



PROPOSTA DE SISTEMA DE AUTOMAÇÃO PARA ILHAMENTO
INTENCIONAL DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Lucas Paulis Mendonça

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

Orientadora: Carmen Lucia Tancredo Borges

Rio de Janeiro

Junho de 2014

PROPOSTA DE SISTEMA DE AUTOMAÇÃO PARA ILHAMENTO
INTENCIONAL DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Lucas Paulis Mendonça

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

Examinada por:

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

Prof. Glauco Nery Taranto, Ph.D.

Prof. Delberis Araujo Lima, Dr.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

JUNHO DE 2014

Mendonça, Lucas Paulis

Proposta de Sistema de Automação para Ilhamento Intencional de Redes de Distribuição com Geração Distribuída/
Lucas Paulis Mendonça – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2014.

XXIII, 176 p.: il.; 29,7 cm.

Orientadora: Carmen Lucia Tancredo Borges

Dissertação (Mestrado) - UFRJ/ COPPE/ Programa de Engenharia Elétrica, 2014.

Referencias Bibliográficas: p. 165 - 171

1. Ilhamento Intencional 2. Geração Distribuída 3. Microrrede I. Borges, Carmen Lucia Tancredo. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia Elétrica. III. Título.

*Dedico esse trabalho à minha família; aos meus amigos;
e a todos que me querem bem.*

*"Aprender é a única coisa de que a mente nunca se cansa, nunca tem medo
e nunca se arrepende."*

Leonardo da Vinci

Agradecimentos

Agradeço à minha orientadora, Professora Carmen Lucia Tancredo Borges, pela disponibilidade e atenção neste e em outros trabalhos. Sua orientação me fez uma pessoa ainda mais dedicada e comprometida.

Agradeço aos meus pais, Luis e Alicia, pelo apoio e educação em mim investidos, que permitiram que eu fosse capaz de desenvolver esse trabalho.

Agradeço aos meus avós, Valda e Guntis, pela formação moral, por serem mais que avós, amigos acima de tudo e por serem exemplos desde que nasci, até hoje.

Agradeço ao meu irmão, Leo, pela companhia e amizade durante toda a vida.

Agradeço a minha namorada Vanessa, o carinho, afeto e a paciência com o meu trabalho.

Agradeço ao meu amigo Ricardo Perez, sua amizade foi a melhor surpresa que o mestrado me proporcionou.

Agradeço à Priscila, ao Vizeu e a todos os colegas da Light que me apoiam e acreditam no meu trabalho, sem os quais este não seria possível.

Agradeço à COPPE e à UFRJ por me dar a oportunidade, estrutura e formação para o desenvolvimento dessa dissertação.

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

PROPOSTA DE SISTEMA DE AUTOMAÇÃO PARA ILHAMENTO
INTENCIONAL DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Lucas Paulis Mendonça

Junho/2014

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

Programa: Engenharia Elétrica

Este trabalho apresenta uma proposta para automação do ilhamento intencional de redes de distribuição contendo geração distribuída baseada em máquina síncrona, na escala de megawatts de potência. A motivação e estudo de caso é uma PCH no interior do estado do Rio de Janeiro que já opera de forma ilhada, alimentando subestações que compartilham seu alimentador. Será apresentado um protótipo de sistema de automação, com função de isolar defeitos e controlar o sistema gerador/rede para viabilizar o ilhamento sem intervenção humana.

São abordados os estudos necessários para determinar a viabilidade de formação de uma microrrede, tanto na questão de proteção para detecção do defeito, quanto na parte dinâmica determinando os limites dos pontos operativos para o qual é possível sua formação. Também são discutidos os requisitos que esse sistema e as telecomunicações envolvidas precisam ter para essa aplicação, na qual o sistema atinge velocidades de teleproteção. É determinado o algoritmo que será implementado, permitindo um comportamento inteligente e responsivo típico de uma ‘*smart grid*’. Finalmente, é feita uma estimativa do benefício econômico que o projeto traz para a concessionária, considerando redução de compensações definidas pela agência reguladora e energia não faturada. Conclui-se que o ilhamento é viável e benéfico à concessionária, aos clientes e ao proprietário da usina, sem causar riscos para sua integridade.

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

AUTOMATION SYSTEM PROPOSAL FOR INTENTIONAL ISLANDING OF
DISTRIBUTION NETWORKS WITH DISTRIBUTED GENERATION

Lucas Paulis Mendonça

June/2014

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

Department: Electrical Engineering

This work presents a proposal of islanding automation of distribution networks, with MW-Scale synchronous based distributed generation connected. The motivation and case study comes from a Small Hydro Plant on a rural area of Rio de Janeiro state, which already operates islanded, feeding loads sharing its feeder. An automation system prototype will be presented, with fault isolating functions and control of the generator/load system, to perform islanding without human intervention.

The studies addressed are required to evaluate the feasibility of a microgrid formation, with both protection issues for fault detection and dynamic behavior determining the set-point limits for such formation. The system behavior and communication hardware requirements for such application are also discussed, for the proposed application reaches protection speeds. The implemented algorithm is presented, allowing an intelligent and responsive behavior typical of a smart grid. Finally, an estimation of such application economic benefit for the utility is performed, considering reduction of compensation fees set by the regulator as well as not supplied energy. Conclusion is that the islanding is viable and beneficial for the utility, the customers and the plant owner, not risking its physical integrity.

Índice

1	INTRODUÇÃO.....	1
1.1	Motivação	3
1.2	Revisão bibliográfica	3
1.3	Estrutura da dissertação	9
2	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA, ILHAMENTO E MICRORREDES.....	10
2.1	Introdução	10
2.2	Ilhamento	11
2.3	<i>Smart grids</i>	14
2.4	Microrredes.....	16
2.5	Definições regulatórias sobre ilhamento e PCH's	19
2.6	Requisitos de conexão da GD.....	23
2.6.1	Procedimentos de Distribuição (PRODIST).....	24
2.6.2	Norma de autoprodutores da Light	26
2.6.3	Norma BDEW.....	30
2.6.4	Ilhamento no Reino Unido.....	32
2.7	Experiencias internacionais em ilhamento	34
2.7.1	Microrrede de Orkney.....	34
2.7.2	Projeto Sendai	35
2.7.3	Microrrede stand-alone em Singapura.....	37
3	AUTOMAÇÃO DA DISTRIBUIÇÃO E SISTEMAS SCADA	40
3.1	Introdução	40
3.2	Automação da distribuição e <i>smart grids</i>	42
3.3	Interface de equipamentos de medição e proteção	47

3.4	Meios físicos de comunicação	49
3.4.1	Fibra Optica	51
3.4.2	Rádio Digital.....	51
3.4.3	Canal de Telefonia dedicado.....	52
3.4.4	Ethernet.....	52
3.4.5	Power Line Carrier (PLC).....	52
3.4.6	WIMAX.....	53
3.4.7	GPRS	53
3.5	Arquitetura de sistemas SCADA.....	55
3.6	Exemplos de aplicações <i>smart grid</i> em sistemas SCADA.....	57
4	AVALIAÇÃO DE VIABILIDADE DO ILHAMENTO.....	60
4.1	Funcionamento do SCIA	63
4.1.1	Detecção do defeito	64
4.1.2	Envio da informação ao controlador regional.....	65
4.1.3	Processamento da ação a ser tomada	65
4.1.4	Envio de trip para formação da ilha.....	66
4.1.5	Atuação da proteção.....	66
4.1.6	Operação estável em modo ilhado	66
4.1.7	Correção da rede defeituosa.....	67
4.1.8	Reestabelecimento da condição normal.....	67
4.2	Cargas, gerações e seccionabilidade.....	68
4.3	Estudos de curto-circuito em regime permanente	69
4.4	Aspectos físicos do SCIA	70
4.4.1	Meio físico de comunicação a ser utilizado.....	71
4.4.2	Linguagens de comunicação	71
4.4.3	Algoritmo de automação.....	72

4.5	Estudos dinâmicos	72
4.5.1	Definição da tensão de referência do regulador de tensão.....	74
4.5.2	Variações de grandezas durante a formação da microrrede.....	74
5	ESTUDO DE CASO REAL	76
5.1	Avaliação de carga, geração e seccionabilidade.....	78
5.2	Estudos de curto-circuito em regime permanente	79
5.3	Arquitetura, IED's e meio físico de telecomunicações.	89
5.4	Estudos dinâmicos	93
5.4.1	Definição de tensão de referência do regulador de tensão.....	97
5.4.2	Carga Pesada.....	99
5.4.2.1	Seccionamento no religador RD-Proj. – curto-circuito 2'	99
5.4.2.2	Seccionamento no religador RD-3839 – curto-circuito 3'	105
5.4.2.3	Seccionamento no religador RD-566747 – curto-circuito 4'	108
5.4.3	Carga Média.....	111
5.4.3.1	Seccionamento no religador RD-Proj. – curto-circuito 2'	111
5.4.3.2	Seccionamento no religador RD-3839 – curto-circuito 3'	114
5.4.3.3	Seccionamento no religador RD-566747 – curto-circuito 4'	117
5.4.4	Carga Leve	120
5.4.4.1	Seccionamento no religador RD-Proj. – curto-circuito 2'	120
5.4.4.2	Seccionamento no religador RD-3839 – curto-circuito 3'	123
5.4.4.3	Seccionamento no religador RD-566747 – curto-circuito 4'	126
5.4.5	Curvas de viabilidade deilhamento.....	129
5.4.6	Exemplos da aplicação do SCIA	134
5.4.6.1	Exemplo 1	134
5.4.6.2	Exemplo 2	138
5.4.6.3	Exemplo 3	141

5.5	Implantação do SCIA no sistema real	145
5.5.1	Procedimento atual para ilhamento.....	145
5.5.2	Procedimento para ilhamento automático.....	147
5.6	Viabilidade econômica do projeto.	156
6	CONCLUSÃO E TRABALHOS FUTUROS	162
7	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	165
	ANEXO A.....	172
A.1	Ilhamento de modo programado.	172
A.2	Ilhamento devido a defeito prolongado.	174

Lista de Figuras

Figura 1: Conexão de GD com interface síncrona ao sistema da Light.	28
Figura 2: Necessidade de conexão de GD de acordo com o afundamento de tensão....	31
Figura 3: Mapa geográfico e rede de distribuição na microrrede de Orkney.	34
Figura 4: Mapa da região no entorno do Centro de Energia do Projeto Sendai.	36
Figura 5: Foto do Centro de Energia do projeto Sendai.	37
Figura 6: Anatomia de uma mensagem GOOSE.....	48
Figura 7: Etapas de funcionamento do SCIA.	63
Figura 8: Região geográfica do estudo de caso.	76
Figura 9: Cargas, geração e elementos de seccionamento, com suas distâncias entre si.	79
Figura 10: Dados do estudo de curto-circuito estático.	80
Figura 11: Curvas e tempos de atuação para o curto-circuito 1.	82
Figura 12: Curvas e tempos de atuação para o curto-circuito 2.	83
Figura 13: Curvas e tempos de atuação para o curto-circuito 3.	84
Figura 14: Curvas e tempos de atuação para o curto-circuito 4.	85
Figura 15: Curvas e tempos de atuação para o curto-circuito 5.	86
Figura 16: Curvas e tempos de atuação para o curto-circuito 6.	87
Figura 17: Topologia da região de implantação do projeto e localização dos equipamentos de comunicação.	90
Figura 18: Fluxo das informações para atingir o ilhamento automático.	91
Figura 19: Diagrama de blocos do regulador de tensão da PCH [66].	95
Figura 20: Diagrama de blocos do regulador de velocidade da PCH [66].	95
Figura 21: Tensão para a maior microrrede (RD-Proj.) em carga pesada.	98
Figura 22: Tensão para a maior microrrede (RD-Proj.) em carga média.	98
Figura 23: Tensão para a maior microrrede (RD-Proj.) em carga leve.	98

Figura 24: Tensão para a menor microrrede (RD-566747) em carga pesada.....	98
Figura 25: Tensão para a menor microrrede (RD-566747) em carga média.....	98
Figura 26: Tensão para a menor microrrede (RD-566747) em carga leve.....	98
Figura 27: Pontos operativos com geração máxima para o cenário 5.4.2.1.	99
Figura 28: Pontos operativos com geração mínima para o cenário 5.4.2.1.....	100
Figura 29: Frequência na Microrrede até o RD-Proj., com carga pesada e geração máxima.	101
Figura 30: Fluxo no RD-Proj., com carga pesada e geração máxima.	101
Figura 31: Geração da PCH antes e depois do ilhamento até o RD-Proj., com carga pesada e geração máxima.	101
Figura 32: Esforço torcional na PCH durante a formação da microrrede até o RD-Proj., com carga pesada e geração máxima.....	101
Figura 33: Esforço torcional nos primeiros segundos de formação da microrrede até RD-Proj., com carga pesada e geração máxima.	101
Figura 34: Tensões nas barras da microrrede até o RD-Proj., com carga pesada e geração máxima.....	101
Figura 35: Frequência na microrrede até o RD-Proj., com carga pesada e geração mínima.....	102
Figura 36: Fluxo no RD-Proj., com carga pesada e geração mínima.....	102
Figura 37: Geração da PCH antes e depois do ilhamento até o RD-Proj., com carga pesada e geração mínima.....	102
Figura 38: Esforço torcional na PCH durante a formação da microrrede até o RD-Proj., com carga pesada e geração mínima.	102
Figura 39: Esforço torcional nos primeiros segundos da formação da microrrede até RD-Proj., com carga pesada e geração mínima.....	102
Figura 40: Tensões nas barras da microrrede até RD-Proj., para carga pesada e geração máxima	102
Figura 41: Análise dos limites esforço torcional.....	104

Figura 42: Pontos operativos com geração máxima para o cenário 5.4.2.2.	105
Figura 43: Pontos operativos com geração mínima para o cenário 5.4.2.2.	106
Figura 44: Frequência na microrrede até o RD-3839, com carga pesada e geração máxima.	107
Figura 45: Esforço torcional na PCH, durante a formação da microrrede até o RD-3839, com carga pesada e geração máxima.....	107
Figura 46: Tensões nas barras da microrrede até o RD-3839 para carga pesada e geração máxima	107
Figura 47: Frequência na microrrede até o RD-3839, com carga pesada e geração mínima.....	107
Figura 48: Esforço torcional durante a formação da microrrede até o RD-3839, com carga pesada e geração mínima.	107
Figura 49: Tensões nas barras da microrrede até o RD-3839 com carga pesada e geração mínima.....	107
Figura 50: Pontos operativos com geração máxima para o cenário 5.4.2.3.	108
Figura 51: Pontos operativos com geração mínima para o cenário 5.4.2.3.....	109
Figura 52: Frequência na microrrede até o RD-566747, com carga pesada e geração máxima.	110
Figura 53: Esforço torcional na PCH durante a formação da microrrede até o RD-566747 com carga pesada e geração máxima.....	110
Figura 54: Tensões nas barras da microrrede até o RD-566747 com carga pesada e geração máxima.....	110
Figura 55: Frequência na microrrede até o RD-566747, com carga pesada e geração máxima.	110
Figura 56: Esforço torcional na PCH durante a formação da microrrede até o RD-566747 com carga pesada e geração mínima.	110
Figura 57: Tensões nas barras da microrrede até o RD-566747 com carga pesada e geração mínima.....	110
Figura 58: Pontos operativos com geração máxima para o cenário 5.4.3.1.	111

Figura 59: Pontos operativos com geração mínima para o cenário 5.4.3.1.....	112
Figura 60: Frequência na Microrrede até o RD-Proj., com carga média e geração máxima.	113
Figura 61: Esforço torcional nos primeiros segundos de formação da microrrede até RD-Proj., com carga média e geração máxima.	113
Figura 62: Tensões nas barras da microrrede até o RD-Proj. para carga média e geração máxima.	113
Figura 63: Frequência na microrrede até o RD-Proj., com carga média e geração mínima.	113
Figura 64: Esforço torcional nos primeiros segundos da formação da microrrede até RD-Proj., com carga média e geração mínima.	113
Figura 65: Tensões nas barras da microrrede até o RD-Proj., com carga média e geração máxima.....	113
Figura 66: Pontos operativos com geração máxima para o cenário 5.4.3.2.	114
Figura 67: Pontos operativos com geração mínima para o cenário 5.4.3.2.....	115
Figura 68: Frequência na Microrrede até o RD-3839, com carga média e geração máxima.	116
Figura 69 Esforço torcional na PCH, durante a formação da microrrede até o RD-3839, com carga média e geração máxima.....	116
Figura 70 Tensões nas barras da microrrede até o RD-3839, com carga média e geração máxima.....	116
Figura 71: Frequência na Microrrede até o RD-3839, com carga média e geração mínima.....	116
Figura 72 Esforço torcional na PCH, durante a formação da microrrede até o RD-3839, com carga média e geração mínima.	116
Figura 73 Tensões nas barras da microrrede até o RD-3839, com carga média e geração mínima.....	116
Figura 74: Pontos operativos com geração máxima para o cenário 5.4.3.3.	117
Figura 75: Pontos operativos com geração mínima para o cenário 5.4.3.3.....	118

Figura 76: Frequência na Microrrede até o RD-566747, com carga média e geração máxima.	125
Figura 77 Esforço torcional na PCH durante a formação da microrrede até o RD-566747, com carga leve e geração máxima.	119
Figura 78 Tensões nas barras da microrrede até o RD-566747, com carga leve e geração máxima.	119
Figura 79: Frequência na Microrrede até o RD-566747, com carga média e geração máxima.	125
Figura 80: Esforço torcional na PCH durante a formação da microrrede até o RD-566747, com carga leve e geração mínima.	119
Figura 81 Tensões nas barras da microrrede até o RD-566747, com carga leve e geração mínima.	119
Figura 82: Pontos operativos com geração máxima para o cenário 5.4.4.1.	120
Figura 83: Pontos operativos com geração mínima para o cenário 5.4.4.1.	121
Figura 84: Frequência na Microrrede até o RD-Proj., com carga leve e geração máxima.	125
Figura 85 Esforço torcional na PCH durante a formação da microrrede até o RD-Proj., com carga leve e geração máxima.	122
Figura 86 Tensões nas barras da microrrede até o RD-Proj., com carga leve e geração máxima.	122
Figura 87: Frequência na Microrrede até o RD-Proj., com carga leve e geração máxima.	122
Figura 88 Esforço torcional na PCH durante a formação da microrrede até o RD-Proj., com carga leve e geração mínima.	122
Figura 89 Tensões nas barras da microrrede até o RD-Proj., para carga leve e geração máxima.	122
Figura 90: Pontos operativos com geração máxima para o cenário 5.4.4.2.	123
Figura 91: Pontos operativos com geração mínima para o cenário 5.4.4.2.	124

Figura 92: Frequência na Microrrede até o RD-3839, com carga leve e geração máxima.	125
Figura 93 Esforço torcional na PCH, durante a formação da microrrede até o RD-3839, com carga leve e geração máxima.....	125
Figura 94 Tensões nas barras da microrrede até o RD-3839 para carga leve e geração máxima	125
Figura 95: Frequência na Microrrede até o RD-3839, com carga leve e geração máxima.	125
Figura 96 Esforço torcional na PCH, durante a formação da microrrede até o RD-3839, com carga leve e geração mínima.....	125
Figura 97 Tensões nas barras da microrrede até o RD-3839 com carga leve e geração mínima.....	125
Figura 98: Pontos operativos com geração máxima para o cenário 5.4.4.3.	126
Figura 99: Pontos operativos com geração mínima para o cenário 5.4.4.3.	127
Figura 100: Frequência na Microrrede até o RD-566747, com carga leve e geração máxima.	128
Figura 101: Esforço torcional na PCH durante a formação da microrrede até o RD- 566747, com carga leve e geração máxima.	128
Figura 102 Tensões nas barras da microrrede até o RD-566747, com carga leve e geração máxima.....	128
Figura 103: Frequência na Microrrede até o RD-566747, com carga leve e geração máxima.	128
Figura 104: Esforço torcional na PCH durante a formação da microrrede até o RD- 566747, com carga leve e geração mínima.....	128
Figura 105 Tensões nas barras da microrrede até o RD-566747, com carga leve e geração mínima.....	128
Figura 106: Faixas de fluxo no ponto de seccionamento para o qual é possível formar uma microrrede.....	131

Figura 107: Faixas de carga à jusante do ponto de seccionamento para ilhamento bem-sucedido.....	131
Figura 108: Faixas de carga total na microrrede para que o ilhamento seja bem-sucedido.....	133
Figura 109: Ponto operativo do exemplo 1.	134
Figura 110: Ponto operativo do exemplo 1 na curva de viabilidade do ilhamento.	135
Figura 111: Frequência durante o ilhamento da microrrede até o RD-Proj, no ponto operativo do exemplo 1.	136
Figura 112: Frequência durante o ilhamento da microrrede até o RD-3839, no ponto operativo do exemplo 1.	136
Figura 113: Esforço torcional durante o ilhamento da microrrede até o RD-Proj, no ponto operativo do exemplo 1.	137
Figura 114: Tensões nas barras da microrrede ilhada até o RD-3839, no ponto operativo do exemplo 1.	137
Figura 115: Frequência durante o ilhamento da microrrede até o RD-566747, no ponto operativo do exemplo 1.	138
Figura 116: Ponto operativo do exemplo 2.	138
Figura 117: Ponto operativo do exemplo 2 na curva de viabilidade do ilhamento.	139
Figura 118: Frequência na microrrede até o RD-Projetado, ponto operativo do exemplo 2.	140
Figura 119: Esforço torcional durante o ilhamento da microrrede até o RD-Proj.	140
Figura 120: Tensão na microrrede até o RD-Projetado, no ponto operativo do exemplo 2.	140
Figura 121: Frequência na microrrede até o RD-3839, ponto operativo do exemplo 2.	140
Figura 122: Esforço torcional durante o ilhamento da microrrede até o RD-3839.	140
Figura 123: Tensão na microrrede até o RD-3839, no ponto operativo do exemplo 2.	140
Figura 124: Frequência durante o ilhamento da microrrede até o RD-566747, no ponto operativo do exemplo 2.	141

Figura 125: Ponto operativo do exemplo 3.	142
Figura 126: Ponto operativo do exemplo 3 na curva de viabilidade do ilhamento.	142
Figura 127: Frequência na microrrede até o RD-Projetado, ponto operativo do exemplo 3.	143
Figura 128: Esforço torcional durante o ilhamento da microrrede até o RD-Proj.	143
Figura 129: Tensão na microrrede até o RD-Projetado, no ponto operativo do exemplo 3.	143
Figura 130: Frequência na microrrede até o RD-3839, ponto operativo do exemplo 3.	143
Figura 131: Esforço torcional durante o ilhamento da microrrede até o RD-3839.	144
Figura 132: Tensão na microrrede até o RD-3839, no ponto operativo do exemplo 3.	144
Figura 133: Frequência na microrrede até o RD-566747, ponto operativo do exemplo 3.	144
Figura 134: Esforço torcional durante o ilhamento da microrrede até o RD-566747.	144
Figura 135: Tensão na microrrede até o RD-566747, no ponto operativo do exemplo 3.	144
Figura 136: Seccionamento do trecho onde ocorrerá o impedimento.	146
Figura 137: Equipes integradas para realização do ilhamento atualmente.	147
Figura 138: Fluxograma para atuação do SCIA como resposta à um defeito na rede de distribuição.	150
Figura 139: Compensações pagas pelas concessionárias por baixos índices de qualidade [67].	156
Figura 140: Tendência de gastos por falta de qualidade de fornecimento no conjunto estudado.	160
Figura 141: Potencial de economia pela aplicação do projeto do ilhamento automático.	160
Figura 142: Visão geral da implantação do projeto.	160

Lista de Tabelas

Tabela 1: níveis de tensão considerados para conexão de centrais geradoras.....	19
Tabela 2: Pontos de conexão em Tensão Nominal Superior a 1kV e inferior a 69kV ...	24
Tabela 3: Classificação das variações de tensão de curta duração	25
Tabela 4: Proteções exigidas pela Light, seus ajustes e a função de cada uma delas. ...	29
Tabela 5: Requisitos de qualidade de fornecimento no reino unido.....	33
Tabela 6: Comparação entre parâmetros de meios físicos de comunicação.....	54
Tabela 7: Cargas no alimentador da PCH Areal.....	78
Tabela 8: Correntes de curto-circuito conforme a Figura 10.....	81
Tabela 9: Ajustes de proteção de sobrecorrente para cada equipamento.	88
Tabela 10: Tempos de atuação esperados para cada caso de curto-circuito.....	88
Tabela 11: Tempos de atuação esperados para cada etapa do SCIA.....	92
Tabela 12: Parâmetros do gerador da PCH.	94
Tabela 13: Parâmetros do regulador de tensão da PCH.	95
Tabela 14: Parâmetros do regulador de velocidade da PCH.	96
Tabela 15: Ajustes do regulador de velocidade da PCH.	99
Tabela 16: Variações das grandezas para ilhamento até o RD-Proj., com carga pesada.	105
Tabela 17: Variações das grandezas para ilhamento até o RD-3839., com carga pesada.	108
Tabela 18: Variações das grandezas para ilhamento até o RD-566747., com carga pesada.	111
Tabela 19: Variações das grandezas para ilhamento até o RD-Proj., com carga média.	114
Tabela 20: Variações das grandezas para ilhamento até o RD-3839, com carga média.	117

Tabela 21: Variações das grandezas para ilhamento até o RD-566747, com carga média.	120
Tabela 22: Variações das grandezas para ilhamento até o RD-Proj., com carga leve..	123
Tabela 23: Variações das grandezas para ilhamento até o RD-3839, com carga leve.	126
Tabela 24: Variações das grandezas para ilhamento até o RD-566747, com carga leve.	129
Tabela 25: Dados de potência para geração máxima para que o ilhamento ocorra.....	129
Tabela 26: Dados de potência para geração mínima para que o ilhamento ocorra.	130
Tabela 27: Valores relativos a implantação do SCIA.....	159
Tabela 28: Estimativa de custo do SCIA.....	159

Lista de Símbolos

AMI	<i>Advanced Metering Infrastructure</i>
ANATEL	Agência Nacional de Telecomunicações
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BT	Baixa Tensão
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
ESQR	<i>Electricity, Safety, Quality and Continuity Regulations</i>
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
FLISR	<i>Fault Location Isolation and System Restoration</i>
GD	Geração Distribuída
GOOSE	Generic Object Oriented Substation Events
GPRS	<i>General Packet Radio Service</i>
HMI	Interface Homem-Máquina
IED	<i>Intelligent Electronic Device</i>
MAS	<i>Multi-Agent System</i>
MT	Média Tensão
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PIE	Produtor Independente de Energia
PLC	<i>Power Line Communication</i>
PRODIST	Procedimentos de Distribuição
SCADA	Sistema de Controle e Aquisição de Dados
SCIA	Sistema de Controle do Ilhamento Automático
VVO	<i>Voltage-Var Optimization</i>

1 INTRODUÇÃO

A integração de geração no sistema de distribuição de energia tem sido objeto de diversos estudos acadêmicos na última década. Utilizar recursos renováveis localmente mesmo que em pequena escala, tem sido economicamente viável e ecologicamente correto, já sendo aplicado como objeto de pesquisa mundialmente. O interesse acadêmico é grande nesse campo, pois vêm sendo descobertos além de benefícios comprovados, desafios técnicos sem solução ou aplicação em larga escala. A mudança de perfil iminente do consumidor em baixa e média tensão participando também como geradores no sistema elétrico de potência é iminente e os agentes envolvidos devem estar preparados.

