Assessment	<input type="checkbox"/>	29/03/2020 18:29:34	YURI MOLINA	
64	TF-5143001A	Reliability Assessment	<input type="checkbox"/>	29/03/2020 18:29:34	YURI MOLINA	
64	TF-5143001B	Reliability Assessment	<input type="checkbox"/>	29/03/2020 18:29:34	YURI MOLINA	
64	TF-5143002A	Reliability Assessment	<input type="checkbox"/>	29/03/2020 18:29:34	YURI MOLINA	
64	TF-5143002B	Reliability Assessment	<input type="checkbox"/>	29/03/2020 18:29:34	YURI MOLINA	
64	TF-5143501A	Reliability Assessment	<input type="checkbox"/>	29/03/2020 18:29:34	YURI MOLINA	
64	TF-5143501B	Reliability Assessment	<input type="checkbox"/>	29/03/2020 18:29:34	YURI MOLINA	

Ln 25 32 object(s) of 32 1 object(s) selected

- b) Na caixa de diálogo da contingência que foi aberta, Figura A2.4.11.3, clique no botão *Edit*  para editar a contingência exibida. Uma caixa de diálogo mostrando a contingência será exibida;

**FIGURA A2.4.11.3 – Caixa de diálogo da contingência**

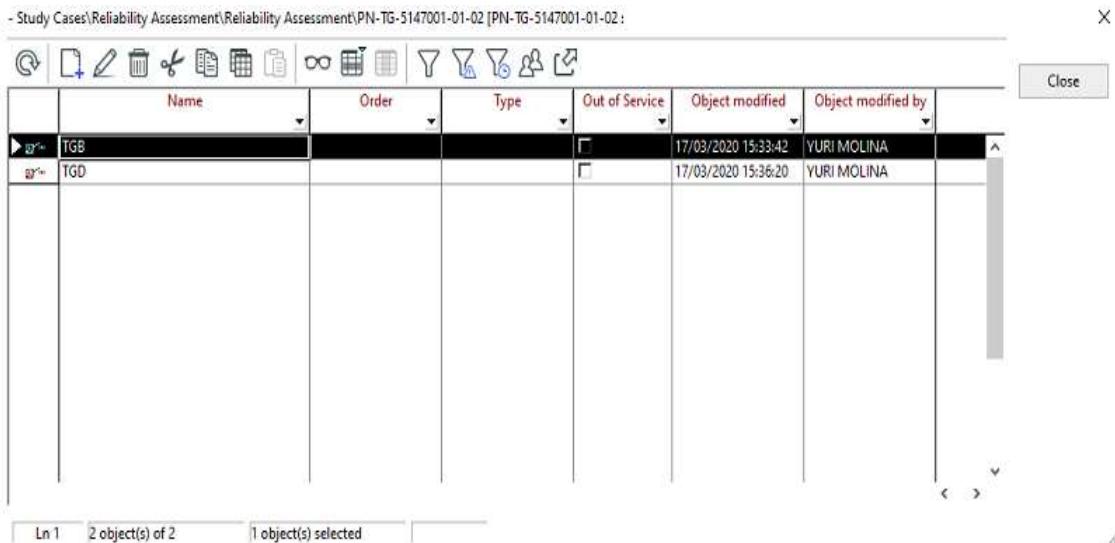
- c) Na caixa de diálogo da contingência selecione, na lista suspensa no campo *Switch/Load Events System Restoration* a opção *User Defined* e em seguida clique em *Events*, conforme ilustrado na Figura A2.4.11.4;

**FIGURA A2.4.11.4 – Diálogo da contingência: criação de evento**

- d) Uma nova caixa de diálogo será aberta, em que os eventos de chaveamento, caso existentes, serão exibidos, Figura A2.4.11.5. Para criar um novo evento