Os precursores da geração distribuída no Brasil, após a centralização da geração em grandes empreendimentos foram os autoprodutores de energia. A conexão desse tipo de gerador se popularizou principalmente a partir de 2001 na época do racionamento de energia quando os consumidores foram incentivados a reduzir seu consumo energético sob pena de multas. Surge então o primeiro incentivo para que se gere energia localmente, surgindo a possibilidade de outras fontes de fornecimento além da concessionária.

Existem casos em que o custo de interrupção de energia pode gerar altos prejuízos a um cliente, como hospitais, clientes industriais e grandes centros comerciais. Em cargas críticas, com alta dependência de continuidade de fornecimento, geradores locais além de produzir energia como autoprodução podem atender a própria demanda em caso de descontinuidade de fornecimento pela concessionária.

Os avanços em proteção, comunicação e automação permitem níveis de controle do sistema de distribuição não atingidos pelos sistemas tradicionalmente projetados, abrindo a possibilidade de geradores conectados na distribuição suprirem parte da demanda da distribuidora em caso de interrupção de fornecimento. Esse tipo de operação é chamada ilhamento de um sistema de distribuição.

As tecnologias necessárias para esse tipo de operação intencionalmente integram o conceito atualmente em evidência de *smart grids*, que consiste em aplicar infraestrutura de comunicação e capacidade de automatismo em sistemas elétricos de

potência, com o objetivo de aumentar a qualidade e continuidade de fornecimento. Quando um sistema de distribuição opera ilhado intencionalmente, com segurança e aplicação de infraestrutura característica de *smart grids*, pode ser caracterizada a formação de uma microrrede.

Esse trabalho descreve os conceitos básicos envolvendo GD, ilhamento, *smart grids* e microrredes. Também são revistas as tecnologias necessárias para aplicação de *smart grids* em sistemas de distribuição. Posteriormente são descritos estudos que permitem avaliar a possibilidade de formação de uma microrrede. Finalmente, serão aplicados esses estudos em um caso real, de modo a validar as técnicas descritas.

A operação ilhada automática do sistema de distribuição pode ocorrer como resposta a curto-circuitos na rede de distribuição automaticamente, e por esse motivo são estudados aspectos de proteção, para detecção do defeito na rede. A estabilidade do sistema também precisa ser avaliada, utilizando simulações dinâmicas para determinar em que condições as manobras na rede poderão ser executadas para que se forme uma ilha elétrica sem interrupção de fornecimento ou violações prejudiciais de grandezas elétricas.

Além da detecção da falta, o processamento das ações a serem tomadas no campo pelos dispositivos de proteção de modo a isolar a parte defeituosa do sistema são objetos de estudo. A maneira com que os IED's (*Intelligent Electronic Device*) se comunicam atuando os disjuntores e religadores e o retardo de tempo para que essa comunicação aconteça são condições de contorno no estudo da viabilidade da formação de uma microrrede. A ferramenta que propicia essa comunicação em campo é um sistema SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition* ou Sistema de Controle e Aquisição de Dados”) local, feito especificamente para a aplicação de isolamento de defeito e controle de ilhamento de maneira descentralizada em relação ao SCADA principal da distribuidora. Esse sistema será denominado SCIA (Sistema de Controle do Ilhamento Automático), e é responsável pela automatização do ilhamento intencional, que é um problema não trivial e será explorado nessa dissertação.

1.1 Motivação

O incentivo para a operação ilhada intencional da rede de distribuição vem principalmente da preocupação das distribuidoras com a melhoria dos índices de continuidade de fornecimento (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) que refletem a confiabilidade da rede de distribuição.

Embora a conexão de GD seja uma realidade na última década, as tecnologias necessárias para ilhar um sistema de distribuição intencionalmente, com segurança e confiabilidade eram onerosas e pouco difundidas. Com a difusão das tecnologias de comunicação, automação e proteção, somente recentemente obteve-se patamares de custo-benefício que permitem a aplicação em redes de distribuição.

O objetivo deste trabalho é desenvolver um sistema de automação capaz de executar o ilhamento intencional de um sistema de distribuição alimentado por GD baseada em máquina síncrona. A reconfiguração da rede de distribuição será feita de forma automatizada como resposta a um defeito na rede, sem intervenção humana no processo. Outro requisito é que o ilhamento ocorra dinamicamente, sem interrupção de fornecimento para os clientes na porção saudável do alimentador de distribuição. Esse sistema será aplicado a uma rede de distribuição real, no qual já ocorre o ilhamento de forma programada e manual, para o qual será avaliada a viabilidade da automatização desse processo.

Para alcançar esse objetivo, serão abordados problemas que vão desde proteção, passando por qualidade de fornecimento e sistemas de comunicação entre IED's. Ao final do trabalho o leitor terá uma visão clara para a elaboração de um projeto-piloto, ciente dos desafios que envolvem o problema abordado e propostas para suas soluções.

1.2 Revisão bibliográfica

Dentre os diversos estudos realizados no campo de GD e dos sistemas *smart grid* aplicados em distribuição, são destacados alguns que foram fundamentais para o desenvolvimento desse trabalho. As referências estudadas tratam dos problemas identificados como determinantes para que um sistema de distribuição com GD seja

ilhado automaticamente. A pesquisa foi orientada aos seguintes campos: base teórica sobre os conceitos de microrrede e *smart grids*; regulação, legislação e normas técnicas ao redor do mundo que dispõem sobre o assunto e as que devem ser seguidas no Brasil; exemplos de aplicação de microrredes em escala de megawatts de potência; sistemas SCADA utilizados em microrredes e suas funções e finalmente requisitos de comunicação para atingir o objetivo do ilhamento automático em alta velocidade, tendo como base estudos de teleproteção utilizados na transmissão.

As primeiras referências ao conceito de microrrede em redes de distribuição foram feitas por Lasseter H. (2001) [1], (2002) [2] e Marnay C.(2001) [3]. O primeiro as define como um agregado de gerações e cargas elétricas e térmicas. Propõe então abordagens para gerenciar esses recursos de geração, salientando o fato de serem provenientes de fontes renováveis ou de alta eficiência. O segundo aponta o crescimento da geração distribuída em pequeno porte

Chowhury et al. (2009) [4] detalha todos os aspectos referentes à geração distribuída, fornecendo a base teórica sobre o conceito de microrredes e seus desafios. Sua análise passa por questões de recursos de GD, comunicação, interfaces com a concessionária, tecnologias SCADA entre outros aspectos que são pertinentes no estudo das microrredes e *smart grids*.

Fan et al. (2012) propõe a arquitetura e implantação de uma microrrede isolada com um sistema SCADA capaz de operar separadamente do sistema interligado em Singapura [5]. A geração nesse sistema é feita por energia solar e geradores a biodiesel, fontes renováveis e incentivadas. O sistema de controle dessa microrrede compreende funções de *smart grid*, como monitoramento de geração e carga e automação da distribuição. Porém não há conexão com a concessionária local.

De forma semelhante, R. Palma-Behnke et al (2012) apresentam um sistema SCADA para uma microrrede isolada em Huatacondo no Chile, fornecendo não só dados elétricos, mas também recursos físicos como água e combustível necessários para produzir a energia necessária à microrrede [6]. Nesse trabalho também são definidos dois conceitos de controle de microrredes, centralizado e descentralizado, o primeiro consistindo em controlar pontos de operação através de supervisão e o segundo baseado em teoria de controle por múltiplos agentes, descrito a seguir.

É importante notar que nos dois trabalhos, apesar de focar na operação ilhada e utilização de recursos renováveis, as funções de proteção são feitas pelos métodos tradicionais, utilizando o sistema SCADA para monitoramento, gerenciamento de energia e alertas de defeitos, não atuando nos IED's para fins de proteção, mas utilizando funções SCADA regionais para controlar a microrrede. Também não é feita conexão com a concessionária local por serem regiões remotas operando exclusivamente em modo ilhado.

Ma et al. (2010) descreve como é feita a integração entre sistemas de proteção e controle no ambiente de uma subestação de AT, utilizando comunicação baseada no protocolo IEC 61850 e mensagens GOOSE [7]. Esse trabalho mostra as vantagens de automatização da rede digitalizando os dados de proteção, possibilitando automação da rede através de algoritmos pré-determinados. Esse conceito é fundamental para o ilhamento automático, uma vez que não seria possível realizar a manobra em tempos adequados sem utilizar recursos digitais. No entanto ele se limita ao ambiente interno à uma subestação AT, sendo um desafio trazer essa aplicação às redes de distribuição devido ao meio de transmissão de informações por grandes distâncias.

Sup, L.M.A (2012) propõe um modelo de arquitetura de sistema SCADA para implantar funções “*smart grid*” no parque tecnológico de Itaipu no Brasil [8]. A principal contribuição desse trabalho para essa dissertação é a definição dos requisitos tecnológicos para atingir o desempenho desejado dessas funcionalidades. Também são idealizados os conceitos de controlador local e global, similar ao descrito em [6]. A microrrede pode ser operada em modo ilhado em caso de elevada geração ou falha no sistema de distribuição.

Phadke et. al. (2010) determina os requisitos temporais e de volume de dados para ilhamento de sistemas utilizando PMU's [9] e Seeley N.C. (2008) [10] apresenta velocidades de transmissão de dados para proteção utilizando mensagens GOOSE. Esses trabalhos fornecem uma base de tempo para o desempenho do sistema SCADA a ser implantado, contudo não serão utilizadas mensagens GOOSE ou PMU's. Assim, será um desafio do ilhamento automático obter respostas tão rápidas utilizando recursos pouco menos avançados e bem mais baratos que os utilizados em AT, descritos nesses dois trabalhos. A abordagem utilizada será como a descrita por Behrendt K.C. (1998)

[11] descrevendo resultados similares com comunicação digital relé-a-relé por grandes distâncias.

Zheng et. al. (2010) propõe uma arquitetura hierárquica de controladores locais, regionais e de serviços em uma microrrede, determinando as funções de cada um deles [12]. Também são descritos como o tráfego de informações ocorre entre esses dispositivos, a transição para o modo ilhado e os benefícios de ter tanto controles locais responsivos quanto controles regionais para gerir o desempenho da microrrede. Esse tipo de controle é definido como Sistema Multi-Agente (MAS).

Colet-Subirachs et. al. (2012) apresentam um algoritmo de controle de potência ativa em uma microrrede, no qual elementos poderiam ser acrescentados através de uma interface modular individual para cada recurso de geração distribuída [13]. Essas interfaces seriam coordenadas por um controlador regional de acordo com instruções determinadas por um centro de controle. As instruções são determinadas, aplicando fatores de prioridade a cargas e gerações, permitindo que a microrrede seja controlada continuamente e responsivamente ao preço da energia em tempo real e à segurança da rede. Ruiz-Àlvarez et. al. (2012) detalha as comunicações usadas para implementar esse algoritmo, apresentando arquitetura, linguagem e método de funcionamento do sistema [14]. Em ambos trabalhos são mostrados dados reais resultantes de um projeto piloto que mostram a viabilidade de tal esquema de controle para diferentes cenários.

Wu et. al. (2011) mostra uma proposta de sistema SCADA para controlar diferentes microrredes ou parte dessas, com escalas de poucos MW de potência [15]. Nesse trabalho é detalhado um algoritmo com vários critérios de operação, similar ao que será descrito na dissertação. Apesar de apresentar muitas possibilidades, servindo como um ponto ideal a ser atingido, as funcionalidades do sistema exigem esforço computacional e de comunicação acentuados. Com menor esforço pode-se aplicar algumas dessas funções com menor custo, tornando aplicações pontuais mais viáveis. Uma integração com centros de controle maiores, com e investimento alto em comunicação permitiriam viabilizar o sistema ideal descrito nesse trabalho.

Lopes et. al. (2006) descreve as estratégias de proteção e controle para a operação de uma microrrede em modo ilhado baseadas em desvio de frequência [16]. O algoritmo de controle é apresentado, porém este é concebido para recursos de geração distribuída baseados em interface com inversores de potência. Alguns aspectos relativos

a estabilidade e corte de carga quando da ocasião do ilhamento são descritos. Uma grande contribuição desse trabalho é idealizar conexão e reconexão de uma microrrede ao sistema principal em caso de falta. Conclui-se que para diversos fluxos de importação e exportação de energia de uma microrrede, pode-se atingir a operação ilhada automaticamente. O mesmo será mostrado nessa dissertação, com a diferença que os estudos serão feitos para uma PCH com interface eletromecânica.

Bacellar M.N. (2013) avalia positivamente a possibilidade de ilhamento de sistemas de distribuição com PCH's, considerando os aspectos dinâmicos das mesmas [17]. Nessa dissertação essa avaliação será expandida, levando em conta os aspectos de detecção e isolamento de falta como resposta a uma perturbação na rede.

Gomez J.C. e Morcos M.M. (2008) demonstram que a operação ilhada é vantajosa para o consumidor e tecnicamente aceitável do ponto de vista da concessionária [18]. São mostrados pontos de vista de concessionárias e de proprietários de geração distribuída sobre operação ilhada e alguns desafios que devem ser resolvidos para que essa operação seja viável. Esses desafios são evitar a energização do sistema de distribuição inadvertidamente, problemas de estabilidade no caso de GD com grande magnitude e o risco de fechamento fora de sincronismo. Também é apresentado um benchmark que considera um tempo de até 2 segundos adequado para desconexão de geração distribuída no caso de falta.

Far et. al. (2012) apresentam um método para detecção de ilhamento utilizando variáveis medidas por relés através de um algoritmo de tomada de decisão baseado nessas medições [19]. O método é fundamentado no fato de grandezas como frequência e potência reativa variarem drasticamente quando o ilhamento ocorre. Também são apresentadas consequências negativas que poderiam acontecer no caso de ilhamento não intencional, como dano a equipamentos de consumidores e da concessionária e má qualidade de suprimento de energia. Nesse trabalho, o tempo considerado aceitável de interrupção de alimentação à falta é de até 1 segundo.

Watts et. al. (2012) [20] apresenta um modelo de simulação que detecta o ilhamento através da variação taxa de variação de frequência (rate of change of frequency – ROCOF). São colocados além dos eventuais problemas de ilhamento, uma classificação sobre métodos de detecção e a questão da dificuldade de detecção do ilhamento quando a carga e geração são próximas.

K.Prasartsuwan e P.Jirapong (2012) comparam o método de detecção ROCOF com métodos tradicionais de sub-sobrefrequência para detecção do ilhamento em geradores sem interface inversora, síncronos ou assíncronos, com potências variando entre 1 e 8MW [21]. Percebe-se que há variações bruscas de frequência quando a diferença de carga e geração é grande, porém para determinados limites a variação é pequena. Assim há evidência de que há possibilidade de uma porção ilhada do sistema alimentada por máquinas eletromecânicas permanecer estável mesmo quando desconectado da concessionária.

G.Krishnan e D.N.Gaonkar (2012) apresentam um algoritmo para corte de carga no caso de operação ilhada de um sistema de distribuição operando ilhado intencionalmente [22]. A necessidade de corte de carga é determinada pelo afundamento de tensão no ponto de acoplamento. Esse estudo mostra que mesmo em casos em que não há geração suficiente para suprir determinada carga, inclusive falta de suporte de reativo, o corte de cargas não essenciais permite a operação ilhada de parte do sistema.

Balaguer et. al. (2011) apresenta diversos algoritmos para aplicação em uma microrrede com interface inversora que pode ilhar e ressincronizar com a rede automaticamente [23]. Entre as funções do controlador da microrrede estão: detecção de ilhamento, controle em modo conectado como fonte de corrente, controle em modo ilhado como fonte de tensão, corte de carga quando em operação ilhada e ressincronização com a rede de distribuição.

Karimi et. al. (2012) mostram que é possível mais de uma GD baseada em máquina síncrona estar conectada à mesma ilha, pois cada um dos controladores locais da GD reagem a perturbações como um subsistema separado [24]. Esse fato permite uma expansão do que será apresentado nessa dissertação, simulando um sistema em que várias PCH's pudessem alimentar uma subestação inteira, aplicando algoritmos de controle local nas mesmas e um controlador regional que contasse com as funções descritas nas referências anteriores.

1.3 Estrutura da dissertação

Esta dissertação está dividida em 6 capítulos.

No segundo capítulo – “GERAÇÃO DISTRIBUÍDA, ILHAMENTO E MICRORREDES”, é feita uma pesquisa a respeito da regulação sobre ilhamento e PCH’s, é fornecida a base teórica sobre a geração distribuída, microrredes, ilhamento e suas tecnologias associadas, além de apresentados alguns exemplos de ilhamento ao redor do mundo.

O terceiro capítulo – “AUTOMAÇÃO DA DISTRIBUIÇÃO E SISTEMAS SCADA”, fala sobre questões relativas a comunicação, arquitetura de comunicação, automação e desafios relacionados à implantação da inteligência e automatismo de um sistema de distribuição.

No quarto capítulo – “AVALIAÇÃO DE VIABILIDADE DO ILHAMENTO”, será apresentado o método para ilhamento automático de redes de distribuição contendo geração distribuída. São abordadas questões específicas de proteção, análise de curto dinâmica e em regime permanente e os ajustes de proteção dos IED’s derivados desses estudos. Também serão tratadas as questões do algoritmo do SCIA e da comunicação dos IED’s, descrevendo como realizar as manobras necessárias para o ilhamento automaticamente.

No quinto capítulo – “ESTUDO DE CASO REAL”, será aplicada a metodologia descrita no capítulo 4 a um estudo de caso, com o objetivo de validar o procedimento, mostrando os resultados dos estudos e determinando que é possível ilhar automaticamente uma microrrede de acordo com o apresentado.

No sexto capítulo – “CONCLUSÃO”, é analisado o resultado do sistema proposto e apresentam-se propostas de aperfeiçoamento e trabalhos futuros.

2 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA, ILHAMENTO E MICRORREDES

Neste capítulo será apresentada a base teórica sobre o qual este trabalho foi construído. Serão mostrados os conceitos fundamentais para a dissertação: geração distribuída, ilhamento, *smart grid* e microrredes. Esses conceitos serão descritos também conforme sua definição regulatória. Posteriormente serão mostrados os requisitos de conexão à geração distribuída em diversos sistemas de distribuição. Finalmente, serão relatadas experiências a nível mundial, sobre sistemas que operam utilizando os conceitos descritos ao longo do capítulo.

2.1 Introdução

Com o crescimento da demanda por energia elétrica a partir de 1930, decorrente dos processos de urbanização e industrialização, aumenta a procura por maiores potenciais de geração. No caso do Brasil, por ter a matriz energética baseada em fontes hidráulicas, esses potenciais se encontram geograficamente distantes dos locais de maior consumo. Nas décadas de 1940 e 50, pela necessidade de grandes centrais geradoras para suprir a carga crescente, começam a surgir as primeiras linhas de transmissão, ligando as grandes usinas produtoras às cargas concentradas nos centros urbanos. Desde então houve a separação do sistema elétrico em geração, transmissão e distribuição de energia [25].

A partir do ano 2000 há nova escassez de oferta de energia, que leva a um racionamento de consumo com um aumento de preço da energia e multas para consumidores que não conseguissem reduzir sua demanda. A solução encontrada pelos grandes consumidores e indústrias para contornar esse racionamento foi a instalação de usinas para gerar a energia no próprio local de consumo. É dada uma indicação da necessidade e possibilidade de geração nos locais de consumo de carga, mesmo com as grandes centrais geradoras e sistemas de transmissão bem consolidados.

A diversificação da matriz energética é uma necessidade também evidente após o racionamento. A disponibilidade de energia atrelada à chuva para alimentar as usinas

hidrelétricas leva a necessidade de usinas térmicas, a gás, carvão, diesel entre outros combustíveis fósseis. No entanto, esses combustíveis fósseis tem sua disponibilidade limitada, além de causar impactos ambientais negativos, surgindo então a procura por novas fontes de energia provenientes de fontes renováveis. Geradores baseados em fontes renováveis são propensos à conexão no nível de distribuição, por razões como menor densidade de geração por área ocupada e sua intermitência.

As plantas conectadas no sistema de distribuição têm características distintas das grandes centrais geradoras. Por esse motivo, nasce um termo criado para distinguir essas usinas menores das grandes usinas interligadas por sistemas de transmissão. Estas são chamadas de Geração Distribuída (GD) [4]. Dentre as características que caracterizam a GD, algumas são aceitas pela comunidade científica como comuns aos diversos tipos de usinas. Essas são o nível de tensão de geração, no mesmo nível de distribuição, a potência instalada, significativamente menor do que grandes centrais hidrelétricas e o fato de não serem despachadas de modo planejado, gerando conforme a disponibilidade dos recursos naturais.

Recursos de GD podem ou não ser baseados em fontes renováveis, porém um dos objetivos da sua aplicação é diminuir o impacto ambiental. Assim utilizam-se as fontes de energia renováveis para suprir demandas elétricas e plantas de cogeração de alta eficiência, para fornecer também energia térmica, além da eletricidade. Os mais difundidos recursos de GD são: Placas Fotovoltaicas, Turbinas eólicas, Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH's) e sistemas de cogeração de energia.

2.2 Ilhamento

Não é incomum que ocorram defeitos nos sistemas de distribuição, que levem a interrupção de fornecimento a determinados clientes. A falta de fornecimento de energia elétrica a determinados clientes pode gerar grandes prejuízos financeiros aos mesmos. Indústrias, hospitais e grandes centros comerciais são exemplos de clientes que quando não têm fornecimento de energia não podem desempenhar suas atividades adequadamente. Assim, é comum a instalação de geradores de emergência, comumente a gás ou diesel, capazes de suprir a demanda em caso de falta de energia por parte da concessionária.

Quando um cliente opera desconectado da concessionária, alimentado por qualquer outra fonte de energia, este está operando em modo ilhado. De forma similar, quando um sistema é geograficamente afastado de sistemas de distribuição, porém suprido por recursos de geração localmente, esse é um sistema que opera ilhado. Nos casos em que a geração distribuída alimenta uma porção de um sistema de distribuição quando esta porção está desconectada do sistema principal, chama-se operação ilhada de um sistema de distribuição, ou ilhamento de um sistema de distribuição [22].

A manutenção de fornecimento de energia aos clientes quando o sistema de distribuição estaria indisponível traz diversos benefícios. Para a distribuidora, é mensurável a redução dos indicadores de continuidade DEC e FEC, que diminui multas por compensação e aumenta a satisfação do cliente. Os proprietários dos recursos de geração também se beneficiam pelo aumento da disponibilidade do alimentador pelo qual passa a energia vendida [26]. Especialmente em mercados no qual o consumidor pode escolher qual companhia irá suprir seu sistema, a competição entre as distribuidoras motiva ainda mais a operação ilhada para aumentar a satisfação do cliente [23].

Para que sejam explorados os benefícios do ilhamento existem desafios técnicos a serem superados, pois os sistemas elétricos de distribuição atuais são tradicionalmente projetados com uma única fonte de energia, a rede básica de alta tensão [18].

Especialmente quando há previsão de operação ilhada de sistemas de distribuição, deve existir monitoração da GD de modo que a distribuidora sempre tenha conhecimento de que uma parte da rede está ilhada ou tem previsão para tal. Um ilhamento involuntário de geração distribuída coincidindo com manutenção ou operação esperada sem carga, pode causar acidentes sérios aos eletricitistas da rede, [18], [22].

A contribuição de curto-circuito do sistema principal da concessionária geralmente é muito maior que a contribuição da GD conectada aos sistemas de distribuição. Esse fato leva à necessidade de adaptação dos ajustes de proteção dos equipamentos em modo ilhado, para que sejam sensibilizados com correntes menores de curto-circuito. A parametrização dos equipamentos de proteção é um processo que atualmente é feito por funcionários interagindo diretamente com os equipamentos *in loco*, quando esses são instalados. Para que o ilhamento seja sensível a defeitos em

modo ilhado, a transição de ajustes de proteção deve ser feita assim que a condição de ilhamento se estabiliza. Essa transição não é rápida o suficiente da maneira com que os ajustes dos equipamentos de proteção são implantados nos equipamentos hoje [4].

Se tratando de GD conectada à rede de distribuição, e não em sistemas isolados, existem dois modos de se conectar: diretamente, ou utilizando uma interface inversora. De modo geral, quando a tensão é gerada é em corrente contínua e um inversor faz a interface com a rede, este usa a própria tensão da rede como referência. Esse é o caso de inversores ‘grid-tie’, que devem obedecer as normas IEC 61727 [27] e IEC 62116 [28], que regulam a interface de conexão de sistemas fotovoltaicos e sua proteção anti-ilhamento. Estas normas determinam que os geradores devem ser imediatamente desconectados caso não haja tensão de referência. Geralmente esse é o caso de plantas baseadas em energia solar fotovoltaica, células a combustível ou energia eólica [16].

Quando uma ilha elétrica é alimentada por GD baseada em máquina síncrona sem interface inversora, como em usinas térmicas e hidroelétricas, existe o risco de fechamento fora de sincronismo. Ao reconectar uma ilha elétrica ao sistema principal da distribuidora, ou mesmo a outra ilha elétrica, a diferença de módulo e ângulo de tensão nas duas porções do sistema podem causar esforços muito danosos ao eixo do gerador [29]. Esse fechamento normalmente é feito por um relé de sincronismo, que verifica essa diferença de tensões e somente permite o fechamento de um elemento de seccionamento caso ela seja aceitavelmente pequena. Uma manobra na rede de distribuição, ou mesmo uma operação de religamento automático causaria esse fechamento fora de sincronismo. Assim é importante que se monitore a rede que pode operar em modo ilhado para evitar esse dano a uma GD baseada em máquina síncrona.

A qualidade da tensão e frequência fornecida aos consumidores é uma questão regulatória definida por órgãos competentes de cada país e deve ser seguida pela distribuidora regulada. Quando um sistema elétrico está conectado à rede principal da distribuidora, a frequência é dada pela rede básica e a tensão controlada por dispositivos em poder da distribuidora, como tap's de transformadores e bancos de capacitores. Contudo, em uma porção ilhada do sistema, o controle dessas grandezas é feito pela GD, que nem sempre tem seus controladores prontos para a transição de modo conectado à rede de distribuição ao modo ilhado. Por esse motivo, sem estudos prévios da rede de distribuição em modo ilhado, não há como a concessionária garantir a

qualidade do produto quando este é fornecido por GD. Isso leva a uma postura voltada à proibição da operação ilhada pelas distribuidoras [18].

Pelos principais desafios apresentados, percebe-se uma relação grande entre a monitoração da rede de distribuição e o nível de tecnologia atualmente utilizado. Quando o ilhamento ocorre de forma não programada, sem o conhecimento da distribuidora, os riscos de fechamento fora de sincronismo e energização indevida são grandes. Nesse caso também é impossível que sejam feitas mudanças de ajustes de proteção no modo ilhado. Esse tipo de ilhamento sem a preparação tecnológica da rede e estudos prévios para superar os desafios apresentados será chamado ilhamento não intencional. O ilhamento não intencional é ocasionado por uma falha dos mecanismos de proteção em detectar essa condição. Essa falha ocorre especialmente quando há condições de carga e geração equilibradas no momento de formação de uma ilha.

Por outro lado quando é esperado e desejável que o ilhamento ocorra, podem ser tomadas providências que solucionam os problemas causados pelo ilhamento não intencional. Estudos elétricos para avaliar a qualidade da energia quando da formação de uma ilha, proteção adaptável ao modo de operação da GD e monitoração em tempo real do sistema de distribuição são medidas que podem viabilizar o ilhamento intencional. O ilhamento pode ser programado ou não, porém mesmo quando o momento do início do ilhamento não é conhecido, mas existe a possibilidade de operação ilhada de forma controlada, será chamado ilhamento intencional.

2.3 *Smart grids*

O avanço das tecnologias de computação, comunicação, automação e eletrônica, permitem o monitoramento e controle cada vez maior das redes elétricas. O objetivo da aplicação dessas tecnologias é aumentar a eficiência, confiabilidade e qualidade da energia fornecida aos consumidores [29]. Conforme essas tecnologias vão sendo utilizadas, as soluções podem ser implementadas com custos cada vez menores, sendo atualmente viável do ponto de vista econômico aplica-las em redes de distribuição.

A modernização do sistema elétrico aplicando-se infraestrutura de comunicação, medição e controle que permitem funcionalidades antes limitadas pelo desenvolvimento dessa infraestrutura introduzem o conceito de *smart grids* [8]. Esse nome remete a

inteligência que a rede elétrica adquire, tendo um comportamento responsivo e disponibilizando informações de uma maneira mais rápida e eficiente do que as redes elétricas projetadas no passado. A expressão *smart grid* deve ser entendida mais como um conceito do que uma tecnologia ou equipamento específico. Ela carrega a ideia da utilização intensiva de tecnologia de informação e comunicação na rede elétrica, através da possibilidade de comunicação através dos diversos componentes da rede, o que permitirá funcionalidades que permitem a operação da rede de forma mais eficiente que as atualmente em uso [30].

As *smart grids* podem desempenhar funções que não eram disponíveis no passado, por serem integradas a canais de comunicação, que permitem alto monitoramento da rede elétrica. Uma das vantagens desse monitoramento é a possibilidade verificar dados de equipamentos da rede de distribuição e de medidores nos próprios clientes. Assim, o sistema poderia detectar, responder e restaurar falhas na rede de distribuição com velocidade muito maior que o atual. Esse processo de restauração automática do sistema é conhecido como “self-healing” [31] ou FLISR (Fault Location Isolation and System Restoration) [32], [33].

A infraestrutura de medição em uma *smart grid* pode chegar ao nível de medir cada consumidor detalhadamente, incluindo seu perfil de carga e os equipamentos de sua rede. Essa medição não é somente detalhada, mas permite o controle da demanda pelo cliente, uma vez que o medidor pode ser uma interface entre o cliente e a concessionária. Um exemplo dessa aplicação seria tarifar diferenciadamente os clientes em horários de ponta ou baixa de consumo, de forma a distribuir melhor a demanda no sistema de distribuição. Essa estrutura de medição avançada, que permite leitura detalhada, monitoração em tempo real e comandos da concessionária às instalações dos consumidores é chamada AMI (*Advanced Metering Infrastructure*) [30].

Com a implementação de AMI os níveis de qualidade e confiabilidade do sistema podem aumentar significativamente, e assim aumentará a consciência do consumidor sobre esses fatores. Em uma *smart grid*, considerando que cada consumidor tem uma necessidade diferenciada em relação à confiabilidade e qualidade, é possível adequar o nível de consumo ao de fornecimento. Dessa forma um consumidor poderá tanto decidir economicamente se procura utilizar o sistema fora dos horários de ponta

por preços menores, ou consumidores com alta necessidade de confiabilidade pagarão tarifas maiores por níveis melhores de qualidade e confiabilidade. [4]

A integração de fontes renováveis de GD ao sistema de distribuição é outra característica *smart gri*. As fontes de energia de GD presentes em plantas menores, em nível residencial, são em sua grande maioria provenientes de fontes renováveis. Além da redução do impacto ambiental, trazem benefícios elétricos, como a diminuição das perdas do sistema [30]. Redes com conexão de GD, quando integradas numa *smart grid* e utilizando mecanismos de armazenamento de energia podem reduzir o pico de demanda, filtrar harmônicos da rede e prover suporte de energia reativa, funções somente disponíveis por essa integração [4].

2.4 Microrredes

Com o aumento da penetração da GD, em determinados locais da rede a geração será comparável à carga, havendo a possibilidade de ilhamento. Já apresentados os desafios e benefícios do ilhamento e as possibilidades técnicas das *smart grids*, nota-se a relação entre esses conceitos e o alto nível de monitoramento da rede. A integração entre esses dois conceitos e suas tecnologias associadas forma um novo conceito, chamado Microrredes (Microgrids).

De acordo com [30], “O conceito de Microrredes (Microgrids) se enquadra na concepção geral de uma *smart grid*, tendo em vista que proporciona aumento nos níveis de confiabilidade, economia e qualidade ambiental, mediante a introdução de novas técnicas de automação e comunicação, em um novo ambiente regulatório e de mercado. Entretanto, as Microredes, por si só, apresentam-se como uma inovação tecnológica de grande impacto”.

Segundo [2], uma microrrede é caracterizada por um montante de cargas e recursos de GD operando como um único sistema controlável, que provê tanto eletricidade quanto calor a uma determinada região. Esse conceito permitiria que a concessionária pudesse lidar com essa porção da rede como um único sistema, podendo controlar sua carga e geração elétrica para atender as necessidades do sistema de distribuição. Para o cliente, a microrrede poderia ser projetada para atender

necessidades específicas, como integração de cargas térmicas e elétricas, aumento de confiabilidade e qualidade de energia, de acordo com cada cliente.

Por [4], as microrredes são pequenos sistemas de geração fornecendo energia elétrica e térmica a pequenos grupos de carga. Os geradores numa microrrede geralmente são provenientes de fontes renováveis e integrados entre si, permitindo o controle daquela região como um único sistema. As principais características de uma microrrede são a menor capacidade de geração em relação às plantas convencionais, a injeção de potência diretamente no nível de distribuição e a proximidade entre carga e geração, para aumentar a eficiência energética diminuindo perdas elétricas e térmicas.

Algumas características que compõem uma microrrede são [30] [2] [4]:

- Corresponde a uma região geográfica pequena;
- Alta potência de GD, comparável à da carga;
- Recursos de geração baseados em energia renovável;
- Integração entre demandas elétrica e térmica;
- Tensão no nível de distribuição, em baixa ou média tensão.
- Alto grau de tecnologia de comunicação, como uma *smart grid*;
- Monitoramento das cargas, geradores e equipamentos da rede de distribuição;
- Pode ser vista pela concessionária como um único cliente;
- Pode operar ilhada intencionalmente, se necessário;

Percebe-se por essas características que os conceitos de geração distribuída, ilhamento, *smart grid* e microrredes se complementam. O aumento da penetração de GD em uma região com as tecnologias *smart grid* necessárias permitem o ilhamento intencional de maneira segura e controlada, formando uma microrrede.

De modo geral as fontes renováveis de energia apresentam baixa densidade de energia, sendo mais adaptáveis à geração distribuída do que à geração centralizada. As características de produção intermitente, inerentes a essas tecnologias, bem como seus custos elevados, podem constituir barreiras para sua inserção na matriz energética [34]. Especialmente as fontes solar e eólica, mais populares e frequentemente apontadas

como as mais promissoras, tem a geração por área demasiado baixa, assim como grande intermitência.

A formação de uma microrrede baseada em energia solar e eólica se mostra menos provável pela intermitência de suas fontes energéticas, além de necessitar alta penetração para que a potência de geração seja significativa em relação à carga. Essa questão poderia ser amenizada utilizando mecanismos de armazenamento de energia, porém sua aplicação ainda é incipiente e pouco atraente comercialmente. A interface de eletrônica de potência dos inversores ‘grid-tie’ [27], [28] em aplicação ainda incipiente, também dificulta esse processo, devido à proteção anti-ilhamento que demanda a desconexão das fontes de energia em caso de falta de fornecimento da concessionária.

Essas dificuldades já são mais amenas quando se trata de PCH’s ou plantas de cogeração. A maior densidade de energia desses recursos permite que menos plantas possam alimentar uma determinada região. A interface desses geradores geralmente é baseada em máquina síncrona, assim a proteção anti-ilhamento não é inerente à conexão do gerador, facilitando a formação de uma microrrede. Além disso, a intermitência de geradores baseados em fontes hidráulicas ou de cogeração, como gás natural ou diesel, é significativamente menor que solar ou eólica. Assim há uma constância no suprimento de energia por geradores síncronos, que apesar de limitada pela disponibilidade do combustível ou vazão de água, permite uma previsibilidade de geração bem maior que as fontes tipicamente interligadas por inversores.

No contexto da utilização ainda incipiente das tecnologias de *smart grid* e da formação de microrredes, as PCH’s fornecem um ponto de partida para aplicações experimentais em campo muito promissor, em comparação com outras fontes renováveis. A alta densidade energética de uma PCH faz com que seja possível suprir uma parte significativa das cargas na sua proximidade, condição que somente seria atingida com grau muito alto de penetração de energia solar ou eólica. A conexão na média tensão (MT), característica comum em GD com porte de megawatts, também é um fator positivo, pois já existe um grau de monitoração superior à rede de baixa tensão (BT). Para atingir um grau de monitoramento similar na BT, seria necessária a implantação de uma infraestrutura AMI, que representa um desafio ainda em fase de implantação. Finalmente, a conexão por interface síncrona representa uma flexibilidade maior sob faltas, pois permite que a proteção seja ajustada para que a GD continue

conectada durante um defeito, por um tempo suficiente para isola-lo e possibilitando a formação de uma microrrede, como reação a uma perda de alimentação pela concessionária. Como já mencionado, a interface inversora aplicada em unidades que geram em corrente contínua é programada para imediata desconexão em caso de falta ou perda da concessionária, sendo mais uma dificuldade de formação de microrredes para GD com essa interface.

2.5 Definições regulatórias sobre ilhamento e PCH's

Pelos motivos mencionados no item anterior, as PCH's fornecem um bom ponto de partida para aplicação de projetos-piloto de microrredes. A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), órgão regulador de energia elétrica do Brasil, define as características de uma PCH na resolução normativa nº652 de 2003 [35]. Um aproveitamento hidrelétrico com potência entre 1 e 30MW, destinado a produção independente ou autoprodução, com área do reservatório inferior a 3,0 km² define uma usina hidrelétrica como PCH.

Uma das possibilidades de conexão das PCH's desse nível de potência é diretamente na rede de MT da distribuidora, pois de acordo com o módulo 3 do PRODIST, centrais geradoras devem ser conectadas conforme a Tabela 1:

Tabela 1: níveis de tensão considerados para conexão de centrais geradoras.

Potência Instalada	Nível de Tensão de Conexão
<10 kW	Baixa Tensão (monofásico)
10 a 75 kW	Baixa Tensão (trifásico)
76 a 150 kW	Baixa Tensão (trifásico) / Média Tensão
151 a 500 kW	Baixa Tensão (trifásico) / Média Tensão
501 kW a 10 MW	Média Tensão / Alta Tensão
11 a 30 MW	Média Tensão / Alta Tensão
>30MW	Alta Tensão

Assim, para a faixa de potência das PCH's, de 1 a 30MW, a conexão deve ser em média ou alta tensão. Novamente, o interesse deste trabalho é a conexão na MT, e a

viabilidade de se formar uma microrrede, pois nesse nível de tensão a geração pode ser separada do sistema principal, formando uma microrrede.

Se conectadas na MT, as usinas também devem obedecer aos documentos chamados Procedimentos de Distribuição (PRODIST) [36]. O PRODIST consiste de documentos elaborados pela ANEEL, que normatizam e padronizam as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica. Ele é dividido em 8 módulos separados por assunto, que são respectivamente:

- Módulo 1 – Introdução
- Módulo 2 – Planejamento da expansão do sistema de distribuição
- Módulo 3 – Acesso ao sistema de distribuição [37]
- Módulo 4 – Procedimentos operativos dos sistemas de distribuição [38]
- Módulo 5 – Sistemas de medição
- Módulo 6 – Informações requeridas e obrigações
- Módulo 7 – Cálculo de perdas na distribuição
- Módulo 8 – Qualidade da energia elétrica [39]

Vale notar que o interesse deste trabalho nas PCH's é exatamente a sua conexão na MT, e a viabilidade de se formar uma microrrede alimentada por esse tipo de usina caracterizada como recurso de GD. Logo o disposto no PRODIST também consiste de parte regulatória fundamental para o estudo de viabilidade de uma microrrede.

Economicamente falando, usinas com porte de megawatts, quando conectadas diretamente a alimentadores de média tensão podem ser previstas como Produtores Independentes de Energia (PIE) , como dito em [35]. Essa é uma forma de investimento no qual o proprietário da usina vende a energia produzida na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), órgão responsável pela contabilização e liquidação financeira no mercado de curto prazo de energia [40]. Para usinas que utilizam fontes incentivadas, a CCEE promove um leilão de fontes alternativas, que segundo o órgão foi instituído com o objetivo de atender ao crescimento do mercado no ambiente regulado e aumentar a participação de fontes renováveis – eólica, biomassa e

energia proveniente de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) – na matriz energética brasileira.

A remuneração da concessionária pela conexão de uma PCH é feita pelos proprietários das mesmas, conforme ditado pela resolução normativa da ANEEL nº247 de 2006 [41], que estabelece diretrizes para a comercialização de energia elétrica oriunda de empreendimentos de geração que utilizem fontes primárias incentivadas. As condições para comercialização de energia advinda de PCH's é feita celebrando contratos chamados CUSD (Contrato de Uso do Sistema de Distribuição) e CCD (Contrato de Conexão ao Sistema de Distribuição). Modelos desses contratos podem ser encontrados no módulo 3 do PRODIST [37].

O módulo 8 do PRODIST [39], dispõe sobre os requisitos de requisitos de qualidade de fornecimento de energia que a concessionária deve atender. A operação da geração distribuída atualmente ocorre em sua grande maioria quando conectada ao sistema principal da concessionária, sendo a operação ilhada normalmente vetada pela distribuidora por falta de estudos que garantam a segurança do sistema, exceto em caso de sistemas isolados. Mais detalhes sobre esses requisitos de qualidade são abordados no item 2.6.1.

O módulo 3 do PRODIST [37] dispões sobre ilhamento, orientando que as distribuidoras, de comum acordo com as centrais geradoras de energia, podem estabelecer a operação ilhada de parte do sistema de distribuição, desde que observados os procedimentos operativos constantes do Módulo 4 – Procedimentos Operativos. Essa diretriz mostra que não há obrigatoriedade de aceitação de operação ilhada por parte da distribuidora.

Porém, ainda no Módulo 3 em relação à requisitos de projeto, é disposto que para centrais geradoras de potência instalada acima de 300 kW, deve ser feita uma avaliação técnica da possibilidade de operação ilhada envolvendo as unidades consumidoras atendíveis. A decisão pela operação ilhada deve ser precedida de estudos que avaliem a qualidade da energia na microrrede associada e quando a operação ilhada não for permitida, deve ser utilizado sistema automático de abertura do disjuntor de paralelismo [37]. Assim, mesmo que a operação ilhada seja interessante e mutuamente desejada para a distribuidora e para o acessante, devem ser feitos estudos de qualidade e proteção que garantam a qualidade e segurança da rede. Caso esses estudos não sejam

feitos, a operação ilhada não é permitida e a geração deve se desconectar em caso de falta utilizando proteções anti-ilhamento.

No relacionamento operacional entre a distribuidora e o acessante, sendo permitida a operação ilhada para central geradora, as condições devem ser estabelecidas em um acordo operativo entre as partes. Devem também ser observados os procedimentos estabelecidos no Módulo 4 – Procedimentos Operativos relativos a este tipo de operação [37].

O módulo 4 [38] dispõe sobre operação ilhada, que a central geradora responsável pelo controle de frequência da parcela eletricamente isolada do sistema de distribuição deve ser dotada de controle automático de geração (CAG), ou qualquer outra tecnologia que seja capaz de desempenhar a mesma função, caso o ilhamento seja feito de forma permanente e prolongada. Ainda, a central geradora deverá fornecer as informações necessárias para a elaboração dos estudos de regime permanente e dinâmico e, quando solicitado pela distribuidora, adequar os parâmetros dos sistemas de controle de forma a garantir o desempenho adequado do sistema [38]. Dessa forma, caso haja necessidade para viabilizar o ilhamento intencional, a distribuidora pode solicitar alteração dos parâmetros dos reguladores de tensão e velocidade caso haja necessidade. Esse fato é interessante, pois adiciona uma variável que poderá ser manipulada caso os estudos iniciais demonstrem impossibilidade deste modo de operação, ou ainda para se aumentar os limites das grandezas que limitam a viabilidade do ilhamento, conforme seja conveniente.

Pela análise regulatória do PRODIST [37][39][38], e das resoluções normativas publicadas pela ANEEL sobre o assunto [35][41], percebemos condições favoráveis para a formação de uma microrrede alimentada por PCH. Comercialmente falando, não há barreiras para questões financeiras, uma vez que a remuneração da PCH e da concessionária continuam garantidas mesmo durante a operação ilhada. Em relação à qualidade, embora não haja regras especiais para operação ilhada, respeitando-se o disposto no módulo 8 não haveriam maiores empecilhos.

Operacionalmente cada microrrede poderia ser vista como um cliente pela concessionária, respeitando um documento bilateral chamado Acordo Operativo (AO). Para o caso das PCH's, é usual que esse acordo aconteça mesmo quando não há ilhamento ou formação de microrrede, sendo a operação ilhada somente um adicional a

um documento que já é adotado. Porém, uma questão não abordada pelos documentos regulatórios é a relação de uma microrrede agregando clientes e vista pela concessionária como um só. Em diversos agregados de clientes, como edifícios comerciais ou shopping centers, a concessionária entrega energia em um ponto de MT, ficando a cargo do cliente a distribuição interna. Esse tipo de modelo poderia ser o precursor de uma microrrede, no qual um conjunto de clientes em uma região seria visto como um único cliente em MT. Dificuldades para essa implementação seriam a incorporação de redes já construídas pela concessionária, a administração da microrrede em si e a falta de procedimentos regulatórios no caso da existência de uma microrrede operada por terceiros.

Finalmente, nota-se a necessidade de estudos para que o ilhamento seja comprovadamente viável e seguro. É essa necessidade que deve ser explorada e sanada para que haja respaldo técnico que permita a implantação do ilhamento intencional, pois pelo ponto de vista regulatório, havendo consenso entre os agentes envolvidos, não existe empecilho.

2.6 Requisitos de conexão da GD

A conexão de GD ao sistema de distribuição sempre é feita de maneira regulada pelas distribuidoras e por órgãos governamentais, sendo necessário atender a determinadas normas técnicas. Existem normas em todas as concessionárias para a conexão de autoprodutores e produtores independentes de energia (PIE) que é o caso das PCH's.

Nesse item serão mostrados os requisitos impostos pela ANEEL, no módulo 8 que trata de qualidade de fornecimento [39]. Também serão descritos os requisitos de distribuidoras de energia no Brasil que passam por questões de projeto e de proteção, sendo utilizada como exemplo a norma da concessionária Light [42]. Também será citada a norma alemã BDEW que trata de conexão de GD em média tensão [43] e um estudo de consultoria voltado para implantação de ilhamento no Reino Unido [44].

2.6.1 Procedimentos de Distribuição (PRODIST)

O módulo 8 do PRODIST – Qualidade da Energia Elétrica[39] trata das questões de qualidade de fornecimento no sentido de produto fornecido, não entrando no mérito de continuidade do serviço. Como já mencionado, pelo interesse na formação de microrredes em nível de tensão de distribuição é fundamental para o estudo de sua viabilidade a adequação ao PRODIST. Mesmo em uma porção ilhada do sistema a distribuidora deve garantir esses requisitos de qualidade, ainda que a energia seja suprida por terceiros. Assim, cabe também à concessionária os estudos para viabilizar esse fornecimento de maneira adequada para os clientes.

Os limites das variáveis elétricas como estabelecidos no documento são:

- a) tensão em regime permanente;
- b) fator de potência;
- c) harmônicos;
- d) desequilíbrio de tensão;
- e) flutuação de tensão;
- f) variações de tensão de curta duração;
- g) variação de frequência.

É importante notar que esses parâmetros não envolvem a avaliação do fornecimento em relação à continuidade.

O nível de tensão em regime permanente para os consumidores atendidos em média tensão deve situar-se nos limites da Tabela 2:

Tabela 2: Pontos de conexão em Tensão Nominal Superior a 1kV e inferior a 69kV

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) em Relação à Tensão de Referência (TR)
Adequada	$0,93TR \leq TL \leq 1,05TR$
Precária	$0,90TR \leq TL < 0,93TR$
Crítica	$TL < 0,90TR$ ou $TL > 1,05TR$

As variações de tensão de curta duração são classificadas no PRODIST pela Tabela 3:

Tabela 3: Classificação das variações de tensão de curta duração

Classificação	Denominação	Duração da Variação	Amplitude da tensão (valor eficaz) em relação à tensão de referência
Variação Momentânea de Tensão	Interrupção Momentânea de Tensão	Inferior ou igual a três segundos	Inferior a 0,1 p.u
	Afundamento Momentâneo de Tensão	Superior ou igual a um ciclo e inferior ou igual a três segundos	Superior ou igual a 0,1 e inferior a 0,9 p.u
	Elevação Momentânea de Tensão	Superior ou igual a um ciclo e inferior ou igual a três segundos	Superior a 1,1 p.u
Variação Temporária de Tensão	Interrupção Temporária de Tensão	Superior a três segundos e inferior a três minutos	Inferior a 0,1 p.u
	Afundamento Temporário de Tensão	Superior a três segundos e inferior a três minutos	Superior ou igual a 0,1 e inferior a 0,9 p.u
	Elevação Temporária de Tensão	Superior a três segundos e inferior a três minutos	Superior a 1,1 p.u

Apesar de definidas, não são estipulados valores de referência a serem praticados. Apesar disso há outros fatores que limitarão a análise transitória doilhamento, sendo além dos limites de tensão precária e crítica, o esforço torcional no eixo das máquinas das usinas com interface mecânica.

A frequência deve ser mantida em regime permanente nos limites entre 59,9 e 60,1Hz. Contudo durante transitórios o PRODIST determina que as instalações de geração conectadas ao sistema de distribuição devem garantir que a frequência retorne para a faixa de 59,5 Hz a 60,5 Hz, no prazo de 30 (trinta) segundos após sair desta faixa.

Havendo necessidade de corte de geração ou de carga para permitir a recuperação do equilíbrio carga-geração, durante os distúrbios no sistema de distribuição, a frequência:

- a) não pode exceder 66 Hz ou ser inferior a 56,5 Hz em condições extremas;
- b) pode permanecer acima de 62 Hz por no máximo 30 (trinta) segundos e acima de 63,5 Hz por no máximo 10 (dez) segundos;
- c) pode permanecer abaixo de 58,5 Hz por no máximo 10 (dez) segundos e abaixo de 57,5 Hz por no máximo 05 (cinco) segundos.

Esses critérios de qualidade, neste documento, serão a base para determinar se a rede poderá ou não operar ilhada em regime permanente, e passar pelos transitórios inerentes às manobras para ilhamento sem violar os limites de qualidade determinados pela ANEEL.

2.6.2 Norma de autoprodutores da Light

Além dos procedimentos do PRODIST, os acessantes à rede da distribuidora em média tensão devem obedecer seus critérios específicos. No tocante às PCH's, as regras aplicáveis são as mesmas para autoprodutores e produtores independentes de energia (PIE).

O projeto de geração em paralelo deve ser sempre analisado e aprovado pela concessionária, tendo em vista que conforme a norma da Light, a interligação de um Autoprodutor (ou PIE) não deverá acarretar limitações ao seu sistema, em termos de operação dos equipamentos de proteção e manobra, ou em relação à flexibilidade de transferência automática de carga ou religamento automático de circuitos. [42]. Dessa forma cabem estudos para garantir que essas limitações não ocorram.

Sobre ilhamento e o comportamento dinâmico da máquina, a norma não permite que um acessante, energize um circuito que estiver desenergizado pela distribuidora, cabendo ao acessante responsabilidade legal caso ocorram eventuais danos materiais e humanos. Ainda, o acessante deverá disponibilizar as proteções necessárias que promovam o imediato desacoplamento do seu grupo gerador do sistema da concessionária quando da desenergização ou qualquer anomalia na rede de distribuição. Desse modo, é evitada a alimentação isolada de circuitos da concessionária por sua

geração própria (“ilhamento”), de forma a permitir que a concessionária restabeleça com segurança a alimentação dos seus circuitos, através de religamento manual ou automático. O religamento automático normalmente praticado pela Light tem o ciclo de duas operações, com o primeiro religamento ocorrendo em 3 segundos e o segundo em 15 segundos após o primeiro. [42]. Constatase então que uma PCH deve prover todas as proteções necessárias para que seja desconectada em até 3 segundos após desenergização de seu alimentador, sob pena de fechamento fora de sincronismo devido a religamento automático.