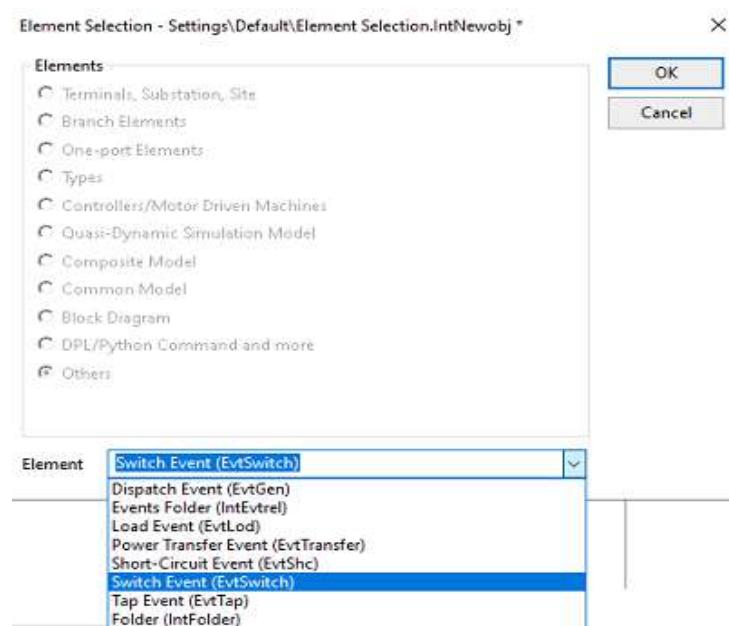
clique no botão *New Object*  e para editar um evento existente clique em *Edit Object* ;

**FIGURA A2.4.11.5 – Diálogo eventos de chaveamento**



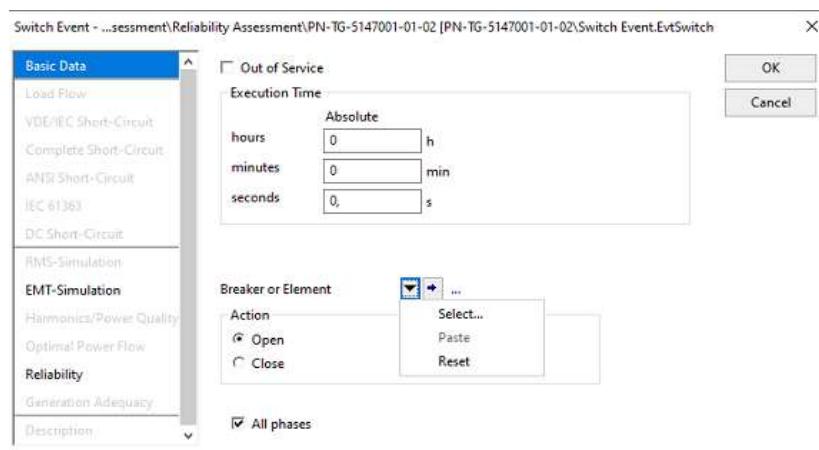
- e) Clicando no botão *New Object*, uma caixa de diálogo será aberta, Figura A2.4.11.6. Selecione na lista suspensa o objeto *Switch Event* (EvtSwitch) e clique em OK. Uma nova caixa de diálogo será aberta com o evento de chaveamento:

**FIGURA A2.4.11.6 – Diálogo criação de objeto *Switch Event***



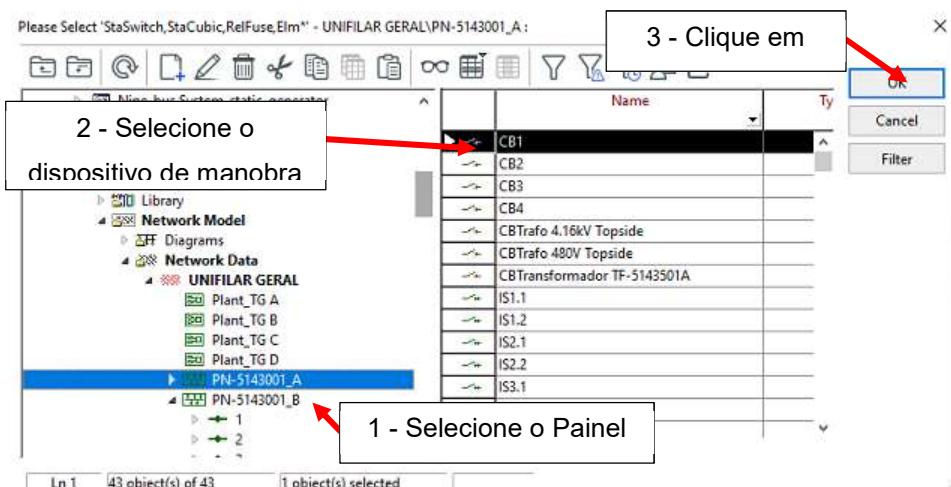
- f) Na caixa de diálogo do evento de chaveamento da Figura A2.4.11.7, que ilustra a página *Basic Data*, defina o tempo de execução do chaveamento desejado (podendo ser 0) no campo *Execution Time*. No campo *Action (Open/Close)*, ação de abrir ou fechar o dispositivo de manobra, marque o *check box All phases* para que a ação seja executada para todas as suas fases. Em seguida, selecione o dispositivo de manobra desejado clicando no botão , em *Breaker or Element -> Select*; uma nova caixa de diálogos será aberta para a seleção do dispositivo de manobra;