Para que esse desligamento ocorra, a forma de conexão na concessionária Light fe as respectivas proteções que devem ser instaladas são indicadas pela Figura 1. A finalidade de cada uma dessas proteções é apresentada na Tabela 4.

PROTEÇÃO MÍNIMA PARA INTERLIGAÇÃO DE AUTOPRODUTORES

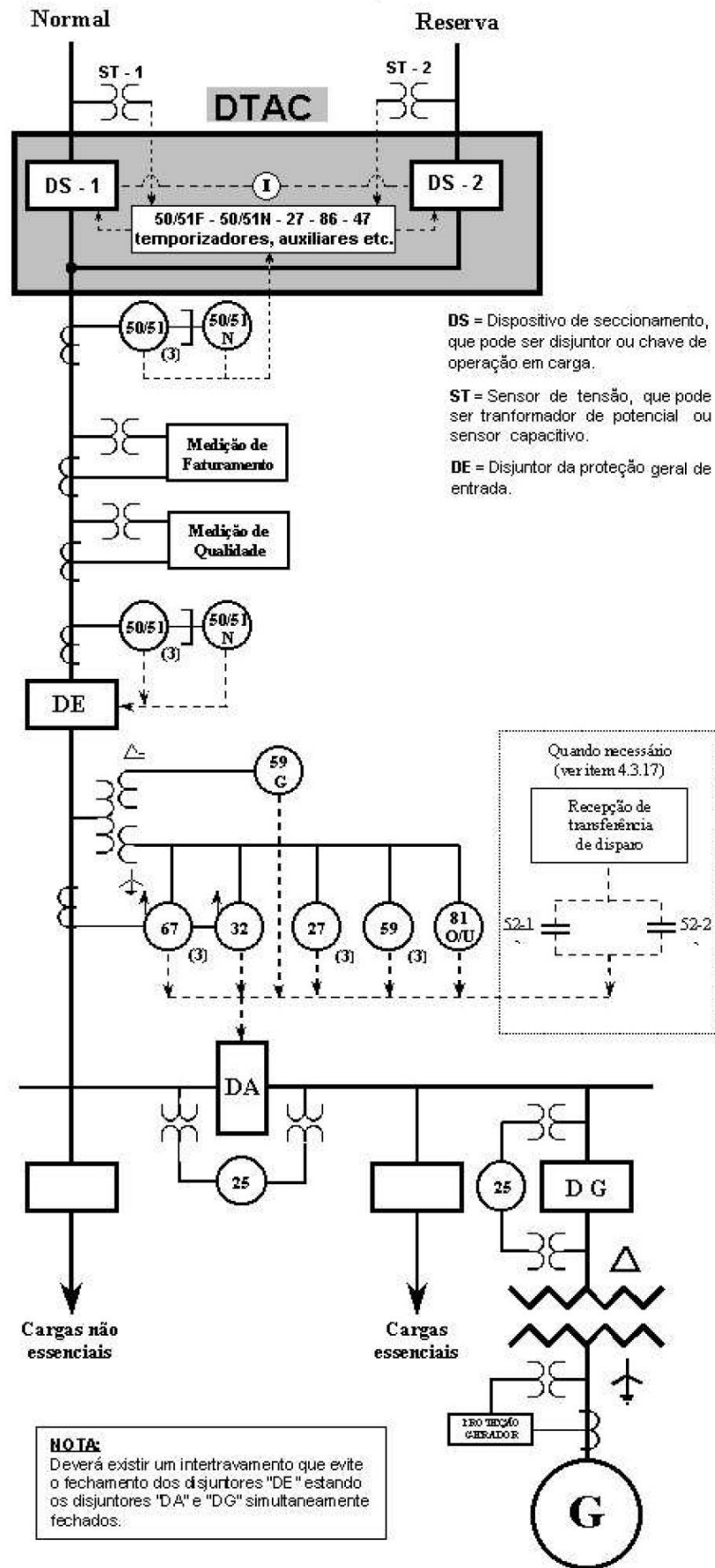


Figura 1: Conexão de GD com interface síncrona ao sistema da Light.

Tabela 4: Proteções exigidas pela Light, seus ajustes e a função de cada uma delas.

RELÉ	DESCRIÇÃO	FINALIDADE
50/51	Relé de sobrecorrente de fases, tempo inverso, com elemento instantâneo.	Desliga o disjuntor de entrada (DE) para faltas entre fases nas instalações do Autoprodutor.
50/51 N	Relé de sobrecorrente de neutro, tempo inverso, com elemento instantâneo.	Desliga o disjuntor de entrada (DE) para faltas à terra nas instalações do Autoprodutor.
67	Relé de sobrecorrente direcional de fases, tempo inverso.	Desliga o disjuntor de acoplamento (DA) para faltas entre fases no circuito de interligação do Autoprodutor.
59 G	Relé de sobretensão residual temporizado.	Desliga o disjuntor de acoplamento (DA) para faltas à terra no circuito de interligação do Autoprodutor.
27	Relé de subtensão de fases temporizado.	Desliga o disjuntor de acoplamento (DA) quando houver subtensão em uma ou mais fases do sistema.
59	Relé de sobretensão de fases temporizado.	Desliga o disjuntor de acoplamento (DA) quando houver sobretensão em uma ou mais fases do sistema.
81 O/U	Relé de frequência com ajustes independentes de subfrequência e sobrefrequência.	Desliga o disjuntor de acoplamento (DA) quando houver variação de frequência no sistema.
32	Relé direcional de potência de fases temporizado.	Desliga o disjuntor de acoplamento (DA) quando o Autoprodutor exportar potência superior ao limite estabelecido.
25	Relé de verificação de sincronismo.	Permite o fechamento do disjuntor de acoplamento quando existir sincronismo.

2.6.3 Norma BDEW

A norma alemã BDEW regula a conexão de clientes de geração distribuída conectados em média tensão, o objeto de estudo deste trabalho. A seguir são enumeradas as características técnicas descritas neste documento na seção de conexão à rede [43].

Para MT não há limite mínimo ou máximo de potência que delimite a conexão em determinada tensão, devendo cada caso ser estudado pelo operador da rede, análogo às concessionárias brasileiras. Este pode interferir no projeto ou construção da planta sempre que for necessário para manter a rede livre de potenciais distúrbios e ameaças à segurança que poderiam ser causados pelo cliente, inclusive limitando a potência injetada na rede se houver risco de instabilidade ou sobrecarga.

O limite máximo de potência injetado é examinado pela concessionária, sendo que o ponto de conexão é escolhido por ela. Não deve haver restrição operativa de manobras para a concessionária devido a presença de GD.

Os limites de tensão praticados causados pela GD podem variar em 2% acima ou abaixo da tensão na rede sem sua presença. No caso de redes com tensão abaixo da nominal, a GD pode dar suporte à concessionária para aumentar o perfil de tensão em regime permanente. No caso de um mesmo ponto de conexão possuir vários geradores, o limite para variação de tensão no caso de desconexão simultânea de todos eles é de 5%.

A injeção de potência reativa deve ser controlável de acordo com as necessidades da distribuidora respeitando-se o fator de potência entre 0.95 indutivo e 0.95 capacitivo. Caso requerido pelo operador da rede, a GD deverá fornecer suporte de reativo para atingir requisitos de qualidade, desde que dentro do limite de fator de potência mencionado. Essa injeção pode ser feita em tempo real ou de acordo com um horário pré-determinado. No caso de mudança do valor de energia reativa requerido pela concessionária em tempo real, a geração deverá se adaptar gradualmente no intervalo máximo de um minuto.

Em relação ao comportamento dinâmico, é sugerido que os geradores distribuídos participem das perturbações não se desconectando em caso de faltas,

fornecendo suporte à tensão da rede gerando energia reativa e ainda que após o defeito não consumam mais energia reativa da rede do que antes da falta.

O tempo no qual o gerador deve ficar conectado à rede é de 150ms. Se após esse tempo o perfil de tensão estiver a 70% da nominal, deve-se continuar conectado até 700ms, e após 1500ms, se a tensão for de 90% da nominal. Caso a tensão vá abaixo de 30%, não há obrigatoriedade de conexão dos geradores distribuídos. A necessidade de conexão de GD durante afundamentos de tensão, pode ser melhor visualizada na Figura 2:

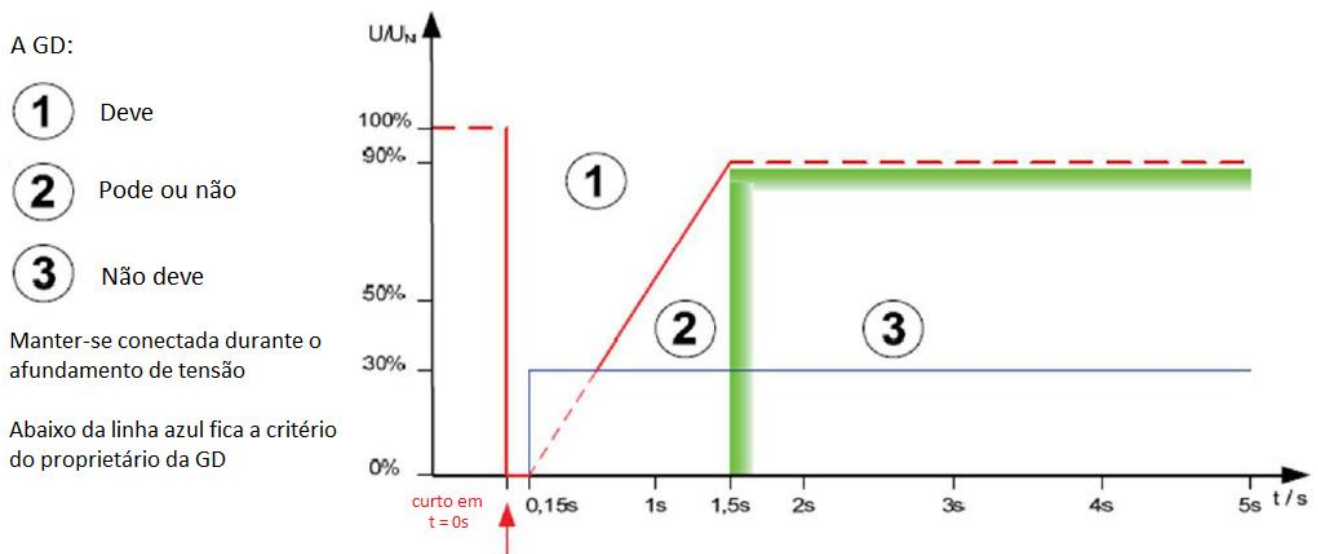


Figura 2: Necessidade de conexão de GD de acordo com o afundamento de tensão.

Essa permanência de conexão durante faltas se deve ao fato da potência instalada da GD ser grande o suficiente para que haja grande desbalanço entre carga e geração no sistema principal se toda a GD se desconectar em caso de defeito temporário. Como no Brasil a penetração de GD ainda é pequena, não existe problema em exigir sua desconexão imediata em caso de falta.

Os requisitos de frequência, em caso de sobrefrequência de 50.2 Hz (a frequência nominal na Alemanha é de 50Hz) a potência ativa injetada na rede deve diminuir a 40% do valor contratado. Estes valores tem como base o Código Alemão de Transmissão de 2007, análogo aos procedimentos de rede do ONS.

2.6.4 Ilhamento no Reino Unido

Um estudo de consultoria para o departamento de comércio e indústria do Reino Unido descreve as posturas das concessionárias para o caso de ilhamento do sistema de distribuição de energia [44]. Esse estudo consistiu entre outras etapas, na consulta a concessionárias sobre o status da operação ilhada em suas áreas de concessão e seleção de estudos de caso desse tipo de operação.

Na fase de consulta, duas de cinco concessionárias apontaram casos relevantes de ilhamento, “Scottish & Southern Electricity Ltd.” (SSE) e “Western Power Distribution” (WPD).

Ambas possuem ilhas geográficas em sua área de concessão, que eram alimentadas por geradores a Diesel no passado. Para melhorar qualidade e confiabilidade do suprimento de energia elétrica, WPD lançou cabos submarinos interligando-se à rede, mas em caso de defeito ainda existe o recurso da operação ilhada. A transferência entre os modos de operação é feita manobrando a rede manualmente e normalmente há interrupção de fornecimento para ilhamento do sistema. A reconexão da área ilhada pode ser feita sem interrupção de fornecimento, utilizando relés de sincronismo no disjuntor do alimentador submarino. A proteção é originalmente ajustada para níveis baixos de corrente de falta, ficando funcional no caso do ilhamento. Um ponto interessante é que a geração instalada não é propriedade da concessionária.

SSE possui em sua área de concessão um arquipélago ao sul da Escócia com quantidade significativa de geração hidroelétrica conectada por um circuito submarino de 132kV. Eventualmente há necessidade de operação ilhada para suprimento de cargas locais no caso de desligamentos programados. Mesmo para interrupções por falta no alimentador é tentado o procedimento de ilhamento até que se consiga operação estável, justificado pelo fato de que há pouco risco caso o ilhamento não seja bem-sucedido.

Os desafios técnicos mencionados por essas concessionárias para a operação ilhada são:

- Manter as grandezas elétricas dentro dos limites regulatórios durante desconexão operação e reconexão da ilha elétrica.
- Dificuldades em manter as equipes relevantes coordenadas entre si e cooperando para o processo.

- Alcançar requisitos adequados de aterramento durante a operação ilhada.
- Dificuldades em ilhar o sistema sem que a proteção dos elementos envolvidos atue.
- Prevenir fechamento fora de sincronismo
- Lidar com variações bruscas de carga
- Dispor de equipamentos que permitam o ilhamento, como geração e suporte de reativo, especialmente onde há geração intermitente.

Apesar dos desafios técnicos, todas as concessionárias consultadas no estudo consideram o ilhamento benéfico para elas mesmas e para os outros agentes envolvidos.

Os padrões de qualidade que devem ser seguidos segundo a legislação vigente no reino unido, análogo ao PRODIST brasileiro “Electricity, Safety, Quality and Continuity Regulations” (ESQCR) impõem limites estreitos de variação de grandezas em operação normal conectada ao sistema interligado [45]. Contudo o padrão britânico BS EN 50160 reconhece a possibilidade de ilhamento e a fragilidade do sistema quando nesse tipo de operação, permitindo limites maiores para as grandezas [46]. A Tabela 5 compara os limites e suas variações percentuais sobre os valores nominais das grandezas conforme definidos nas normas citadas.

Tabela 5: Requisitos de qualidade de fornecimento no reino unido.

Parâmetro	Nominal	ESQCR		BS EN 50160 (Ilhado)	
		Mín/Máx	Mín/Máx (%)	Mín/Máx	Mín/Máx (%)
Frequência (Hz)	50 Hz	49,5 / 50,5	±1%	42,5 / 57,5	±15%
Tensão MT (kV)	33 kV	31,02 / 34,98	±6%	28,05	-15 / +10 %
Tensão BT (V)	230 V	216 / 253	-6 / +10 %	36,3	-15 / +10 %

2.7 Experiências internacionais em ilhaamento

Existem exemplos de operação ilhada relatados em outros trabalhos e em operação a nível mundial. Nesse item serão apresentados projetos reais de microrredes em que há conexão ao sistema de distribuição mas a GD representa um papel importante para o suprimento de energia. Também serão abordadas questões relativas ao grau de automação da microrrede, tema do capítulo 3.

2.7.1 Microrrede de Orkney

Esse exemplo trata da região de Orkney na Escócia, um pequeno arquipélago no norte do país [47]. Suas principais fontes energéticas são provenientes de GD, como geradores eólicos e a gás, e usinas que utilizam a energia da diferença de marés e das ondas. Existe integração entre unidades geradoras tanto com interface de conexão baseada em inversores quanto eletromecanicamente, baseada em máquina síncrona. A ligação com o sistema interligado é feita por cabos submarinos e dois transformadores de 20MVA cada, a carga da ilha hoje não passa de 32MW, mas a capacidade de geração está esgotada. A Figura 3 mostra as ilhas geográficas e a rede elétrica local.

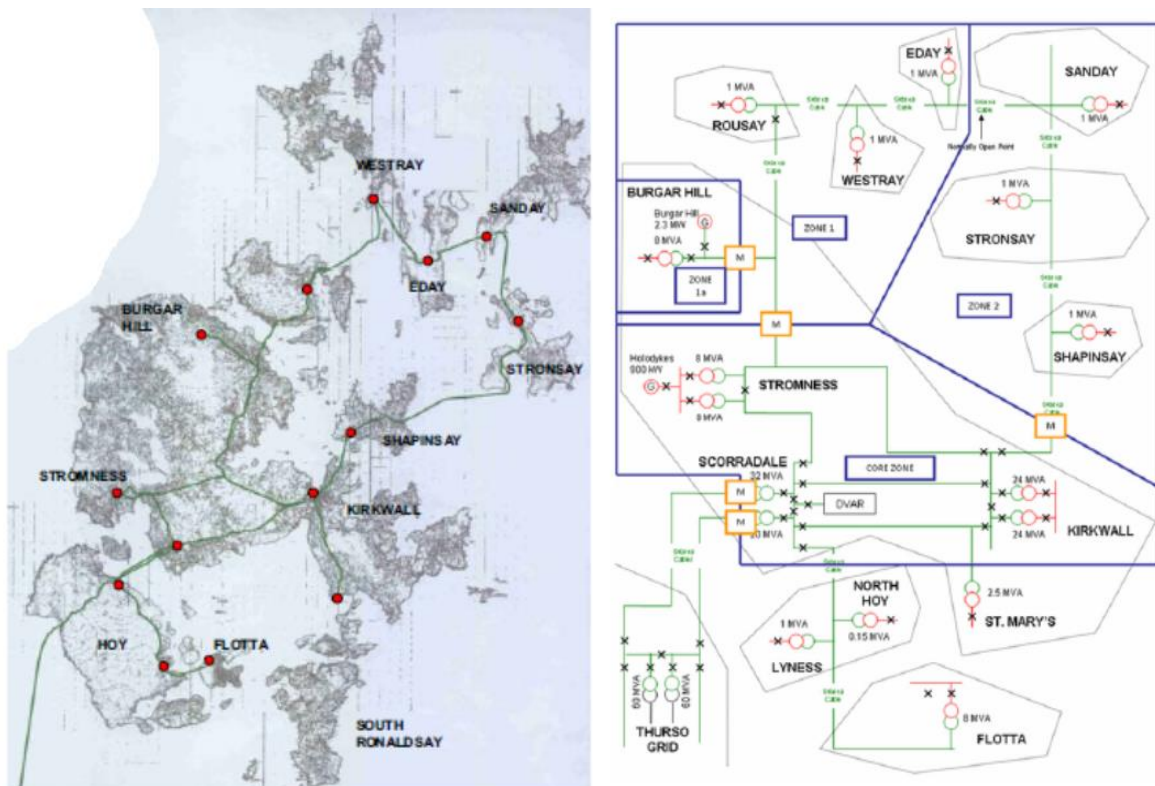


Figura 3: Mapa geográfico e rede de distribuição na microrrede de Orkney.

O projeto se destaca pela escala da microrrede, interligada por rede de MT em 33kV ao redor das ilhas geográficas que representam por si só várias microrredes menores. O esquema de controle é composto por um controlador específico para essa área, que supervisiona várias unidades de GD que utilizam controles distribuídos responsáveis pela atuação local. O centro de controle recebe medidas, executa estimativas e administra a interface de comunicação automaticamente, além de otimizar a gestão dos recursos energéticos na microrrede.

Existe um controlador de medição que coleta corrente, fluxo de potência e o estado dos disjuntores e envia essas informações ao controlador central. Administrando a topologia da rede podem-se fornecer recursos de alimentação por outras microrredes, permitindo uma resposta rápida na ocorrência de defeitos. Contudo, não existe um sistema que atue automaticamente na rede como resposta à ocorrência de defeitos, somente são disponíveis a supervisão do sistema e alarmes de mudança de estados.

Já os controladores locais da GD recebem o ponto de operação calculado pelo controlador central e o aplica às máquinas, informando o ponto operativo ao controlador central. Esse exemplo mostra um ambiente limitado em recursos energéticos que se beneficia por um sistema *smart grid*, utilizando geração distribuída e um sistema SCADA, para aumento de confiabilidade e independência do sistema principal da concessionária.

2.7.2 Projeto Sendai

Um centro de geração de energia foi produzido no Japão, em uma região onde há cargas residenciais, e um campus de uma universidade com um hospital geriátrico [48]. Havendo a necessidade de alta qualidade de energia para os equipamentos médicos sensíveis do hospital e aumento da continuidade de suprimento, foi construída uma instalação de melhoria de qualidade e a rede primária local ganhou a capacidade de separação do sistema principal. A Figura 4 mostra a situação geográfica da região:



Figura 4: Mapa da região no entorno do Centro de Energia do Projeto Sendai.

A geração principal desse centro de energia são dois geradores a gás de alta eficiência, com potência instalada de 350kW cada, capazes de suprir a demanda do hospital e aumentando a confiabilidade deste. São utilizadas células combustíveis de 250kW e placas solares com 50kW de potência conectadas a uma barra DC para aumentar a qualidade da energia fornecida ao hospital em situações de ilhamento e para reduzir os harmônicos da rede. Além disso há reguladores de tensão que mantêm esse valor adequado para os equipamentos das instalações do campus e para o sistema na área local. A rede é conectada em média tensão ao sistema principal por um ponto de acoplamento e as cargas convencionais recebem a qualidade da energia pela rede da concessionária, pois não há necessidade de qualidade tão alta quanto a do hospital.

Esse exemplo mostra como as microrredes podem aumentar a confiabilidade e qualidade de cargas sensíveis e prioritárias, podendo ainda melhorar a qualidade de energia para os consumidores próximos. Nota-se também que nem toda instalação precisa do mesmo grau de qualidade de energia e que isso pode ser selecionado utilizando uma microrrede. A Figura 5 é a foto de divulgação do centro de energia e mostra o centro e os equipamentos presentes.



Figura 5: Foto do Centro de Energia do projeto Sendai.

2.7.3 Microrrede stand-alone em Singapura

Esse exemplo trata da aplicação de geração renovável, sistema de armazenamento de energia e um sistema SCADA em uma pequena ilha chamada Pulau Ubin em Singapura, caracterizando uma microrrede com capacidade de operação ilhada [5]. A partir de Julho de 2011 o sistema local dessa ilha foi estudado, sendo implementadas diversas funcionalidades como medição inteligente, controlador central de rede, otimização da geração, monitoração de consumo, gerenciamento de fluxo de potência instantâneo e alertas de faltas. O objetivo dessa aplicação é criar um modelo de desenvolvimento sustentável a ser seguido em outras regiões rurais da Ásia onde não há acesso à energia elétrica por sistemas interligados.

A população da ilha é de aproximadamente 100 habitantes, que não tem acesso à rede de distribuição existente e depende de geradores à diesel para suprir o consumo local. Esse modelo é ineficiente e mais caro devido a custos de transporte e estocagem de combustível e ecologicamente poluente por se tratar de queima de

combustível fóssil. Foram instalados dois sistemas de geração fotovoltaica, com potências de 40kVA e 60kVA, esse último ligado a um banco de baterias de 2000Ah em 480V. O inversor principal na barra do banco de baterias funciona como controlador de qualidade de energia e monitora a geração e demanda instantâneas e gerencia os fluxos de potência na rede, uma vez que está acoplado à barra principal do sistema de onde derivam três alimentadores radiais. A cada um desses alimentadores estão conectados dois geradores a biodiesel com potência de 40kVA cada com sistemas de monitoração inteligente ligados ao controlador central locado próximo à barra principal do sistema. A carga foi agrupada em 9 grupos, divididos para balancear a carga em cada circuito alimentador.

Sobre o sistema SCADA, um sistema de monitoramento remoto nos medidores inteligentes envia dados horários de corrente, tensão, consumo de potência ativa e reativa e fator de potência sobre cada grupo de cargas para um controlador central. Com esses dados são feitos estudos sobre o consumo dos clientes que influem sobre sua cobrança. Os controles de operação são feitos localmente no inversor bidirecional conectado à barra principal para gerenciar os fluxos de potência e manter a qualidade do sistema. O Inversor mede a energia disponível nos recursos de mGD e no banco de baterias e otimizam sua operação.

Foram feitas simulações desse sistema para investigar aspectos de proteção, confiabilidade e impacto ambiental. No tocante à proteção, foram simulados os níveis de curto máximo para verificar o dimensionamento dos cabos e mínimo para coordenação da proteção. Verificou-se para a configuração de rede utilizada a possibilidade de utilização de proteção com disjuntores de sobrecorrente convencional, não requerindo sistemas de atuação mais avançados para seu funcionamento. Em caso de falta um alarme é gerado pelo sistema SCADA e enviada a uma central de monitoramento.

Como benefício ambiental, a estimativa da geração das células fotovoltaicas anual foi de 130kWh, que representa 14% do consumo anual total estimado no estudo. A utilização de geradores a bio-diesel em detrimento aos alimentados por diesel convencional representa uma redução de emissões de monóxido de carbono de aproximadamente 50% por kg de combustível, além de operar sempre em ponto ótimo de eficiência, por serem de alta rotação.

Esse exemplo representa como a implantação de funcionalidades SCADA podem otimizar uma rede, sem a necessidade de infraestrutura de comunicação em tempo real. Esse tipo de sistema seria o esperado para um primeiro momento de eletrificação rural no Brasil, com uma estrutura de rede que poderia transformar pequenos conjuntos de consumidores em potenciais microrredes. Desse modo são oferecidas vantagens técnicas ao modelo de eletrificação rural implantado atualmente por conta da utilização de recursos renováveis. Também é mostrado como um único controlador local pode operar uma rede mantendo alta confiabilidade sem receber necessariamente diretrizes de níveis mais altos como um controlador central, mas com possibilidade de integração futura. O estudo desse exemplo contextualiza a contribuição do projeto do estudo de caso como precursor de uma maior automação da distribuição.

3 AUTOMAÇÃO DA DISTRIBUIÇÃO E SISTEMAS SCADA

3.1 Introdução

Os sistemas que aqvisitam e analisam dados da rede em tempo real, utilizando infraestrutura baseada em computadores e comunicação são chamados sistemas SCADA (Supervisory Control and Data Aquisition ou Sistema Supervisório de Controle e Aquisição de Dados) [6]. Atualmente, esses sistemas são aplicados em diversos âmbitos, desde plantas industriais até sistemas de transmissão e distribuição de energia.