**FIGURA A2.4.11.7 – Diálogo Switch Event**



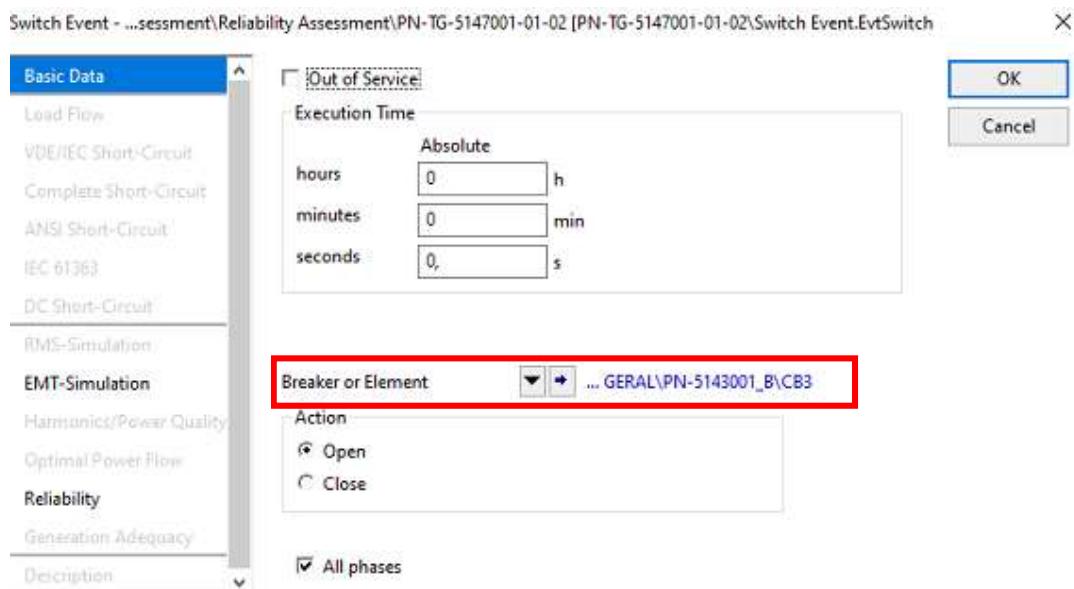
- g) Na caixa de diálogo aberta, Figura A2.4.11.8, selecione o painel ou subestação, em seguida selecione o dispositivo de manobra que se deseja a ação; em seguida, clique em OK;

**FIGURA A2.4.11.8 – Seleção do dispositivo de manobra**



- h) A caixa de diálogo de seleção do dispositivo de chaveamento será fechada e a caixa de diálogo do evento de chaveamento apresentará no campo *Breaker or Element* o dispositivo de manobra que foi selecionado no passo anterior, Figura A2.4.11.9. Nas páginas *EMT-Simulation* e *Reliability* os valores *default* podem ser deixados. Em seguida, clique em *OK* para confirmar as seleções e fechar a caixa de diálogos do evento de chaveamento;

**FIGURA A2.4.11.9 – Diálogo *Switch Event*: dispositivo de chaveamento**



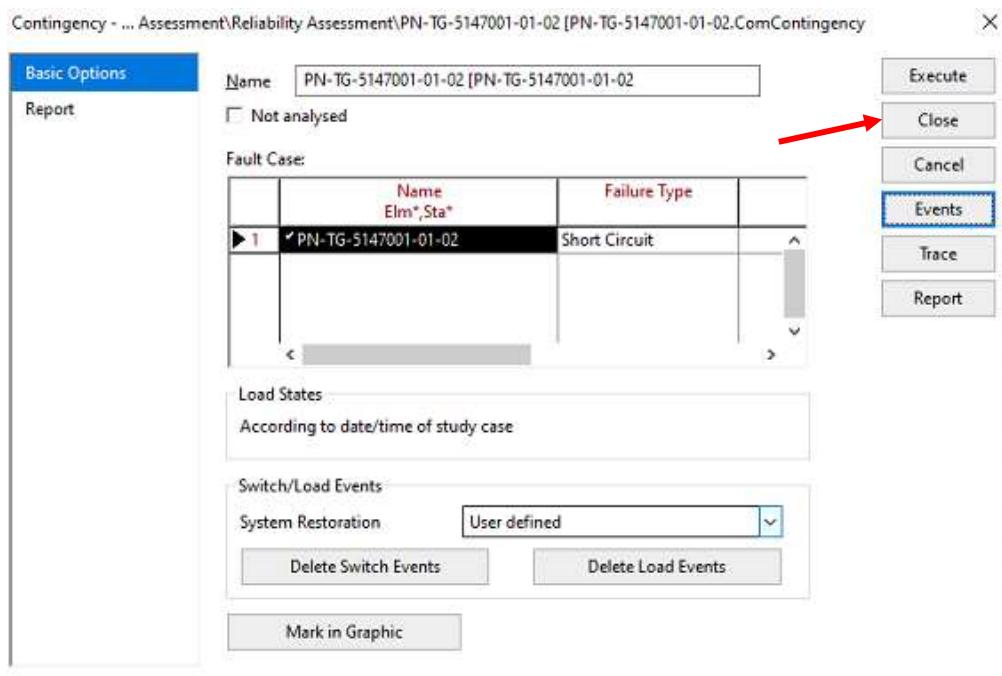
- i) A nova caixa de diálogo com todos os eventos de chaveamento associados agora traz o novo evento de chaveamento, Figura A2.4.11.10. Caso queira editar o nome do evento de chaveamento, dê dois cliques sobre o nome do evento de chaveamento e digite o nome desejado. Em seguida clique em *Close*;

**FIGURA A2.4.11.10 – Diálogo eventos de chaveamento: novo evento**

Study Cases\Reliability Assessment\Reliability Assessment\PN-TG-5147001-01-02 [PN-TG-5147001-01-02]						
	Name	Order	Type	Out of Service	Object modified	Object modified by
gr-	TGB			<input type="checkbox"/>	17/03/2020 15:33:42	YURI MOLINA
gr-	TGD			<input type="checkbox"/>	17/03/2020 15:36:20	YURI MOLINA
gr-	Switch Event			<input type="checkbox"/>	29/03/2020 23:14:37	YURI MOLINA

- j) Na caixa de diálogo da contingência, Figura A2.4.11.11, clique em *Close* para fechar a janela e o evento de chaveamento já estará associado à contingência desejada. Em seguida, clique em *Close* na caixa de diálogo com as contingências do sistema elétrico em análise, Figura A2.4.11.12.