Os sistemas SCADA começaram a ser utilizados em sistemas de potência nos anos 60, tendo funções de alarme de mudanças de estado de equipamentos em subestações de alta tensão, para avisar rapidamente os operadores dessas subestações sobre eventos na rede. A infraestrutura disponível era baseada em linhas telefônicas e as informações disponíveis eram somente alarmes e leituras do sistema. Ao longo das décadas de 70 e 80, começaram a ser utilizadas unidades terminais remotas (Remote Terminal Units ou RTU), com a função de agregar leituras e alarmes de mais equipamentos eletronicamente e apresenta-los aos operadores em centros de controle. Através desses centros era possível a operação remota do sistema via Interfaces Homem-Máquina (HMI). Isso se deve a melhora nas tecnologias de comunicação, permitindo que dados e medições fossem enviados em uma quantidade maior e mais rapidamente [4].

Durante anos, os sistemas SCADA foram aplicados primeiramente nos sistemas de transmissão, uma vez que uma perturbação em uma linha de transmissão afeta um maior número de pessoas se comparado à uma perturbação em uma rede de distribuição [49]. O alto montante de energia e a criticidade de uma falta na transmissão, justificam maiores investimentos em tecnologia, que não foram aplicados na distribuição para aumentar o nível de confiabilidade. O avanço tecnológico ocorrido nos últimos anos nas áreas da computação, eletrônica, telecomunicações e tecnologia da informação, e a significativa queda dos preços devido à produção em massa desses equipamentos

permite a implantação de sistemas SCADA na distribuição, inclusive com aplicações em usinas de GD [50].

Essas evoluções recentes estão ligadas à implementação de *smart grids*, pois uma de suas principais características é a utilização dos sistemas SCADA modernos nos sistemas elétricos [8]. A viabilidade das microrredes também depende dessa automação de maneira eficiente nos sistemas de distribuição [4]. Por esse motivo, esse capítulo investiga os requisitos técnicos para sistemas SCADA aplicados à distribuição, de modo a permitir funcionalidades avançadas como a formação de microrredes.

Os sistemas de proteção e controle modernos utilizam relés digitais e terminais remotos muito confiáveis, que monitoram as grandezas e estados necessários à operação das redes no qual estão instalados. Os meios de comunicação empregados nesses sistemas permitem que informações sejam enviadas com velocidade e confiabilidade superiores, mesmo com grandes distâncias envolvidas. Entre suas funcionalidades, contam com simuladores, estimadores, ferramentas de previsão e de estudos, que demandam recursos de tecnologias modernas para seu desenvolvimento e operação. Um dos desafios que vem sendo superados com pesquisas é o estabelecimento de padrões que atendam os requisitos técnicos necessários à operação desses sistemas, com custo-benefício que justifique sua implantação [4], [30].

Funcionalidades esperadas de um sistema SCADA moderno incluem [51]:

- Aquisição de dados elétricos do sistema de modo a detectar desvios de tensão, frequência, harmônicos, sobrecargas, chaveamento de equipamentos, entre outros;
- Capacidade de programação para atuações corretivas em relação a desvios, como religamento automático e transferências de carga autonomamente;
- Envio de informações a centros de controle, para que sejam lidos por operadores e estes possam operar a rede elétrica remotamente;

Para que esse monitoramento seja realizado, é necessário que os equipamentos atuais tenham capacidade de troca de informações, utilizando protocolos e infraestrutura de comunicação compatíveis entre si. Com a maior acessibilidade dos meios de comunicação e padronização dos protocolos, foi possível expandir e integrar os sistemas SCADA para visualização e operação não somente de subestações, mas também das redes de distribuição [51]. Essa expansão dos sistemas SCADA fora do ambiente da

subestação é chamada Automação da Distribuição, consistindo em agregar as funções dos sistemas SCADA aos alimentadores de distribuição [52]. Essa tendência de automação da distribuição é especialmente beneficiada pelo conceito de *smart grid*, pela necessidade de um sistema de distribuição mais confiável e robusto. A integração de geração distribuída representa mais um motivador para implementação da automação da distribuição.

No item 3.2 serão descritas as funções *smart grid* que podem ser implementadas na automação da distribuição, as diferentes maneiras de se organizar o fluxo de informações em um sistema SCADA e a arquitetura de comunicação. Os requisitos de comunicação, como meio físico de transmissão dos dados e a interface de comunicação dos equipamentos também serão abordados nos itens 3.3 e 3.4. Finalmente, serão mostrados exemplos existentes de sistemas SCADA em sistemas de distribuição e microrredes, de acordo com os conceitos apresentados.

3.2 Automação da distribuição e *smart grids*

Conforme dito anteriormente, a evolução e maior acessibilidade às tecnologias de comunicação permitiram a extensão dos sistemas SCADA para monitoração e operação das redes de distribuição. Segundo [53], os sistemas SCADA atuais tipicamente praticados em concessionárias de distribuição são utilizados com maior grau de tecnologia nos segmentos de geração, transmissão e subestações. No nível de distribuição, devido ao grande número de pontos a serem supervisionados, são poucas as distribuidoras que dispõem de um sistema SCADA que monitore e controle todos os dispositivos da rede. Nos casos em que supervisão é disponível, devido ao caráter dinâmico da rede de distribuição, nem sempre se sabe exatamente qual a topologia elétrica envolvendo determinado dispositivo em tempo real, somente seu estado, se aberto ou fechado. Os meios de comunicação praticados atualmente permitem supervisão limitada e atuação em tempos da ordem de segundos, com os comandos dados por operadores humanos. Constata-se que existe bastante espaço para melhorias nos sistemas SCADA aplicados na distribuição, para que cheguem num nível semelhante aos da transmissão e geração [54].

Em comparação com o sistema de transmissão e as subestações, os sistemas de distribuição são os mais beneficiados pelos conceitos de *smart grid*. Uma razão para esse benefício ser maior são as diversas funcionalidades disponíveis atualmente, que não eram possíveis antes dos avanços nas tecnologias de medição eletrônica e comunicação [30]. São enumeradas por [52] funções *smart grid* ligadas à automação da distribuição:

- FLISR (Fault Location, Isolation and System Restoration) é uma técnica que ao detectar um defeito no sistema de distribuição promove a reconfiguração da rede de modo a isolar o defeito e restaurar o suprimento aos clientes por recursos na rede.
- Reconfiguração Automática da Rede de maneira preventiva, para redução de perdas e sobrecargas, balanceamento de carga, menor probabilidade de faltas, entre outros benefícios.
- Detecção de falta de suprimento, monitorando o status de equipamentos da rede com Infraestruturas Avançadas de Medição (AMI) para verificar exatamente a extensão de uma falta de suprimento.
- Estimação de estados utilizando pontos de medição e estimação, de modo a monitorar a rede em tempo real e prever as consequências de manobras e recursos no momento em que acontecem.
- Otimização de tensão e reativos (VVO), controlando bancos de capacitores e tap's de transformadores para diminuir perdas elétricas e controlar o perfil de tensão da rede.
- Gerenciamento de GD, para diminuir perdas, sobrecargas e melhorar o perfil de tensão utilizando pontos operativos determinados.
- Gerenciamento de Microrredes, supervisionando e controlando a operação ilhada de parte da rede de distribuição alimentada por GD.
- Controle da Demanda, em clientes que se disponham a reduzir a utilização de energia em horário de ponta.
- Coordenação da proteção, ajustando os dispositivos de proteção para que a rede continue protegida em casos de reconfiguração.

- Integração de Veículos Elétricos, controlando o processo de carga e descarga de bateria para diminuir a demanda de pico e otimizar a utilização da rede.

A implementação dessas funções no sistema de distribuição, exigem adaptações e acréscimos nos equipamentos de distribuição que variam de acordo com os requisitos para a função desejada. Os níveis de complexidade dessas adaptações vão desde automação de chaves para que sejam controladas remotamente até sistemas mais completos com capacidade de resposta automática em tempo real e otimização da rede como um todo [52].

Um exemplo de como utilização de infraestrutura existente poderia ser adaptada para automatizar a distribuição é a aquisição de grandezas pelos equipamentos de proteção da rede ou utilizando unidades terminais remotas (RTU's) que captam essas grandezas e ainda permitem a operação de determinados equipamentos. Esse tipo de adaptação é a mais utilizada atualmente [54]. Outra maneira de aquisição de dados na distribuição de maneira mais extensiva é a aplicação de tecnologias AMI (Advanced Metering Infrastructure). Essa tecnologia é provida pela substituição dos medidores de energia eletromecânicos por medidores eletrônicos com capacidade de comunicação, permitindo inovações significativas em relação aos medidores convencionais. Algumas dessas inovações são o levantamento de curvas de carga de clientes, o controle da demanda utilizando a comunicação bi-direcional e a utilização de diferentes tarifas, aumentando ou diminuindo o preço da energia conforme horários de maior ou menor utilização da rede de distribuição [30].

Independente do método utilizado, as soluções de proteção e controle somente são integradas com a disponibilidade dos dados da distribuição em meio digital. As principais características nos conceitos de proteção, supervisão e controle modernos que permitem as funcionalidades descritas anteriormente, são [7]:

- Digitalização dos dados, permitindo comunicação mais rápida, confiável, padronizada e suscetível à centralização da informação, tornando os dados mais acessíveis e disponíveis para análises e estudos elétricos.
- Autonomia da instalação, baseada no fato de que para uma operação satisfatória em nível de resposta imediata e emergência, não há necessidade de controles centralizados remotos. Quando os equipamentos ganham capacidade de

comunicação entre si, utilizando infraestruturas locais, pode-se aplicar esquemas de automação como resposta a uma perturbação rapidamente. Isso não significa que controles centrais sejam dispensáveis, pois sua aplicação é fundamental para otimização do sistema e processamento de informação que auxilie sua operação. Porém a autonomia atingida pelos sistemas locais pode garantir benefícios, independente de níveis superiores na arquitetura da informação.

- Coordenação dos recursos do sistema, através da concentração dos dados relativos a uma porção do sistema de distribuição e envio desses dados para equipamentos com alta capacidade de processamento, permitindo análises mais complexas sobre o sistema em operação. Utilizando a concentração de dados adquire-se a possibilidade de planejamento do sistema em contingência, de operação utilizando serviços ancilares, e de otimização dos pontos operativos, entre outras funcionalidades que podem ser aplicadas em tempo real à medida que os sistemas de comunicação e medição avancem.
- A automação do sistema pode ser atingida através da integração entre controles locais e centralizados, permitindo aplicações de funções avançadas como reconfiguração automática e otimização do ponto operativo da rede.

Constata-se então que utilizando controles locais e centralizados pode-se operar o sistema de distribuição em condições antes impossíveis sem alto grau de supervisão e automatização do sistema, principalmente por conta da digitalização das comunicações. A integração entre infraestruturas de comunicação e controladores locais e centralizados é parte de um conceito chamado Sistema Multi-Agente (MAS ou Multi-Agent System). Conforme definido em [12], um sistema multi-agente é composto por múltiplos controladores inteligentes interagindo, usados para resolver problemas difíceis ou impossíveis por um agente individual. Embora os agentes não tenham uma definição direta, podem ser descritos por controladores com capacidade de decisão e ação de acordo com objetivos pré-determinados. Esse conceito é fundamental para a formação de uma microrrede, pois a estrutura que viabiliza sua formação é baseada em múltiplos agentes. Para que se forme uma microrrede, deve haver um controlador local, capaz de manter a porção ilhada funcionando quando desconectada do sistema principal, supervisionado pelo controlador central da concessionária [4]. Os principais agentes nesse caso são o controlador central que supervisiona a rede de distribuição,

controladores locais para garantir o funcionamento adequado dos recursos de GD, e os próprios IED's em campo, relés de disjuntores e religadores.

A estrutura de agentes supervisionados por controladores centrais é descrita em [13], no qual a operação de um sistema é feita de maneira hierárquica. Nessa aplicação, a camada mais baixa corresponde a controladores de recursos de GD, cargas e mecanismos de armazenamento de energia, respondendo de acordo com o comportamento da rede localmente. A camada superior é responsável pela administração da rede como um todo, agregando não só funções elétricas, mas também gerenciamento de custos, otimização de despachos, confiabilidade, segurança e topologia da rede, que dependem de uma coordenação com a camada mais baixa da hierarquia.

Dentre as diversas principais funcionalidades de automação da distribuição e *smart grids*, as relacionadas com a formação de uma microrrede são [30], [55], [32], [7]:

- Auto-recuperação do sistema, que consiste na detecção de um defeito na rede de distribuição, isolamento da área comprometida e restauração do serviço. Essa função é o conceito FLISR mencionado anteriormente;
- Integração de recursos de geração distribuída, permitindo a geração de energia localmente pelos consumidores, injeção de potência no sistema de distribuição e alimentação de parte desse sistema após a atuação de um sistema FLISR;
- Monitoramento em tempo real, através de redes de comunicação avançadas, com comunicação bidirecional entre os centros de controle e os dispositivos da rede e digitalização de dados que permite maior velocidade e confiabilidade aos meios de comunicação.

Um sistema MAS para controlar uma microrrede pode ter uma hierarquia dividida, de acordo com sua função. O grupo inferior, composto por IED's de proteção, aquisita leituras de geração e carga e de grandezas elétricas no local onde estão instalados. Esses equipamentos também monitoram a integridade da rede, seccionando parte do circuito quando ocorrem defeitos. Já o agente na hierarquia imediatamente superior será um controlador regional que receberá a informação de falta de um elemento de seccionamento. Recebida essa informação, será comandada a abertura de

outro elemento de acordo com critérios pré-determinados que indicam a viabilidade de uma microrrede. Num nível ainda mais alto fica o sistema SCADA da distribuidora, que recebe as informações quando o sistema regional atua e toma providências para que o defeito seja corrigido enviando alarmes a equipes em campo.

Percebe-se que nesse tipo de sistema, envolvendo comunicação entre vários equipamentos diferentes, é importante que haja uma linguagem, ou protocolo no qual esses se comuniquem. Da mesma forma, os meios físicos pelo qual os equipamentos enviam e recebem informações devem ser levados em conta.

3.3 Interface de equipamentos de medição e proteção

Os equipamentos de proteção e medição precisam se comunicar entre si, levando em conta não só os fatores físicos, mas também a linguagem de comunicação.

Os principais meios de entrada e saída de informação dos equipamentos são através de portas seriais, ópticas ou ethernet [8]. Os meios físicos pelos quais estes trafegam são os mesmos descritos item seguinte. Existe a possibilidade de comunicação serial ser convertida e reconvertida para óptico e ethernet diversas vezes, porém aumentam-se os custos e diminui a confiabilidade do esquema de automação, além de possíveis retardos de tempo. Por esse motivo, cabe verificar as interfaces entre os diversos equipamentos presentes no sistema para que não ocorram conversões entre diferentes meios físicos a ponto de comprometer o desempenho da velocidade do sistema de comunicação.

Outro requisito importante para a compatibilidade é a linguagem de comunicação entre os equipamentos. O protocolo mais conhecido e referenciado na bibliografia é o IEC 61850. Um apanhado geral do protocolo e seus benefícios são abordados em [56].

Independente da utilização do IEC 61850 especificamente vale notar que os protocolos utilizados em eletricidade e sistemas industriais possuem características em comum. As mensagens enviadas são simples e curtas, de modo a aumentar a velocidade de transmissão, a confiabilidade, diminuir a largura de banda usada pelos meios de comunicação e capacidade para integração e mudanças de forma incremental. As

mensagens utilizadas nesse protocolo recebem o nome de GOOSE (Generic Object Orientated Substation Event). A anatomia de uma mensagem GOOSE típica é mostrada na Figura 6:

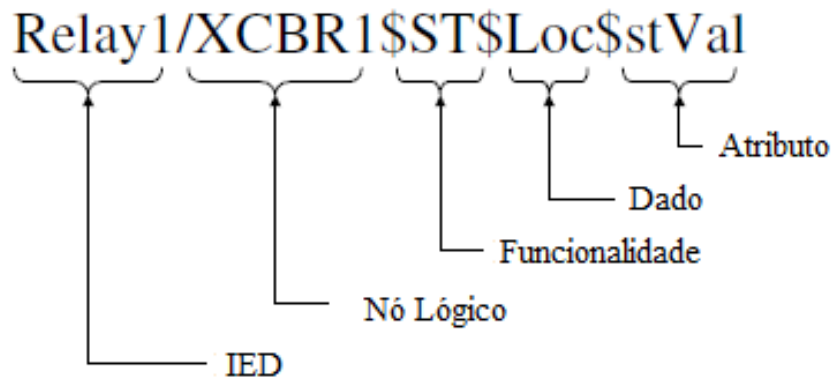


Figura 6: Anatomia de uma mensagem GOOSE.

Percebe-se que é uma mensagem composta por códigos compactos, contribuindo para menor latência na transmissão dos dados, sem comprometer a qualidade de dados que pode ser enviado, pois as variáveis são descritas detalhadamente. Essa característica é comum entre os protocolos utilizados para sistemas SCADA, de modo a melhorar o desempenho desses sistemas.

Em [57] é proposto uma simplificação desse método para utilização em sistemas de geração distribuída com múltiplos recursos de GD, fazendo com que os mecanismos de controle fiquem mais compactos e fáceis de programar e a arquitetura do sistema mais simples. Essa simplificação mostra que com o aumento de pontos supervisionados os tempos envolvidos nos sistemas SCADA aumentam significativamente, e que há uma preocupação em simplificar ao máximo as mensagens transmitidas. A referência [58] mostra a utilização do protocolo para automatização de uma microrrede simulada em laboratório, com cargas gerações e armazenamento de energia. São apontadas qualidades na sua utilização, como estrutura de código bem definida porem flexível, facilidade de programação e manutenção dos algoritmos e capacidade de expansão.

Esses exemplos mostram que a velocidade de transmissão de informações em um sistema SCADA é influenciada pela linguagem de comunicação dos equipamentos envolvidos. Para avaliar a viabilidade de um protocolo para o ilhamento, é necessário

avaliar se esses se comunicam por mensagens curtas e genéricas, e se há facilidade para implementação. Outro requisito de interface que deve ser verificado é o meio físico de saída das informações nos equipamentos. Da mesma forma que uma linguagem inadequada pode ser prejudicial, mudança de meios físicos podem aumentar a o tempo de transmissão de informações.

3.4 Meios físicos de comunicação

Uma das principais vantagens dos sistemas de comunicação modernos e aplicados atualmente nos sistemas de transmissão é a velocidade em que os equipamentos e a informação atuam. Tendo como base os requisitos de velocidade para a transmissão, pode-se avaliar a possibilidade de aplicar tecnologias similares na distribuição. Foi levantado por [9] a ordem de tempo em que diversas funções devem operar para controlar determinados eventos. Funções sem aplicação dinâmica imediata, como envio de estados para estimadores de estado convencionais, ajustes de pontos de operação e controle de oscilações do sistema de potência podem ser transmitidos em intervalos de tempo de 200 a 1000ms. Para eventos relacionados à proteção, ilhamento e transitórios eletromagnéticos, é preciso garantir a informação em até 50ms, com alta confiabilidade. Nesse âmbito, os procedimentos de rede do ONS (Operador Nacional do Sistema) [59], [60], documento similar ao PRODIST, porém com aplicação na transmissão, mantém na ordem de tempo de 100 a 600ms os tempos de atuação de proteção. De acordo com [10], é possível enviar mensagens no protocolo IEC 61850 [7], utilizando infraestruturas de comunicação descritas nesse item, em tempos inferiores a 50ms. Assim seria viável atingir esses tempos em distribuição utilizando tecnologias já consolidadas.

Para aplicações em distribuição, é colocado por [18] que para ilhamento de GD baseada em máquina síncrona, uma perturbação pode durar até 2 segundos. Já segundo [19], num contexto de detecção de ilhamento, esse tempo de 2 segundos de conexão sob faltas, apesar de amplamente utilizado, poderia ser reduzido para 1 segundo, de forma a propiciar essa desconexão antes de tentativas de religamento por parte de distribuidora. Dessa forma, admite-se que um tempo total de 1 segundo para a formação de uma microrrede é aceitável e que utilizando as tecnologias descritas nos próximos itens esse tempo poderá ser atingido.

A tecnologia de transmissão de dados mais utilizada atualmente é muito lenta para fins de teleproteção, sendo utilizado comumente o sistema GPRS [52], instalando em cada religador existe um chip similar ao que existe em um telefone celular. Apesar de barata e possível de aplicar extensivamente com baixo custo, essa tecnologia não garante confiabilidade absoluta, estando atrelada ao desempenho da operadora de celular. Da mesma forma, a velocidade de transmissão de dados transmitidos por GPRS estão longe do requisitado para aplicações de teleproteção. Assim, para aplicação em ilhamento, existem duas considerações principais sobre o sistema de comunicação. A primeira é que o controlador deverá ser regional e automático, agregando as funções de teleproteção geograficamente perto da rede a ser controlada e sem operadores humanos, possibilitando diminuição de tempo e custo. A segunda é que as tecnologias de comunicação deverão ser diferentes das utilizadas no sistema SCADA central para atender os requisitos de tempo solicitados para a manobra.

Para que se consiga ilhar um sistema de distribuição nessa ordem de grandeza de tempo, é necessário que as informações medidas dos recursos de GD e do sistema de distribuição sejam transmitidas em alta velocidade por distâncias na ordem de quilômetros. Por outro lado, uma vantagem do sistema de distribuição sobre o sistema de transmissão no campo das comunicações é a distância reduzida entre os equipamentos. Os estudos [11], [8] e [61] descrevem alguns meios físicos de comunicação digital utilizados em proteção. Os principais são: fibra-optica, micro-ondas, rádio digital, canal dedicado de telefonia, ethernet, cabo coaxial, Power Line Communication (PLC), WIMAX e GPRS.

Serão analisados diferentes meios físicos de comunicação utilizados para percorrer distâncias entre os IED's e um controlador regional num sistema de distribuição. A escolha de meios que permitam viabilidade de aplicação para proteção e automação em sistemas de distribuição para o ilhamento é o objetivo da descrição desses meios físicos. Fatores que serão considerados na análise são:

- Tempo de envio da mensagem;
- Distância entre os IED's;
- Topologia geográfica;
- Condições climáticas que os equipamentos estarão expostos;
- Robustez do canal de comunicação;

- Praticidade de instalação;
- Topologia elétrica;
- Imunidade a efeitos eletromagnéticos;
- Custo relativo em comparação com outros meios;

3.4.1 Fibra Óptica

A comunicação via fibra ótica é imune a alterações eletromagnéticas que acontecem durante os defeitos que motivarão o ilhamento. As velocidades de transmissão de dados são extremamente rápidas, da ordem de microssegundos. Alguns equipamentos possuem portas lógicas com interface ótica diretamente, para os que não contam com esse fim podem ser utilizados conversores Serial/Ótico sem grandes prejuízos na velocidade da informação. Cabos multimodo podem transmitir informação ao longo de 3 a 5 quilômetros, sendo o alcance para fibras monomodo em torno de 80 quilômetros. Os custos do conversor são bastante aceitáveis se comparados com o custo da fibra por metro em si. Porém os custos e a dificuldade de instalação, manutenção e a falta de robustez de uma fibra no campo para aplicação no sistema de distribuição fazem com que seja inviável utilizar essa tecnologia como base do sistema de comunicação. Porém em trechos curtos com o caminho da fibra securizado, onde seja necessário um volume grande de tráfego de dados, especialmente dentro de subestações, pode-se lançar mão desse recurso.

3.4.2 Rádio Digital

Um meio promissor para a comunicação entre os dispositivos é o rádio digital. Existem diversas frequências para transmissão como mostrado sendo a mais tipicamente utilizada a de 900MHz. Essa frequência é livre de regulação pela ANATEL podendo ser utilizada livremente sem encargos. Seu alcance varia entre 20 e 30 km, podendo ser utilizados vários em série para transmitir informações por distâncias maiores. Uma vantagem é a tecnologia ponto-multiponto, no qual um rádio concentrador pode se comunicar com outros através de um único dispositivo, sendo ideal para transmitir para diversos pontos através de um concentrador. Para garantir a confiabilidade da informação deve ser integrada uma rotina de checagem de integridade da informação

que pode atrasar a informação em níveis que devem ser considerados. O tempo de transmissão físico é na ordem de poucos milissegundos, porém pode aumentar para a ordem de 20ms devido a checagem de erros.

3.4.3 Canal de Telefonia dedicado

Alternativa ao rádio é a utilização de aluguel de canal de telefonia dedicado, através de uma concessionária que preste serviço de dados. O canal é tipicamente enviado por um cabo tipo ethernet, e deve ser do tipo digital, pois os analógicos incorrem em um retardo grande de transmissão de informação. A quantidade de informação também é limitada, mesmo um canal digital pode transmitir 56Kbps que permite um 'baud rate' de 9600, inferior aos outros meios físicos. Dependendo da distância física entre os locais a serem supervisionados, a informação pode ser multiplexada entre diversas centrais de telefonia, o que pode gerar mais atraso e indisponibilidade momentânea. Embora essas grandes distâncias não sejam o caso típico da distribuição, é necessário checar essa condição no caso de utilização do sistema telefônico dedicado.

3.4.4 Ethernet

Redes baseadas em Ethernet, utilizando cabos de par metálico, podem ser utilizadas com cabos blindados contra interferências eletromagnéticas dentro do ambiente de controle da subestação. Esses cabos possuem boa disponibilidade e não sofrem atrasos significativos ou erros, por ter a mídia física similar ao canal dedicado de telefonia digital. Porém para aplicação como meio principal de teleproteção é inadequado devido as dificuldades físicas da fibra ótica e a suscetibilidade a distúrbios eletromagnéticos em campo, especialmente se perto dos condutores e em condição de falta.

3.4.5 Power Line Carrier (PLC)

A tecnologia PLC consiste em enviar sinais de alta frequência ao longo dos cabos de eletricidade. Como canais de comunicação em sistemas de transmissão funcionam muito bem, e tem alcance de até 400km. Porém as impedâncias em redes de distribuição e as reconfigurações inerentes ao sistema causam ruídos que tornam essa aplicação inviável para distribuição.

3.4.6 WIMAX

WIMAX é uma tecnologia sem fio com cobertura da ordem de dezenas quilômetros, similar ao rádio digital. Essa tecnologia opera em bandas de frequência na ordem de 5,8 GHz. Essa característica apesar de permitir alcances maiores, diminui a visada eletromagnética entre os pontos, dificultando a ultrapassagem em terrenos montanhosos. Apesar dessa característica, essa tecnologia ainda atende todos os requisitos de comunicação para teleproteção e tem vantagens sobre meios físicos com cabo, sendo uma alternativa viável para aplicação em redes de distribuição, assim como o rádio digital. Existe outra desvantagem em relação ao rádio que é o fato de a tecnologia estar menos consolidada, necessitando de mão de obra mais especializada que poderia encarecer eventuais aplicações.