**FIGURA A2.4.11.11** – Diálogo da contingência: associação de evento de chaveamento concluída



**FIGURA A2.4.11.12** – Caixa de diálogo com contingência editada

	Name	In Folder	Type	Out of Service	Object modified	Object modified by	
1	PN-5143501A [PN-5143501_A]	Reliability Assessment			29/03/2020 18:29:34	YURI MOLINA	
2	PN-5143501B [PN-5143501_B]	Reliability Assessment			29/03/2020 18:29:34	YURI MOLINA	
3	PN-5143504A [PN-5143504_A]	Reliability Assessment			29/03/2020 18:29:34	YURI MOLINA	
4	PN-5143504B [PN-5143504_B]	Reliability Assessment			29/03/2020 18:29:34	YURI MOLINA	
5	PN-5148501A [PN-5148501_A]	Reliability Assessment			29/03/2020 18:29:34	YURI MOLINA	
6	PN-5148501B [PN-5148501_B]	Reliability Assessment			29/03/2020 18:29:34	YURI MOLINA	
7	PN-TG-5147001-01-01 [PN-TG-5147001-01]	Reliability Assessment			29/03/2020 18:29:34	YURI MOLINA	
8	PN-TG-5147001-01-02 [PN-TG-5147001-01]	Reliability Assessment			29/03/2020 18:29:34	YURI MOLINA	
9	TF-5143001A	Reliability Assessment			29/03/2020 18:29:34	YURI MOLINA	
10	TF-5143001B	Reliability Assessment			29/03/2020 18:29:34	YURI MOLINA	
11	TF-5143002A	Reliability Assessment			29/03/2020 18:29:34	YURI MOLINA	
12	TF-5143002B	Reliability Assessment			29/03/2020 18:29:34	YURI MOLINA	
13	TF-5143501A	Reliability Assessment			29/03/2020 18:29:34	YURI MOLINA	
14	TF-5143501B	Reliability Assessment			29/03/2020 18:29:34	YURI MOLINA	

Ao concluir os passos dos itens de “a” a “j” o evento de chaveamento já estará associado à contingência desejada.

#### A2.4.12. TABELA DE RESULTADOS DA ANÁLISE DE CONFIABILIDADE

Após a execução da análise de confiabilidade na janela de saída, é apresentado o relatório com os valores calculados dos índices de confiabilidade, conforme Tabela A2.4.12.1.

**TABELA A2.4.12.1.** – Janela de saída do *PowerFactory®* com os índices de confiabilidade calculados

<b>Reliability Assessment</b>			
<i>Method Load flow analysis is Network Distribution (Optimal Power Restoration)</i>			
<i>Calculation time period</i>		2019	
<i>Consider Maintenance</i>		Yes	
<i>Selection</i>		<i>Whole System</i>	
<i>Busbars / terminals</i>	Yes	<i>Common mode</i>	No
<i>Lines / cables</i>	Yes	<i>Independent second failures</i>	No
<i>Transformers</i>	Yes	<i>Double earth faults</i>	No
<i>Generators</i>	Yes	<i>Protection/switching failures</i>	Yes
<b>Study Case: Reliability Assessment</b>			
<i>System Average Interruption Frequency Index</i>	SAIFI	0,011852 1/Ca	
<i>Customer Average Interruption Frequency Index</i>	CAIFI	0,011852 1/Ca	
<i>System Average Interruption Duration Index</i>	SAIDI	1,359 h/Ca	
<i>Customer Average Interruption Duration Index</i>	CAIDI	114,686 h	
<i>Average Service Availability Index</i>	ASAI	0,999844829	
<i>Average Service Unavailability Index</i>	ASUI	0,000155171	
<i>Energy Not Supplied</i>	ENS	42,952 MWh/a	
<i>Average Energy Not Supplied</i>	AENS	0,544 MWh/Ca	
<i>Average Customer Curtailment Index</i>	ACCI	46,132 MWh/Ca	
<i>Expected Interruption Cost</i>	EIC	0,000 M\$/a	
<i>Interrupted Energy Assessment Rate</i>	IEAR	0,000 \$/kWh	
<i>System energy shed</i>	SES	0,000 MWh/a	
<i>Average System Interruption Frequency Index</i>	ASIFI	0,009393 1/a	
<i>Average System Interruption Duration Index</i>	ASIDI	0,723496 h/a	
<i>Momentary Average Interruption Frequency Index</i>	MAIFI	0,000000 1/Ca	

#### A2.4.13. CONTRIBUIÇÕES PARA OS ÍNDICES DE CONFIABILIDADE

É possível avaliar a contribuição de cada tipo de componente do sistema para os índices de confiabilidade do sistema através do ícone  (*Contributions to Reliability Indices*). Ao clicar nesse ícone, é aberta a caixa de diálogo *Contributions to*

*Reliability Indices*, que por padrão tem as seleções de avaliação de todas as cargas (*All loads*). Ao clicar em *Execute*, são geradas na janela de saída as contribuições de cada tipo componente para os índices de confiabilidade em valores absolutos, Tabela A2.4.13.1, e em valores percentuais Tabela A2.4.13.2.

**Tabela A2.4.13.1. – Contribuições dos componentes em valores absolutos**

**Tabela A2.4.13.2.** – Contribuições dos componentes em valores percentuais