3.4.7 GPRS

A tecnologia mais utilizada atualmente em sistemas de distribuição é GPRS, a mesma utilizada em telefonia celular. Sua vantagem como tecnologia sem fio é o custo baixo, porém o canal de comunicação em si tem largura de banda limitada. Assim a aplicação em sistemas de proteção é inviável devido ao grande retardo de tempo causado pela largura de banda. A disponibilidade desse canal também é limitada, uma vez que tem as mesmas limitações que um telefone celular comum.

A Tabela 6 determina as características relativas de cada meio de comunicação:

Tabela 6: Comparação entre parâmetros de meios físicos de comunicação.

Parâmetro / Meio físico	Alcance	Retardo de Tempo	Imunidade a efeitos eletromagnéticos	Transposição de Obstáculos Geográficos	Robustez em Campo	Facil Instalação e Manutenção	Custo Relativo
Fibra Optica	100km (monomodo)	microsegundos	Sim	Muito difícil	Muito baixa	Somente curtas distâncias	Alto
Radio Digital	20~30km, sem repetidores	10ms	Sim	Depende da topologia	Alta	Bem difundido no mercado	Baixo
Ethernet	100m (1000 Base-T)	20~30ms	Somente cabos blindados	Muito difícil	Muito Baixa	Somente curtas distâncias	Baixo
Power Line Carry (PLC)	400km	20~30ms	Sim	Dependente da integridade da rede elétrica	Alta	Razoável	Médio
WIMAX	70 km	10ms	Sim	Depende da topologia	Alta	Pouco difundido	Médio
GPRS	Ilimitado	2 segundos	Sim	De acordo com a operadora	Alta	Muito Simples	Muito Baixo

Pesquisados os diversos meios chega-se a conclusão de que os meios mais adequados para teleproteção em distribuição são aqueles sem fio, como rádio digital ou Wimax. Os principais motivos são a alta velocidade considerando distâncias na ordem de 30km, sem a utilização de repetidores, a resiliência em relação a reconfigurações de rede e rompimento de condutores e o custo-benefício adequado para esses sistemas [62], [63].

Para comunicação em ambientes protegidos, como subestações, os meios físicos baseados em cabos, como fibra optica ou par trançado blindado são adequados e tem sido utilizados sem problemas em diversos sistemas SCADA [61].

3.5 Arquitetura de sistemas SCADA

A arquitetura de um sistema SCADA consiste na maneira com que se organiza o fluxo de informações através dos equipamentos que o compõem. Os principais fatores para se definir uma arquitetura de automação são o nível de complexidade e cálculos para se tomar determinada decisão e requisitos de latência para se executar determinada ação [8]. As arquiteturas de sistemas SCADA podem ser centralizadas ou distribuídas [64]. Na arquitetura centralizada os dados são enviados a um centro de controle, no qual dispositivos com alto poder computacional realizam cálculos e decisões e enviam essas informações aos atuadores em campo. Essa arquitetura é ideal para aplicações que lidam com um número grande de parâmetros e medições, tendo como vantagem para solução dos problemas envolvidos um controlador central poderoso. A arquitetura distribuída já é recomendada para aplicações cujos requisitos de latência são estreitos e o esforço computacional para realiza-las é menor, evitando a comunicação por longas distâncias. As funções integradas com AMI como indicadas no item 3.2, são dependentes de arquiteturas centralizadas com alto poder computacional, por ter muitos pontos supervisionados. Por outro lado funções do tipo self-healing e integração de proteção e automação se beneficiam pela latência reduzida de uma arquitetura distribuída.

A filosofia do sistema SCADA no qual esse trabalho se insere é de controle distribuído, utilizando um sistema de múltiplos agentes (MAS) como descrita em [13] e [14] e apontada no item 2.2.1 desse trabalho. O sistema por múltiplos agentes consiste em aliar o melhor de cada tipo de arquitetura e separar as funcionalidades adequadas de

cada agente em seu nível na arquitetura. Para gerenciar recursos variados operando de forma ótima, [12] classifica os agentes do sistema MAS como:

- Agentes Locais;
- Agentes Regionais;
- Provedores de Serviços;

Os agentes locais, o nível mais baixo da hierarquia de comunicação, são equipamentos responsáveis pela monitoração e controle de um recurso de geração ou agregado de cargas, atuando de acordo com as condições locais da rede em operação, mas também levando em conta instruções de níveis superiores na hierarquia. Para tanto é necessário que haja previsão de integração do controlador local à infraestruturas de comunicação existentes ou com implementação prevista, utilizando como base os elementos de interface de comunicação como mostrados no item 3.3 e meios físicos descritos em 3.4.

O nível imediatamente superior na arquitetura do sistema seria o controlador regional. Em uma microrrede, o controlador regional é responsável pela administração dos recursos de geração e topologia da rede. Os critérios para definição da região supervisionada dependem da dimensão da microrrede são dados de acordo com a conveniência de cada sistema. Exemplos comuns são um alimentador de média tensão para uma distribuidora, um conjunto de cargas de consumidores de baixa tensão por meio de um agregador como um condomínio, região ou comunidade, ou mesmo uma instalação de um único proprietário com diversos recursos de geração e grande carga [4].

Como forma de suporte aos controladores locais e regionais, estão os provedores de serviços. Estes são servidores com alta capacidade computacional que determinam pontos de operação a serem enviados aos controladores regionais, e desses aos recursos de geração. Um provedor de serviço seria um típico centro de controle numa arquitetura centralizada, que poderia controlar diversos controladores. Exemplos de aplicação desses controladores locais e atribuições num contexto futuro seriam: fornecimento de pontos para despacho ótimo, instruções para controle de reativos, pré-programação de corte de cargas em casos de contingência, estimação de geração e carga conforme previsões

climáticas, entre outros estudos de acordo com a programação e complexidade necessária e/ou possível pelo grau tecnológico [13], [14].

É importante notar que a aplicação desses sistemas de informação pode ser feita gradualmente, sendo primeiramente um controle local, por parte do consumidor, mas que uma vez disponível fará com que a concessionária comece a adotar controladores regionais e implementar provedores de serviços para otimizar o sistema de distribuição [51]. É classificado por [13] um nível de velocidades de resposta a controladores em primário, secundário e terciário, sendo o primeiro atuando com ajustes momentâneos, ou instantâneos, o segundo na ordem de minutos e o terceiro a cada 15 a 20 minutos. Essa classificação coincide com a proposta das microrredes possuírem autonomia para serem responsivas de imediato de acordo com a necessidade. Por essa proposta, controladores regionais poderiam impor mudanças determinadas a um conjunto de microrredes ou alimentador do sistema, como o self-healing ou compensação de reativo, que podem ser da ordem de um minuto como está o estado da arte. Finalmente provedores de serviços poderiam enviar pontos ótimos de operação ou despachos econômicos algumas vezes por hora, de forma a otimizar o sistema como um todo.

3.6 Exemplos de aplicações *smart grid* em sistemas SCADA

O sistema descrito em [6], é aplicado em uma microrrede stand-alone, ou seja, desconectada do sistema de distribuição. O sistema SCADA nessa microrrede realiza funções de EMS (Energy Management System), supervisionando a produção de energia e os recursos naturais insumos para sua produção. Além da supervisão de geração, os medidores nessa microrrede reportam o consumo para o controlador central, de forma que é feito um balanço da energia produzida e consumida. Uma função em tempo real do sistema é a monitoração da topologia da rede, feita por GPRS nos elementos de seccionamento que enviam mensagens SMS ao controle central quando esses atuam. Dessa forma é possível determinar quando houve um defeito na rede e enviar uma equipe no local para averiguar a causa do defeito e promover o reparo.

A integração entre sistemas de proteção, automação e controle no nível de uma subestação de AT com o objetivo de atingir o self-healing é descrita em [7]. Os passos que o sistema SCADA local passa para tal modernização incluem a digitalização das

informações, a autonomia para a própria subestação executar suas ações corretivas comunicando-se com o controlador local e a implementação de algoritmos self-healing. Esses algoritmos incluem o isolamento de uma linha defeituosa e seu religamento, a transição de barras em caso de subestações com barra dupla, como recurso a uma falta em barra principal e o isolamento de transformadores defeituosos em caso de falta interna, detectada por proteção diferencial.

O sistema SCADA para a microrrede proposta em [8] contempla as funções de controle de geração e demanda, assim como a qualidade de energia gerada e consumida em tempo real, graças a uma infraestrutura AMI. Da mesma forma, a demanda poderá ser controlada, desligando cargas não prioritárias em momentos de demanda de ponta. Outra função importante desse sistema é o controle de fator de potência na microrrede. Monitorando o consumo, é possível avaliar a necessidade de atuação de bancos de capacitores instalados na microrrede. Funções operativas desse sistema SCADA são o envio de alarmes a centros de controle e telefones celulares de responsáveis em decorrência de determinados eventos, como corte de fornecimento pela concessionária, defeito em um recurso de geração ou alimentador da rede. Outra função operativa é a transferência de circuitos monofásicos de uma fase a outra, de modo a permitir um maior balanceamento da carga na microrrede.

Em [15], é proposto um sistema que medindo os dados de uma microrrede proposta com escala de um MW de potência e mecanismos de armazenamento, otimiza diversos aspectos do sistema. O controlador monitora e ajusta nessa ordem a qualidade do fornecimento de energia, a distribuição ou armazenamento da energia armazenada, a estabilidade e a segurança do sistema sobre faltas, e o despacho econômico dos recursos. Todos esses controles são feitos em tempo real e ajustados por controladores locais em cada conjunto de carga e geração dispostos em alimentadores, sendo definidos pelos alimentadores nos quais estes estão conectados.

Pelos sistemas pesquisados, percebe-se um padrão nas funções que os sistemas SCADA desempenham nas microrredes, determinadas pela infraestrutura SCADA existente. Em microrredes com muitos recursos de geração, o sistema tende a seguir para funções baseada em AMI, coletando dados de muitos pontos de geração e consumo e controlando a demanda e a qualidade da energia. Nesses sistemas a velocidade da comunicação nem sempre é um fator primordial para o bom desempenho das

funcionalidades. Por outro lado, em sistemas com poucos pontos supervisionados, porém cada um de grande importância, a tendência é implementar funções de proteção e automação integradas que agem de maneira mais responsiva, como o self-healing e análise de estabilidade. O projeto do ilhamento automático proposto nessa dissertação é um sistema do segundo tipo, com poucos pontos supervisionados, porém com necessidade de resposta em velocidades de proteção. Contudo essa característica não determina que as funções do primeiro tipo não possam ser implementadas. Exemplos são o controle de reativo para manter a qualidade de energia, corte de carga para manter a microrrede operando adequadamente. No item próximo capítulo serão descritas as funções do sistema proposto para o projeto do ilhamento automático da rede de distribuição com geração distribuída.

4 AVALIAÇÃO DE VIABILIDADE DO ILHAMENTO

Apresentados os conceitos básicos de microrredes e as tecnologias necessárias para a formação de uma delas, neste capítulo serão descritos estudos para análise de viabilidade do ilhamento de uma rede de distribuição alimentada por GD. A metodologia proposta para avaliação da viabilidade do ilhamento automático consiste nos seguintes passos:

- Avaliação da área que poderá ser ilhada;
- Avaliação de infraestrutura de comunicação;
- Estudo de curto-circuito em regime permanente;
- Estudos dinâmicos.

Esses passos determinam as condições necessárias para o sucesso do ilhamento fisicamente. Após essa avaliação física, é necessário determinar a rotina de comportamento do sistema de automação, através de uma sequência de etapas de funcionamento, que será descrita mais adiante. O objetivo desse sistema de automação é formar uma microrrede como resposta a uma falha no sistema de distribuição. Assim, ele deverá avaliar a possibilidade de ilhamento da parte íntegra do sistema e executar as manobras para que isso aconteça automaticamente. Esse sistema, composto por equipamentos de proteção, automação e comunicação, será denominado SCIA (Sistema de Controle do Ilhamento Automático).

A avaliação da área a ser ilhada consiste no estudo da topologia da rede, mensurando a quantidade de geração e de carga em uma rede de distribuição, de modo a verificar se há potencial para formação de uma microrrede. Para isso deve-se analisar em que pontos a rede poderia ser seccionada para atingir um equilíbrio entre carga e geração. Essa avaliação deve partir dos pontos da rede no qual existe uma derivação de potência na rede de distribuição. A partir daí analisa-se a topologia da rede ilhada, até

mesmo considerando a possibilidade de introduzir novos dispositivos de seccionamento, de modo que haja equilíbrio entre carga e geração na microrrede.

Um importante parâmetro do projeto é a velocidade de atuação do SCIA como um todo. Esse sistema começa a atuar a partir da abertura de um disjuntor ou religador devido a um defeito na rede de distribuição. A partir daí, são enviados comandos de abertura para determinados componentes na rede, de acordo com cálculos de viabilidade feitos previamente, durante a operação normal da rede. Esses cálculos são baseados em leituras periódicas da rede, aplicados a um algoritmo que permite avaliar a viabilidade do ilhamento com base nessas leituras. No momento da falta somente as ações para formação da microrrede são executadas, mas as decisões para cada ponto de seccionamento supervisionado já estão prontas no controlador, diminuindo o tempo de formação da microrrede.

As tecnologias de comunicação do SCIA são um fator importante para viabilização da formação de uma microrrede. A latência para leitura e transmissão de informações na rede de distribuição deve ser minimizada, de modo que a GD alimente o defeito pelo mínimo tempo possível, aumentando a chance de formação bem-sucedida de uma microrrede. Levando-se em conta que a corrente de curto-circuito da GD é significativamente menor que a provida pela concessionária, a rede de distribuição poderia ser submetida a correntes de curto-circuito provenientes da GD por tempos maiores quando da transição para o modo desconectado. Assim, o tempo de atuação do sistema de automação para formação da microrrede poderia ser maior do que o da proteção primária que isola a contribuição da concessionária no curto-circuito. A limitação de tempo de isolamento em modo ilhado será dada pelo limite mecânico de esforço torcional do gerador, e pelos limites das grandezas determinadas no Módulo 8 do PRODIST [39]. A velocidade do sistema de comunicação afeta a avaliação como uma condição de contorno, porém sem inviabilizar a avaliação do ilhamento automático antes dos estudos dinâmicos.

O esforço computacional do algoritmo implementado no SCIA também deve ser minimizado. A aquisição dos dados e os cálculos que determinarão a dimensão da microrrede devem ser feitos em condição pré-falta, reduzindo o volume de cálculos e tomada de decisões quando ocorrer um defeito. Desse modo é minimizado o tempo de envio de um transfer-trip que venha a isolar o defeito, mantendo o curto-circuito

alimentado pela GD durante o mínimo tempo possível. É importante notar que a estrutura de comunicação e o algoritmo do controlador que serão propostos tratam apenas de aspectos regionais, sem considerar informações ou comandos em hierarquias mais altas, como um centro de controle da distribuição. Essa estrutura foi concebida de acordo com a estrutura MAS [12][13][14], de modo a diminuir o tempo de envio de informações gasto pelo sistema de comunicação, pois as distâncias físicas envolvidas pelos equipamentos de comunicação são menores no controle regional do que em um sistema centralizado. A aquisição de dados é feita localmente, e as lógicas uma vez programadas somente precisariam ser mudados de acordo com a topologia da rede ou especificações dos equipamentos.

Nos estudos de curto-circuito em regime permanente, é avaliada a detecção do defeito e ajuste da proteção. Esse ajuste deve ser feito considerando a contribuição da GD, devido a sua influência nos níveis de curto-circuito. A abertura de um religador ou disjuntor quando submetido a correntes de curto-circuito é o modo como se lida com os defeitos atualmente, sendo o seu tempo de atuação um parâmetro a ser determinado quando forem feitas as simulações dinâmicas. A melhoria proposta nesse trabalho em relação ao modo atual de proteção consiste em isolar o trecho defeituoso a partir dessa primeira abertura da proteção, com o objetivo de alimentar o trecho íntegro utilizando a energia fornecida por GD. Por se tratar de operação ilhada, existem ajustes tanto para o modo conectado quanto para o modo ilhado, de modo a manter a rede sempre protegida. A transição entre esses ajustes será abordada na parte de automação, mas é importante notar que os estudos de curto-circuito em regime permanente fornecem outro limitante de tempo que deve ser considerado nas simulações dinâmicas.

Após os estudos prévios para determinar os tempos de atuação da proteção primária e do SCIA na formação de uma possível microrrede, é feita a análise do comportamento dinâmico durante um defeito. Essa análise é feita com a GD inicialmente conectada ao sistema de distribuição, seguido de uma condição de curto-circuito e então a recuperação do sistema através do isolamento da falta pela reconfiguração da rede de distribuição. Analisando o ponto operativo no qual o sistema se encontra antes do defeito, verificam-se os limites de variáveis como esforço torcional, perda de sincronismo e limite de frequência determinando os limites de operação para viabilidade do ilhamento. O SCIA utiliza como critério para viabilidade

do ilhamento os limites de fluxo de potência para cada ponto de seccionamento em cada cenário de carga e geração. Esses limites são determinados avaliando em quais pontos operativos as grandezas do sistema não tem seus limites violados. Esses mesmos estudos dinâmicos poderão determinar a possibilidade de auto restabelecimento (*'black-start'*) do sistema caso a formação da microrrede não seja viável dinamicamente, sem interrupção de fornecimento.

As próximas seções descreverão em detalhes os princípios de funcionamento do SCIA.

4.1 Funcionamento do SCIA

Para que uma microrrede seja formada e opere normalmente após um defeito na rede de distribuição, o SCIA deverá executar as seguintes etapas:

1. Detecção do defeito e separação da concessionária;
2. Envio da informação ao controlador regional;
3. Processamento das manobras de isolamento do defeito;
4. Envio de comandos de abertura para formação da ilha;
5. Atuação da proteção;
6. Operação estável em modo ilhado;
7. Correção da rede defeituosa;
8. Reestabelecimento da condição normal.

Essa sequência de etapas de operação está ilustrada na rede da Figura 7:

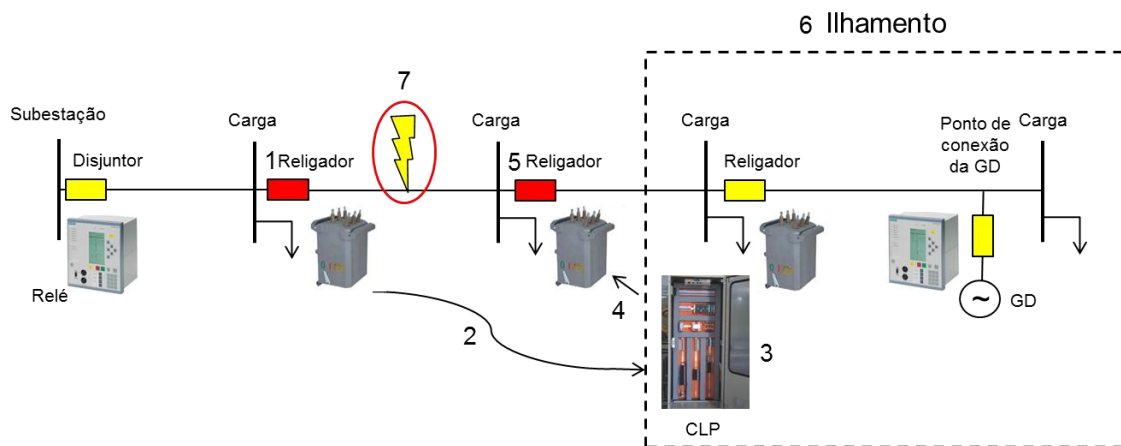


Figura 7: Etapas de funcionamento do SCIA.

Nos tópicos a seguir, cada uma dessas etapas será descrita em termos de requisitos e soluções adotadas.

4.1.1 Detecção do defeito

Se fossem executadas diretamente pela medição de corrente, as detecções de sobrecorrente pelo SCIA necessitariam de uma taxa de envio de dados elevada. A relação entre as medições normais e as que carregariam uma informação de curto-circuito seria muito alta. Dessa forma, o alto volume de dados trafegando na rede de automação poderia piorar seu desempenho quando fosse necessário carregar informações de transfer-trip, piorando o desempenho do SCIA.

Assim, avaliou-se como melhor método garantir a detecção pelos IED's locais, como relés de disjuntores e religadores, da maneira como é feita tradicionalmente em sistemas de distribuição. Esses dispositivos têm como filosofia a medição de sobrecorrente em condições de falta, ou o desbalanço de tensão entre as fases, mas não utilizam nenhuma rede de comunicação para tal. Os ajustes de proteção são feitos através de curvas de temporização, de modo a manter a proteção corretamente ajustada em relação aos defeitos e garantir uma rápida atuação de acordo com a severidade dos mesmos.

Assim, para a detecção do defeito deve-se monitorar o status 'aberto' ou 'fechado' de cada elemento de seccionamento da rede. Uma vez que um dos IED's ordene a abertura do dispositivo de interrupção, esse mesmo sinal que será enviado às bobinas de abertura desses dispositivos será também enviado a uma unidade de controle remota, ligada a meios de comunicação que comunicarão essa informação de modo não solicitado para o controlador regional do SCIA.

É importante notar que em diversos sistemas de distribuição, após a detecção do defeito por um IED, é promovido o religamento automático da rede na ordem de segundos após sua ocorrência. Esse religamento tem como função eliminar faltas transitórias, porém em redes de distribuição com GD pode ocorrer o religamento fora de sincronismo caso esta esteja conectada ao sistema principal. Assim, uma das funções adicionais do SCIA seria controlar esse religamento para que somente seja executado

quando não houver esse risco, ou quando a GD se desconecta do alimentador, ou quando o defeito já tiver sido isolado.

4.1.2 Envio da informação ao controlador regional

Uma vez que se detecte a abertura de um primeiro elemento de proteção através da mudança de status de um elemento de interrupção, o SCIA deve ser informado desse fato pelos IED's, no menor tempo possível. Parte do processo de análise de viabilidade consiste em avaliar qual o meio de comunicação que poderia enviar essa informação num tempo adequado, com um custo aceitável e boa confiabilidade para aplicação em sistemas de distribuição. O item 4.4 aborda mais detalhes sobre o sistema de comunicação.

4.1.3 Processamento da ação a ser tomada

Quando a informação de defeito na rede chega ao SCIA, este deverá tomar decisões de qual o tamanho da microrrede a ser formada, baseado nos estudos dinâmicos feitos previamente. O item 4.5 descreve como essa análise é feita, analisando variáveis de estado da rede medidas pelos IED's. A ideia geral é avaliar a viabilidade do ilhamento por grandezas que representam a qualidade de fornecimento, para garantir que não haverá danos aos consumidores na parte ilhada. Essas variáveis são a frequência da microrrede, o esforço torcional na(s) máquina(s) que alimentam a ilha, e a tensão nas barras do sistema. As grandezas medidas pelos IED's que influenciam o comportamento das variáveis de qualidade são a condição de carga-geração da rede de distribuição e o fluxo de potência no ponto de seccionamento.

O SCIA deverá verificar o maior tamanho possível da microrrede a ser formada, de acordo com medições de geração, carga e fluxo em cada ponto de seccionamento. Os critérios são baseados em estudos feitos antes da implantação do algoritmo no SCIA, que determinam o limite de cada uma das variáveis monitoradas para que a qualidade de fornecimento seja adequada. Esses critérios devem ser inseridos em forma de inequações, que determinam os limites das variáveis monitoradas em relação à possibilidade de formação da ilha em um determinado ponto. Definido o ponto de seccionamento que permita a maior ilha sem violação dos limites de qualidade de fornecimento, e naturalmente sem alimentar um defeito, deve ser enviada a ordem de

abertura do elemento de seccionamento que irá isolar o defeito e formar a ilha. As verificações que justificam as ações do controlador de acordo com os critérios inseridos são feitos antes da falta, pois uma vez que deva ilhar o sistema a única função do SCIA será enviar a ordem de abertura ao melhor elemento determinado na condição pré-falta.

4.1.4 Envio de trip para formação da ilha

Determinados os pontos de seccionamento adequados para formação da ilha, a mesma rede de comunicação que recebeu a informação de abertura do primeiro elemento de interrupção deverá enviar um comando de abertura para os IED's cuja abertura forma a microrrede. Dessa forma deve-se garantir que o sistema de comunicação do SCIA supervisione todos os pontos de seccionamento e que a infraestrutura de automação dos IED's permita que informações de abertura venham de agentes externos. É importante também que o IED emita uma informação de que o comando foi recebido, pois no caso de uma falha ou impossibilidade de comunicação outro cenário de ilhamento pode ser tentado. É importante notar que caso o transfer-trip falhe por alguma razão, o sistema ainda estará protegido. A primeira atuação elimina a contribuição da concessionária e caso a reconfiguração da rede falhe, o fato da máquina alimentar um curto-circuito garantirá a abertura de suas proteções internas.

4.1.5 Atuação da proteção

Esse passo consiste basicamente na recepção do comando de abertura do IED e transmissão para o elemento de interrupção em si. Como dito anteriormente, é importante que haja uma confirmação de que o comando foi recebido e de que a abertura foi realizada com sucesso.

4.1.6 Operação estável em modo ilhado

Nessa etapa a manobra já foi concluída, e espera-se que a rede esteja ilhada dentro de suas possibilidades. Existem diversos fatores que podem tirar a estabilidade da microrrede. Aumentos de carga e novos defeitos, entre outros, podem instabilizar as unidades geradoras. Dessa forma é importante que o sistema se mantenha protegido durante a operação ilhada, utilizando ajustes específicos para essa condição. Essa transição de grupos de proteção será adaptativa uma vez que o SCIA detecte a operação ilhada. Quando isso acontecer deverá ser enviado aos IED's a ordem de mudança dos

ajustes de proteção, que deverão ser previamente estudados e parametrizados de acordo com as contribuições de curto-circuito advindas da GD.

4.1.7 Correção da rede defeituosa

Uma vez que o sistema estejailhado e a parte defeituosa isolada, as possibilidades são de defeito transitório ou permanente. Imediatamente após a confirmação de operaçãoilhada, ou mesmo da correção do defeito irão ocorrer religamentos automáticos típicos de sistemas de distribuição, em intervalos que variam em ordens de grandeza entre 3 e 30 segundos. O religamento automático para eliminação de defeitos temporários é característica fundamental para manutenção dos bons índices de qualidade da rede. Porém, se a GD estiver conectada, existe o risco de fechamento fora de sincronismo que é extremamente danoso em geradores conectados eletromecanicamente. Por essa razão, é necessário um intertravamento entre a função de religamento da subestação e a confirmação de sucesso do ilhamento pelo SCIA, bloqueando o religamento caso não haja essa confirmação.

Caso o defeito seja transitório, as operações de religamento podem reenergizar a rede com sucesso. No caso de um defeito permanente, o SCIA deverá enviar um alarme às equipes de manutenção e operação responsáveis, para que estas se dirijam ao local e reparem o trecho defeituoso.

4.1.8 Reestabelecimento da condição normal

Logo que o reparo seja feito, e o trecho interrompido seja reenergizado, o sistema está pronto para sair do modo ilhado e ser novamente conectado à distribuidora. O SCIA pode comandar esse processo de diversas formas. Utilizando relés de sincronismo na rede ou desconectando a GD para que ela mesma se sincronize são alternativas diferentes de resolver o mesmo problema.

Descritas as funções executadas pelo SCIA durante todo o processo de formação de uma microrrede, serão mostrados os estudos necessários para que esses passos possam ser feitos com segurança e confiabilidade.

4.2 Cargas, gerações e seccionabilidade

O primeiro fator que se analisa ao considerar o ilhamento de redes de distribuição alimentadas por GD é quanto da carga pode ser suprida pela GD. Devem ser avaliados os montantes de carga ligados aos mesmos alimentadores da GD e a exportação típica das usinas, considerando que ambos os fatores tem natureza variável. No caso específico de PCH's ou outras grandes usinas conectadas em MT, é provável que a potência de geração seja suficiente para suprir parcela significativa das cargas de um alimentador típico de média tensão.

Uma vez avaliada a capacidade máxima de suprimento da carga, deve-se considerar o nível de seccionabilidade da rede. Para que o método seja bem-sucedido, é importante que cada bloco de carga seja bem definido e seccionável, podendo controlar os patamares de carga que serão alimentados. Em alimentadores urbanos de MT, a carga é bem distribuída ao longo de sua extensão, sendo representada por transformadores MT/BT que alimentam grupos de pequenos clientes ou mesmo um cliente apenas que recebe em MT. Já em alimentadores rurais, os blocos de carga seriam subestações rurais conectadas por religadores, representando mais carga menos distribuída, com os blocos melhor definidos. Principalmente em redes aéreas, os religadores são os elementos seccionáveis da carga e os principais atuadores do sistema proposto. Controlando a abertura e fechamento dos mesmos, além de isolar o defeito pode-se controlar a carga que será alimentada pela PCH. Mesmo para sistemas com a carga mais distribuída, é possível instalar esses equipamentos de modo a formar os blocos de carga desejados, estudando a carga distribuída nesse trecho como um bloco.

Deve-se atentar que a cada elemento seccionador, aumenta-se a dificuldade de coordenação da proteção, de forma que deve ser escolhido um número ótimo desses elementos. Esse número não deve ser tão grande que não permita a coordenação da proteção dos religadores em modo não supervisionado, porém deve ser suficiente para que se obtenha uma flexibilidade geração da GD, de acordo com sua capacidade. É interessante que haja tantos seccionadores quanto possível, pois uma vez que o isolamento do defeito é feito através desses, uma maior quantidade implica em um trecho menor que é impedido. Um bom ponto de partida é analisar os equipamentos que já existem no alimentador considerado e analisar quanto de carga esses seccionam.

4.3 Estudos de curto-circuito em regime permanente

Antes de outros estudos, é necessário que se faça o estudo de coordenação das proteções dos religadores. Esse será um parâmetro de contorno para as simulações dinâmicas, pois deve ser considerado quanto tempo o gerador alimenta o curto-circuito tanto antes quanto depois do ilhamento, até o isolamento da região defeituosa. Dessa forma o tempo de coordenação deve ser o menor possível para que aumentem as chances de sucesso de ilhamento do sistema. O critério que será utilizado no estudo de caso para coordenação é de 300ms entre o tempo de abertura dos equipamentos de proteção. Cada ponto de seccionamento funciona independentemente e se adequadamente ajustado abre o elemento imediatamente a montante do defeito.

As correntes de curto-circuito provenientes dos geradores distribuídos serão sempre significativamente menores do que a contribuição do sistema interligado da concessionária. Assim em modo ilhado surge a necessidade de que sejam praticados ajustes de proteção diferentes do modo conectado à rede. Essa transição de ajustes deve ser feita de maneira ativa, sendo imposta pelo controlador regional, pois somente detectando-se a direção do fluxo haveria problemas na detecção quando a GD estivesse alimentando uma porção grande da rede. Como o SCIA é responsável por mudar os ajustes pelo controlador regional, deve-se garantir que os IED's supervisionados possam ser ordenados a trocar seu grupo de ajustes por ordens externas, mantendo o segundo grupo já parametrizado.

Feito o estudo de proteção, garante-se que o primeiro religador a abrir será aquele imediatamente à montante do defeito e que a rede continuará protegida mesmo durante o ilhamento. Nesse ponto é importante notar que mesmo que o SCIA falhe deve-se contar com a proteção interna do gerador e com a proteção de acoplamento. Estas proteções devem ser parametrizadas de modo coordenado com a proteção da rede, considerando também o tempo de atuação do SCIA, mas devem continuar atuantes caso o defeito seja alimentado por tempo prolongado, em caso de falha de algum elemento do SCIA.

É essencial que se ajustem as proteções internas dos geradores de forma a permitir que as máquinas passem pelos transitórios do ilhamento sem desacoplar do trecho a ser

ilhado. Como essas proteções não estão sob responsabilidade direta da distribuidora, deve-se entrar em acordo e informar o proprietário da GD sobre a possibilidade de operaçãoilhada e sugerir os ajustes necessários. Igualmente, a proteção de acoplamento deverá ser menos sensível para os casos em que há possibilidade de ilhamento intencional do que quando essa condição não é prevista. Como o objetivo mais comum da proteção de acoplamento é o anti-ilhamento, os ajustes são parametrizados para que um transitório inerente a essa condição seja detectado e as usinas desconectadas, mesmo em condições equilibradas de carga e geração. Por outro lado, grandes ‘mismatches’ de potência exigirão das máquinas um comportamento dinâmico mais acentuado, sendo o limite físico transitório da máquina também uma condição de contorno para o problema, devendo a proteção do gerador resguarda-lo contra eventuais efeitos danosos.

4.4 Aspectos físicos do SCIA

Como condição de contorno para o sucesso do ilhamento, deve-se avaliar o tempo necessário para execução das ações do SCIA. Essa sequência de ações será determinada, como dito anteriormente, na condição pré-falta de acordo com a carga, geração e fluxo no ponto de seccionamento. Assim a única função do controlador quando ocorrer o defeito é transmitir os comandos pertinentes de acordo com a o ponto que abriu devido à falta.

Os estudos que avaliam a viabilidade do ilhamento analisam a resposta da rede ao defeito e as manobras que resultarão no ilhamento, sendo influenciados pelo tempo de envio dos dados que precisarão ser transmitidos. Assim, a viabilidade do ilhamento automático em campo depende de fatores de tecnologia de informação que devem ser levados em conta. Esse item mostrará como avaliar esse tempo de transmissão de acordo com o sistema implementado.

Os principais fatores que devem ser considerados para a escolha da infraestrutura de TI são:

- O meio físico a ser utilizado;
- A linguagem de comunicação;
- O algoritmo de automação;
- O custo-benefício da solução.

Neste item são discutidos os três primeiros itens e posteriormente no item 5.6 será feita uma avaliação de retorno financeiro para a aplicação do projeto no estudo de caso.

4.4.1 Meio físico de comunicação a ser utilizado

Dadas as características dos meios físicos descritos no capítulo 3, percebe-se que geralmente o melhor custo-benefício que atenderia critérios de velocidade e resiliência para comunicar pontos a serem supervisionados num sistema de distribuição será utilizando pontos de rádio digital diretamente. Para isso deve ser estudada a topologia geográfica do local, de modo a garantir que os pontos tenham visada eletromagnética entre si.

A utilização de fibra ótica ou comunicação serial é o meio mais adequado para comunicar os IED's e os rádios em ambientes próximos e protegidos, e a partir desses transmitir as informações por longas distâncias. Para que essa interface seja feita, é necessário investigar quais equipamentos já existem na rede de distribuição, e se são dotados de controladores ou relés que aceitam essa interface com os meios físicos de comunicação em relação à disponibilidade de portas de comunicação e linguagem de comunicação dos componentes.

4.4.2 Linguagens de comunicação

Para que os IED's se comuniquem, eles precisam entender uma linguagem de comunicação em comum, ou receber informações que decodifiquem as linguagens de um dispositivo para outro. Dessa forma, o passo posterior à verificação da interface física de comunicação, é verificar se os equipamentos conseguem se comunicar diretamente entre si ou necessitam de decodificação.

Atualmente os equipamentos utilizados em sistemas de potência possuem ampla capacidade de automação, para que sejam integrados a um sistema de controle. Porém os equipamentos mais antigos possuíam componentes eletromecânicos e não digitais, dificultando a interface com a automação. Por esse motivo deve-se verificar se todos os equipamentos a serem supervisionados estejam aptos a enviar e receber mensagens em um protocolo em comum.

4.4.3 Algoritmo de automação

Verificando-se a capacidade de automação, deve ser definido o algoritmo a ser executado no SCIA, garantindo que a tomada de decisões seja feita de forma correta e rápida o suficiente. A velocidade de um sistema SCADA está diretamente atrelada ao número de pontos a serem supervisionados e à rapidez de processamento das informações. Dessa forma deve ser determinado um algoritmo com complexidade baixa para não inviabilizar o esquema de teleproteção.

O algoritmo consiste em definir a rotina que será feita uma vez detectado o defeito, aplicando as funcionalidades do SCIA definidas no item 4.1.

A detecção do defeito e separação da concessionária é executada pelos IED's e ajustada no estudo de curto-circuito em regime permanente, sendo uma função local. Os envios de informação ao controlador regional e de comandos de abertura para formação da ilha entre outros, são parte do projeto de infraestrutura de comunicação do SCIA.

Essa sequência de decisões e atuações de dispositivos deve ser totalmente implementada no controlador regional, definindo o algoritmo para ilhamento automático. O algoritmo é específico para cada implementação do SCIA, pois depende das características da rede sendo controlada. No capítulo 5, seção 5.5.2, será apresentado o algoritmo desenvolvido para o estudo de caso.

4.5 Estudos dinâmicos

Uma vez levantados os dados físicos e de proteção da rede, deve ser feito o estudo dinâmico da resposta da rede ao ilhamento. Os limites de esforço torcional da máquina, a manutenção do sincronismo com a rede, os limites de frequência durante as oscilações promovidas pela manobra e a tensão em regimes transitório e permanente são variáveis cujos limites determinam se a formação de uma microrrede é ou não viável.

Para garantia da viabilidade do ilhamento automático, devem ser encontrados os limites máximo e mínimo de geração para cada condição de carregamento, sendo os principais limites a serem respeitados:

- Manutenção de tensão adequada em regime permanente;
- Limite de sobrefrequência para geração máxima;
- Limite de subfrequência para geração mínima;

- Manutenção de sincronismo com a rede;
- Diferença de carga e geração sem causar esforço torcional excessivo;
- Limite adequado de tensão transitória;

Esses limites são verificados em diferentes patamares de carga, para diferentes condições de geração. A partir dos pontos limitantes, a estratégia adotada será traçar faixas de viabilidade para geração máxima e mínima em cada patamar de carga. Essa estratégia tem como objetivo simplificar ao máximo a implantação no SCIA, diminuindo seu tempo de atuação por ter baixo custo computacional, por utilizar critérios baseados somente nas leituras de carga e geração para seccionamento em diferentes pontos da rede. Os limites físicos das grandezas que são monitoradas nos estudos dinâmicos (tensão, frequência e esforço torcional), variam em função de condições de carga e geração, trazendo limites correspondentes para as grandezas medidas de carga e geração. A vantagem dessa correspondência é que pela análise de somente um conjunto de grandezas (carga e geração), determina-se a viabilidade do ilhamento que incorpora todas as outras grandezas monitoradas. O resultado é uma implementação mais simples e um custo computacional muito reduzido, proporcionando maior velocidade do SCIA na formação da microrrede.

Cada ponto de seccionamento supervisionado possui uma leitura associada de fluxo, que dependendo do sentido, corresponde à carga à montante desse ponto já alimentada pela GD com excedente de geração, no caso de exportação de potência, ou a um incremento de carga que seria adicionado à GD caso aquele ponto seja seccionado para o ilhamento. Essas informações de fluxo serão determinantes para que o SCIA encontre a carga da microrrede em potencial, e conseqüentemente tomar a decisão de efetuar ou não o ilhamento de acordo com cada ponto de seccionamento. Leituras periódicas, porém não necessariamente instantâneas, permitem ao SCIA determinar qual o melhor ponto de seccionamento na ocorrência do ilhamento, uma vez que seja definida uma lógica de acordo com os resultados dos estudos. O objetivo é fazer uma correspondência entre a carga e geração para cada ponto de seccionamento, permitindo a decisão correta do melhor ponto de seccionamento, tendo como premissa formar a maior ilha possível em caso de falha no sistema de distribuição.

4.5.1 Definição da tensão de referência do regulador de tensão

A primeira questão a ser avaliada nos estudos dinâmicos é o parâmetro de tensão em regime permanente após o ilhamento. Pode-se verificar a tensão que será fornecida aos clientes por estudos de fluxo de potência dinâmica em regime permanente, porém essa abordagem não leva em conta a natureza dinâmica do problema, uma vez que após o ilhamento a tensão no sistema será dada pela atuação do regulador de tensão da máquina de forma responsiva. Assim, somente através de simulações dinâmicas pode-se determinar a tensão após o ilhamento, porém antes do ajuste de um operador, uma vez que essas simulações levam em conta a atuação do regulador de tensão da GD e as simulações em regime permanente não. Os estudos de fluxo de potência em regime permanente nos dão os limites de tensão que poderão ser providos pela máquina após a intervenção de um operador da usina. Porém são os estudos dinâmicos que mostrarão a atuação do regulador de tensão e em que patamar a tensão será estabilizada, até que haja intervenção humana nesse ajuste.

Caso o comportamento da tensão seja insatisfatório, é possível determinar ajustes em parâmetros como a tensão de referência do regulador de tensão da máquina, para adequar o fornecimento a valores adequados para os clientes em cada patamar de carga. Vale notar que segundo o PRODIST [37] a concessionária tem a prerrogativa de determinar a tensão de uma PCH para cada um dos seus patamares de carga, assim como em qual horário será definido cada um desses patamares. Porém isso não implica em acesso direto ao controlador de tensão da usina, visto que esse controle poderá ser feito manualmente por um operador. Assim, novamente deve haver uma interação entre a concessionária e o responsável pela GD, para entrar em acordo sobre esses ajustes.

4.5.2 Variações de grandezas durante a formação da microrrede

Dado o parâmetro de tensão de referência que a máquina deverá obedecer, o próximo passo é analisar os limites de frequência que devem ser obedecidos. Devem ser considerados os limites do PRODIST e os da GD, dados pelo fabricante. Cada patamar de carga e cada ponto de seccionamento terá um comportamento dinâmico diferente. Desse modo deverão ser feitas para cada ponto de seccionamento, em cada patamar de carga, simulações sucessivas até que se encontre o limite máximo e mínimo de geração para que aquele ponto atenda ao limite de frequência imposto. Como essas gerações

máxima e mínima variam de acordo com a carga, como será mostrado adiante no estudo de caso, e levando-se em conta que a carga varia de forma contínua e não em patamares discretos como são feitas as simulações, deverão ser encontradas inequações que determinem esses limites para qualquer condição de carga e geração, e não somente nos pontos simulados. Essas inequações devem definir limites máximos e mínimos de geração para cada ponto de carga, definindo assim uma faixa de viabilidade de ilhamento, sendo essa faixa utilizada pelo SCIA para avaliação da viabilidade da formação da microrrede.

Apenas uma das leituras, carga ou geração, poderão ser enviadas ao controlador em adição às leituras de fluxo de potência no ponto de seccionamento, caso um desses dados não seja disponível para ser medido diretamente. Considerando o fluxo no sentido convencional, ou seja, da subestação para a ponta do alimentador, como um valor positivo, se não temos a leitura de carga de um determinado bloco diretamente, podem ser lidos apenas os fluxos e a geração, e o controlador se encarrega de calcular a carga da microrrede.

5 ESTUDO DE CASO REAL

O estudo de caso para aplicação da metodologia de aplicação do SCIA para ilhamento automático será uma PCH conectada no sistema de média tensão rural da concessionária Light, no interior do estado do Rio de Janeiro. A PCH Areal está localizada na cidade de Santa Rita de Jacutinga no estado de Minas Gerais. A partir de sua subestação, se estende por aproximadamente 12km um alimentador de 25kV até seu ponto de conexão na região de Valença, no interior do estado do Rio de Janeiro. Esse ponto fica na extremidade do alimentador chamado LSA Tamandaré, também na tensão de 25kV, que se estende por mais 40km até a subestação SETD Santa Cecília, que fornece energia a esse alimentador. Ao longo desse percurso estão ligados além da PCH, quatro subestações de distribuição suprindo pequenas cidades rurais e um cliente em média tensão. A região geográfica do estudo está mostrada na Figura 8:

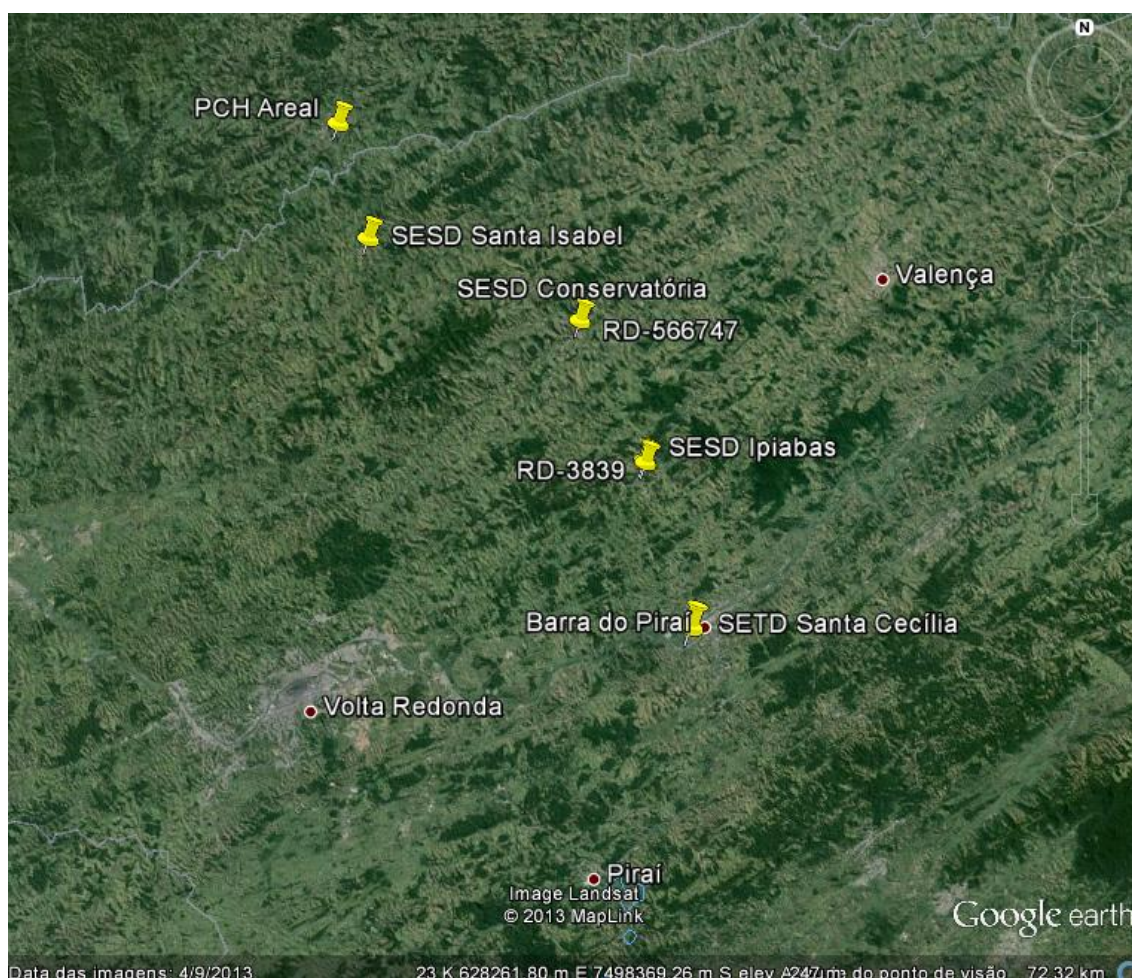


Figura 8: Região geográfica do estudo de caso.

Por ser uma região rural, há grande arborização ao longo de toda extensão do circuito que contribui para faltas mais frequentes. A grande extensão do circuito, passando por áreas nem sempre de fácil acesso, sem arruamento e ao longo de montanhas e vales é outro fator crítico para continuidade do fornecimento. Esse fator geográfico leva à demora na detecção dos pontos de falta que pode ser da ordem de várias horas. Mesmo quando a detecção é feita, não há recursos para manobras nessa região que permitam alimentação parcial do circuito, sendo necessário restabelecer a integridade da rede antes de alimentá-la a jusante do ponto de seccionamento, mesmo em caso de manutenção programada. Essas condições motivaram a aplicação do ilhamento automático para a região devido aos elevados índices de DEC e FEC.

Nesse estudo de caso primeiramente será feita uma avaliação geral da rede considerada, para verificar a compatibilidade entre carga e geração e a melhor localização dos pontos de seccionamento.

Posteriormente é estudado o nível de curto-circuito em regime permanente, determinante para ajustar os dispositivos de proteção ao longo da linha obtendo coordenação e seletividade de forma a isolar corretamente o defeito. O tempo de atuação da proteção para cada ponto de falta será uma condição de contorno para os estudos dinâmicos.

O retardo no comando do ‘transfer-trip’ para isolar a falta é o segundo parâmetro temporal que será dado de entrada para as simulações dinâmicas. Assim o próximo passo será definir o projeto de infraestrutura de comunicação. Além dos requisitos temporais, há um problema físico para garantir essa transmissão de informações com confiabilidade e custo viável de aplicação para a rede.

Uma vez que os tempos de atuação da proteção e do SCIA estejam determinados, serão feitas simulações dinâmicas representando o comportamento da rede de distribuição sob falta quando da atuação desses sistemas. As simulações dinâmicas permitem concluir o ponto operativo no qual pode ser formada uma microrrede sem descontinuidade de fornecimento aos clientes que ficariam ilhados na parte íntegra do circuito.

Finalmente, sendo possível fisicamente que o ilhamento ocorra e determinadas as condições de proteção e automação necessárias para a aplicação em campo, a

viabilidade econômica do projeto é a última barreira para sua implantação. Determinando o benefício econômico atrelado à melhoria dos índices de continuidade de fornecimento na região, pode-se avaliar que tipo de tecnologia deverá ser utilizada para manter o projeto viável e lucrativo como forma de investimento.

5.1 Avaliação de carga, geração e seccionabilidade

Ao longo do alimentador existem religadores que serão os elementos seccionadores para a operação ilhada. Sua função primária é abrir o circuito em caso de falta à jusante e após essa abertura tentar restabelecer o sistema em caso de falta momentânea. No estudo de caso eles são IED's supervisionados, análogos a agentes locais de um MAS. Esses equipamentos possuem capacidade de comunicação e implementação de automação, características cruciais para a realização do projeto. Também será considerado um IED com as mesmas funções do religador, o disjuntor com relé na subestação SETD Santa Cecília.

A demanda máxima do alimentador no qual está conectada a PCH Areal, deve ser calculada através da soma das cargas das subestações alimentadas pela linha LSA Tamandaré. A Tabela 7 mostra as demandas máximas individuais consideradas para as subestações conectadas.

Tabela 7: Cargas no alimentador da PCH Areal

Subestação	Carga (MVA)	Carga (MW)	Carga (MVA_r)
SantaIsabel (STI)	0,80	0,64	0,48
Conservatória (CVT)	1,70	1,36	0,68
Ipiabas (IPB)	1,50	1,20	0,60
Belvedere (BVD)	0,40	0,32	0,16

A Figura 9 mostra a localização relativa dos elementos de seccionamento e a carga em cada um dos blocos de carga. Foi projetado mais um religador (RD-Proj), que não existe em campo atualmente, de modo a aumentar a efetividade do projeto.

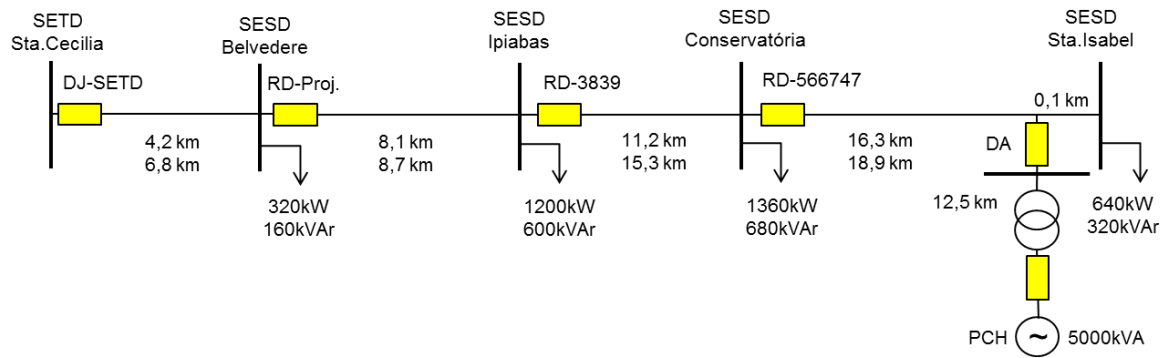


Figura 9: Cargas, geração e elementos de seccionamento, com suas distâncias entre si.

A usina é composta por duas turbinas, uma turbina principal com 5MVA e uma secundária com 500kVA somando uma potência de geração total de 5,5MVA. Essa potência é suficiente para alimentar as quatro subestações rurais de distribuição que compartilham seu alimentador.

Dessa forma vemos que a princípio há capacidade nominal de potência para que a carga do alimentador seja suprida pela PCH. Em todos os estudos serão considerados 3 patamares de carga, sendo a pesada com 100%, a média com 66% e a leve com 33% do carregamento máximo mostrado na Tabela 7.

5.2 Estudos de curto-circuito em regime permanente

A ferramenta usada para verificar os níveis de curto-circuito estático foi o programa ASPEN [65], amplamente aplicado para ajustar a proteção de diversos elementos na Light.

Foram simulados seis curtos-circuitos nos locais mostrados na Figura 10, assim como os equipamentos a serem coordenados e níveis de curto-circuito nas barras:

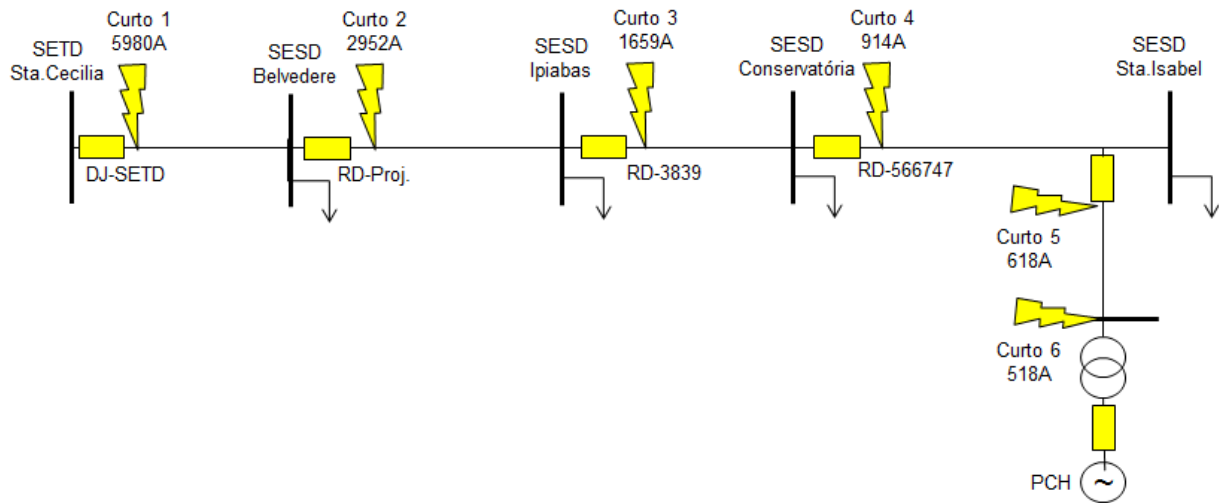


Figura 10: Dados do estudo de curto-circuito estático.

A proteção deve ser ajustada considerando as filosofias de coordenação e seletividade. Seletividade significa que o elemento imediatamente à montante do defeito será aberto, sem interferir com a parte íntegra de determinado sistema elétrico. Coordenação consiste em dispor elementos de proteção em série com espaçamento de tempo grande o suficiente para que na ocorrência de uma falta, somente o elemento imediatamente à montante do defeito seja aberto, garantindo assim a seletividade da proteção. As demais manobras decorrentes dessa abertura, ponto de partida para o processo de ilhamento, serão realizadas pelo SCIA, num processo descrito no item 4.1.

Os ajustes de proteção foram determinados para que em caso de curto, caso o elemento imediatamente à montante do defeito não abra instantaneamente, seu tempo de atuação será de no máximo 300ms. Caso a abertura seja promovida pelo ajuste instantâneo, garante-se o tempo de coordenação de no mínimo 300ms para o elemento à montante do que abriu instantaneamente. Caso um dos dispositivos falhe, o elemento de backup imediatamente à montante abrirá em no máximo 600ms. Os curtos simulados foram todos trifásicos. Para curtos bifásicos a proteção continua coordenada, com intensidades menores e tempos de atuação levemente maiores. Para curtos monofásicos, a corrente de falta é bem menor, porém considera-se que o método de detecção seria por sobrecorrente de neutro (ANSI 50/51N) ou deslocamento de neutro (ANSI 59G). A rede de distribuição é a três fios, sendo os transformadores da usina e da subestação SETD Santa Cecília conectados em Y- Δ com o Δ para o lado da concessionária.

As correntes de curto-circuito trifásico, bifásico e monofásico franco são mostradas na Tabela 8:

Tabela 8: Correntes de curto-circuito conforme a Figura 10.

Correntes de curto-circuito (A)	Curto 1	Curto 2	Curto 3	Curto 4	Curto 5	Curto 6
Trifásico	5980	2952	1659	914	618	518
Bifásico	5179	2557	1437	792	535	449
Monofásico	5357	1552	825	401	250	220

As Figuras 11 a 16, mostram as curvas de ajuste com os curtos simulados no programa em cada um dos seis curtos-circuitos e os tempos de atuação dos elementos. Ao final serão mostrados os ajustes utilizados e os tempos de atuação.

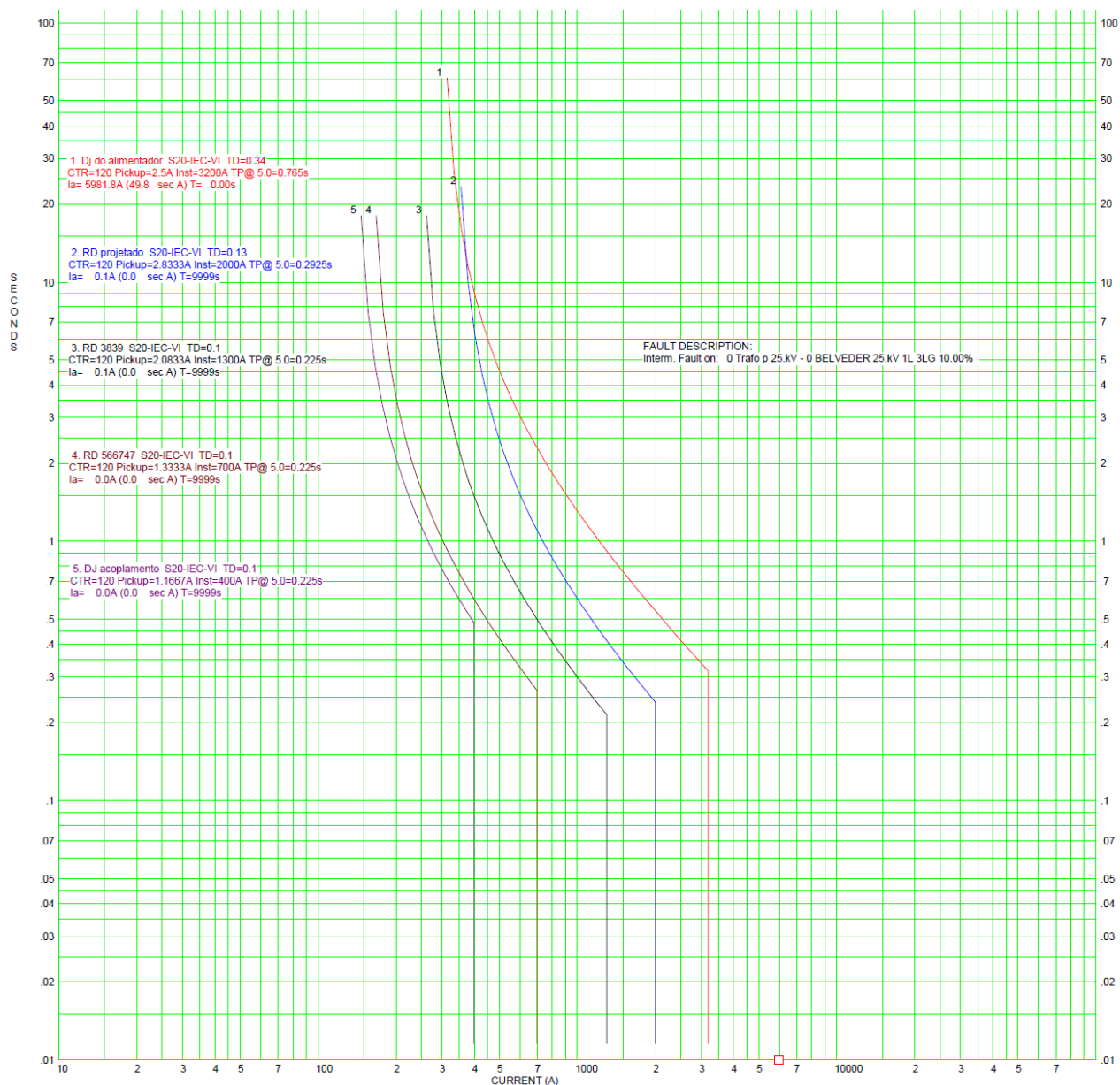


Figura 11: Curvas e tempos de atuação para o curto-circuito 1.

A Figura 11 mostra a interface de saída do programa com os resultados de um curto a 10% da linha. A intensidade do curto pode ser verificada pelo pequeno quadrado no eixo da corrente. Os tempos de atuação são mostrados à esquerda numerados de 1 a 5. Que são respectivamente, o disjuntor do alimentador na subestação (DJ-SETD), 3 religadores logo à jusante de Belvedere (RD-Proj), Ipiabas (RD-3839) e Conservatória (RD-566747) e o disjuntor de acoplamento do alimentador de interligação da usina (DA), logo à jusante de Santa Isabel. Percebe-se que o único elemento a atuar é o disjuntor da subestação, no ajuste instantâneo, como esperado.

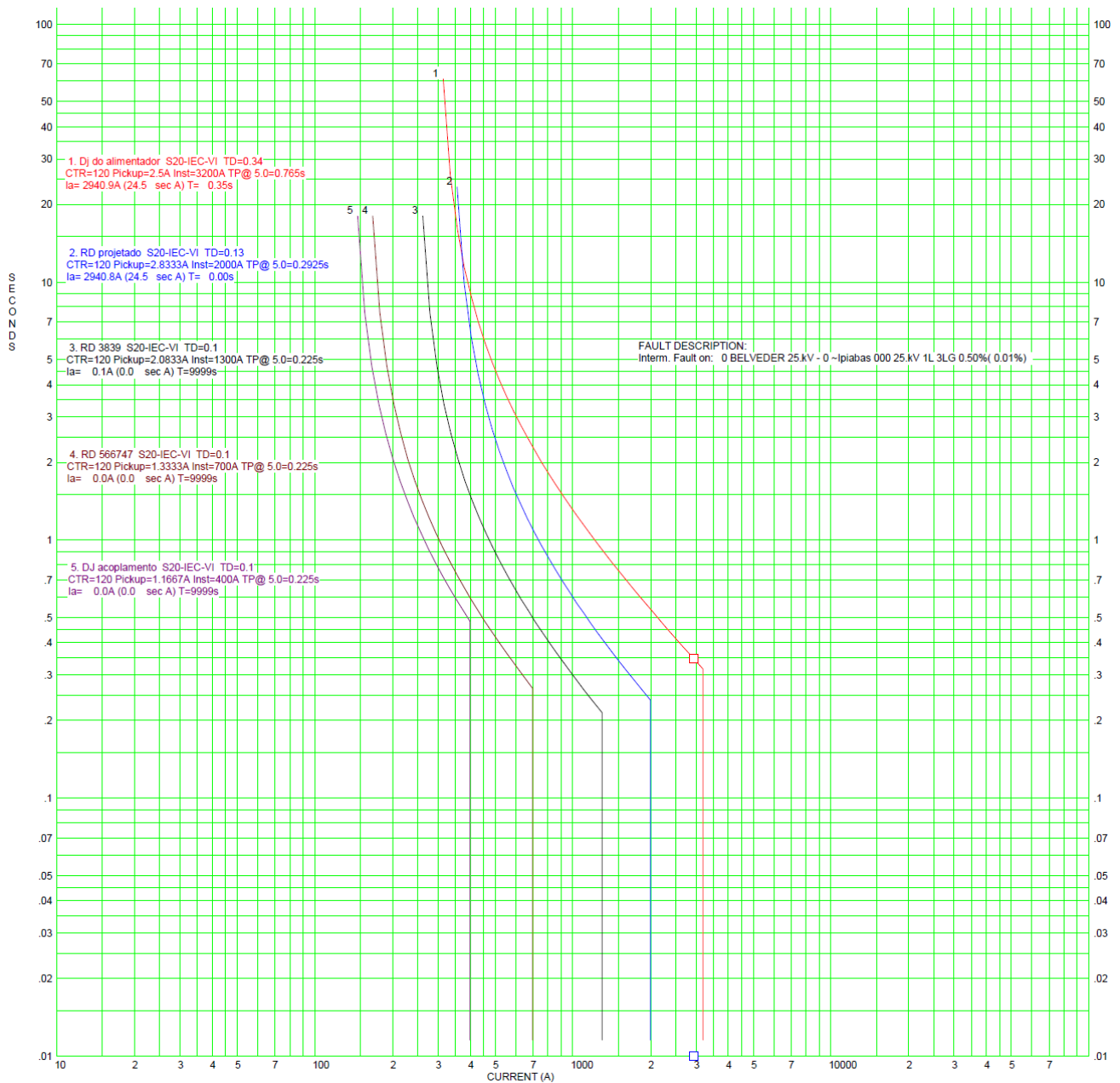


Figura 12: Curvas e tempos de atuação para o curto-circuito 2.

O curto-circuito 2 é mostrado na Figura 12. Ele ocorre imediatamente à jusante do religador projetado (RD-Proj.), logo após a subestação Belvedere. Esse local foi escolhido para mostrar que se o curto fosse logo a montante desse religador, o disjuntor da subestação atuaria em 350ms ou menos, respeitando o tempo de coordenação proposto. Pode-se ver também que como o curto foi simulado logo a jusante do religador projetado, este atuaria instantaneamente. O ponto da curva no qual o curto-circuito se localiza pode ser visto pelo quadrado na curva, logo acima do quadrado no eixo da corrente.

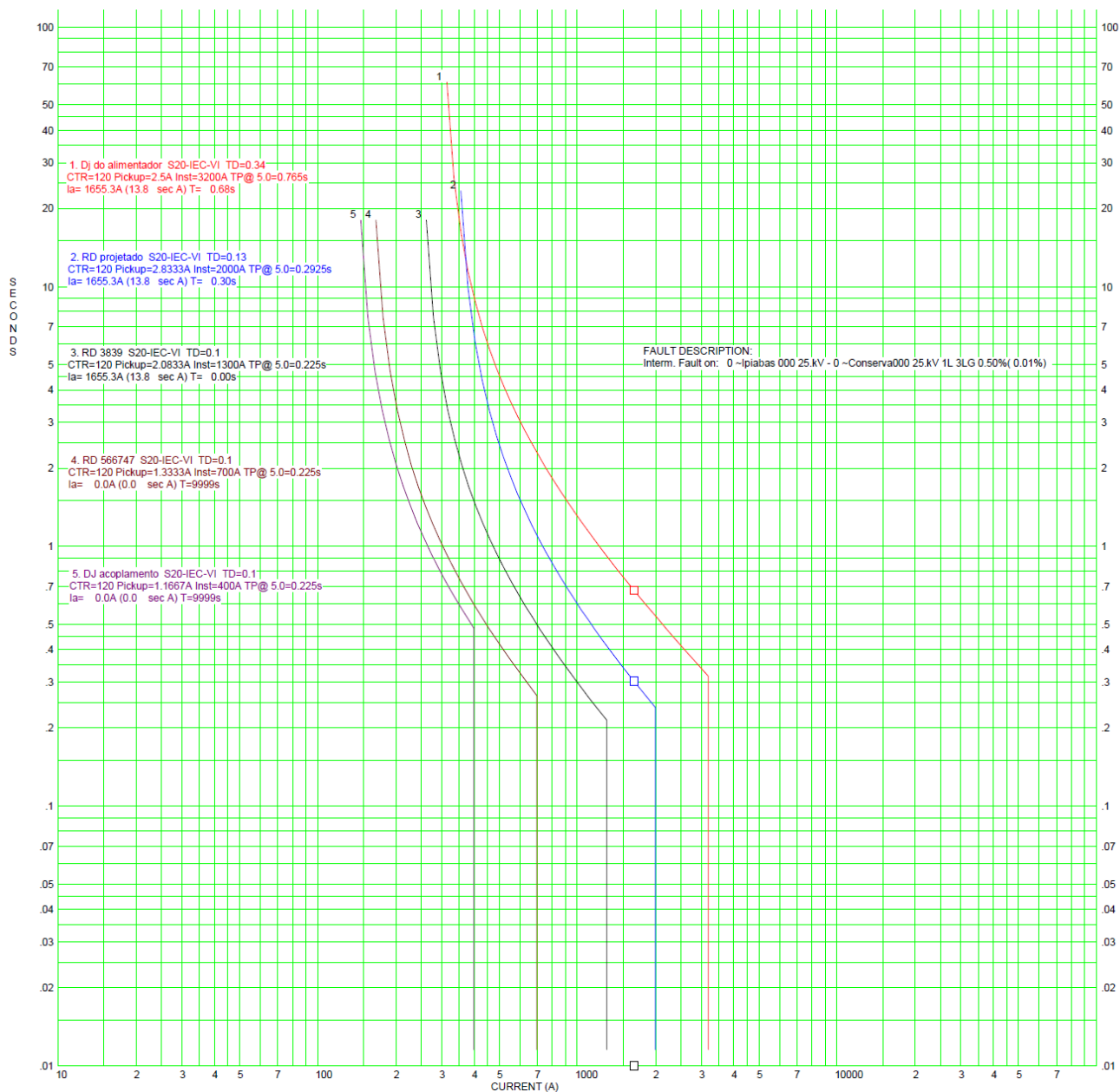


Figura 13: Curvas e tempos de atuação para o curto-circuito 3.

O curto-circuito 3 é feito logo a jusante do religador RD-3839 existente, logo após a subestação Ipiabas, fazendo com que este atue instantaneamente, conforme a Figura 13. Porém, se o curto fosse logo a montante desse religador, o disjuntor projetado que é o primeiro equipamento a montante desse defeito atuaria em 300ms ou menos, respeitando o tempo de coordenação proposto. Percebe-se ainda que caso este falhasse na atuação, por razões diversas como defeito no equipamento ou manutenção, o disjuntor da subestação atuaria em 680ms, um tempo bastante aceitável considerando a magnitude significativamente menor da contribuição de curto-circuito.

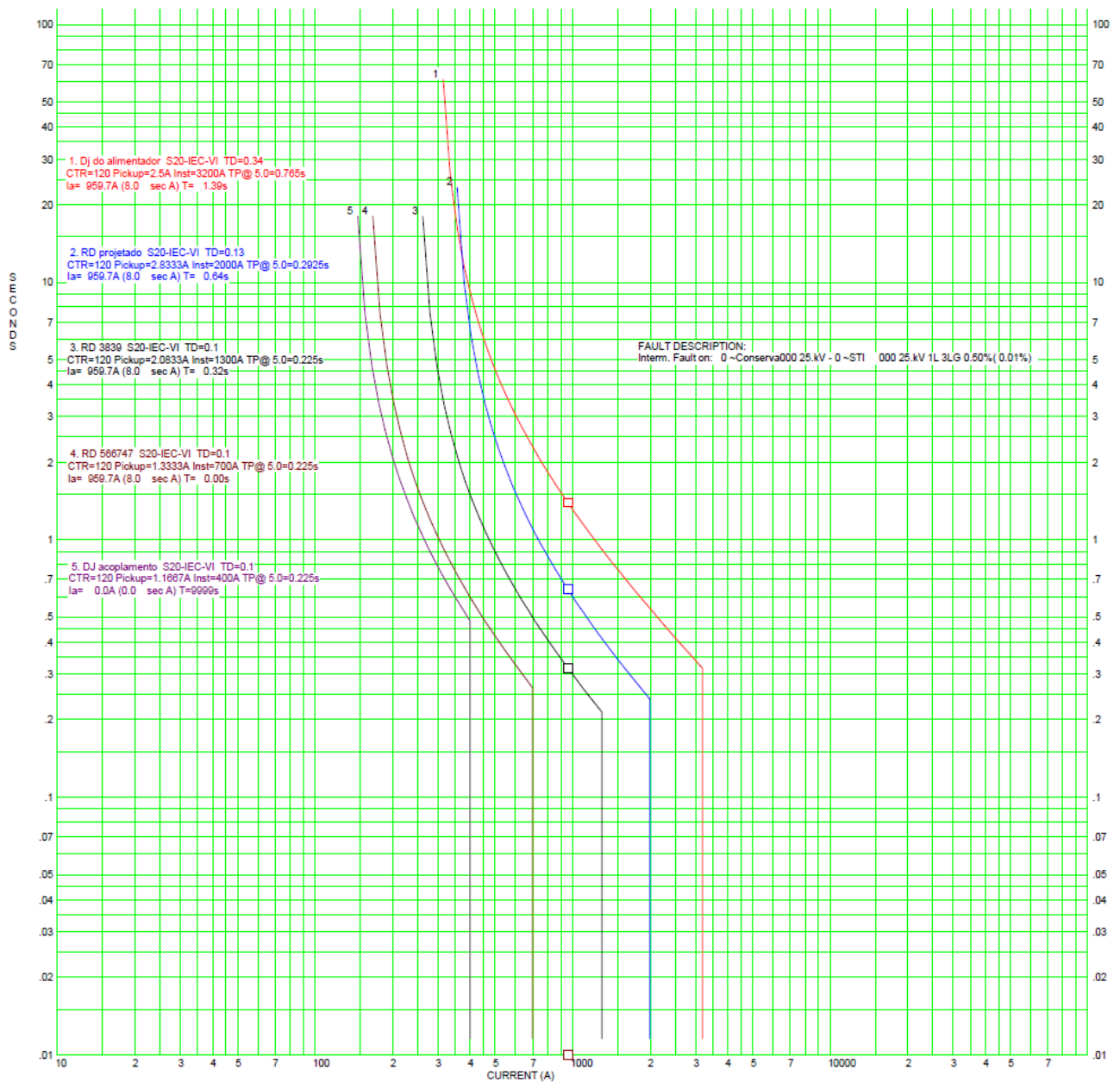


Figura 14: Curvas e tempos de atuação para o curto-circuito 4.

O curto-circuito 4 é simulado logo a jusante do religador RD-566747 existente, logo após a subestação conservatória, fazendo com que este atue instantaneamente, conforme a Figura 14. Se o curto fosse logo a montante desse religador, o RD-3839, primeiro equipamento a montante desse defeito, atuaria em 320ms ou menos, respeitando o tempo de coordenação proposto. Percebe-se ainda que caso este falhasse na atuação o religador projetado atuaria em 640ms, considerado também adequado.

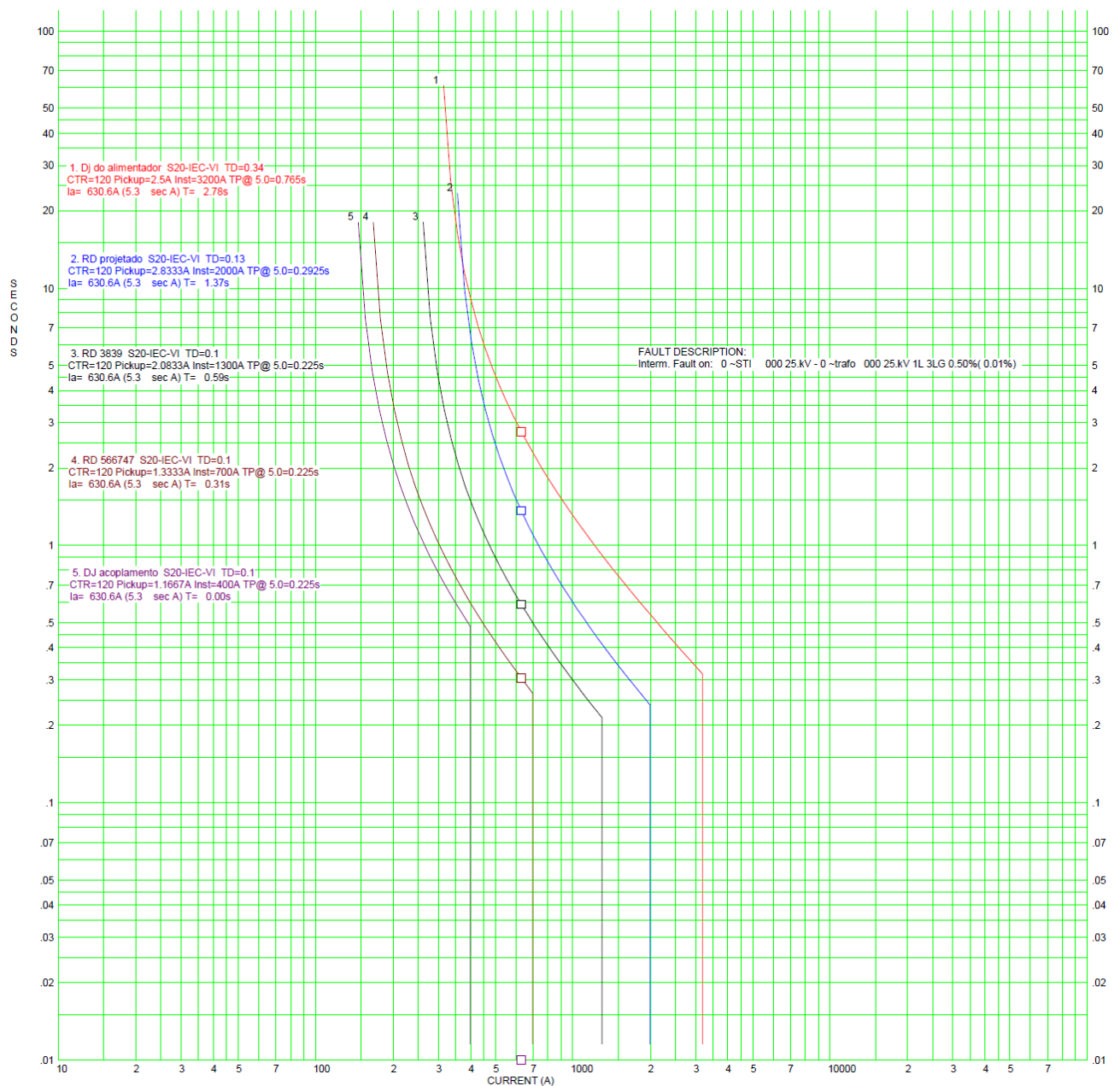


Figura 15: Curvas e tempos de atuação para o curto-circuito 5.

O curto-circuito 5 é simulado logo a jusante do disjuntor de acoplamento do ramal da usina, logo antes da subestação Santa Isabel, fazendo com que este atue instantaneamente, conforme a Figura 15. Se o curto fosse logo a montante desse disjuntor, o RD-566747 atuaria em 310ms ou menos. Caso este falhasse na atuação o RD-3839 atuaria em 590ms. Os quadrados nas curvas mostram o ponto em que o curto-circuito é visto nas mesmas. Percebe-se que mesmo para curtos na extremidade do alimentador, os equipamentos de proteção continuam todos coordenados.

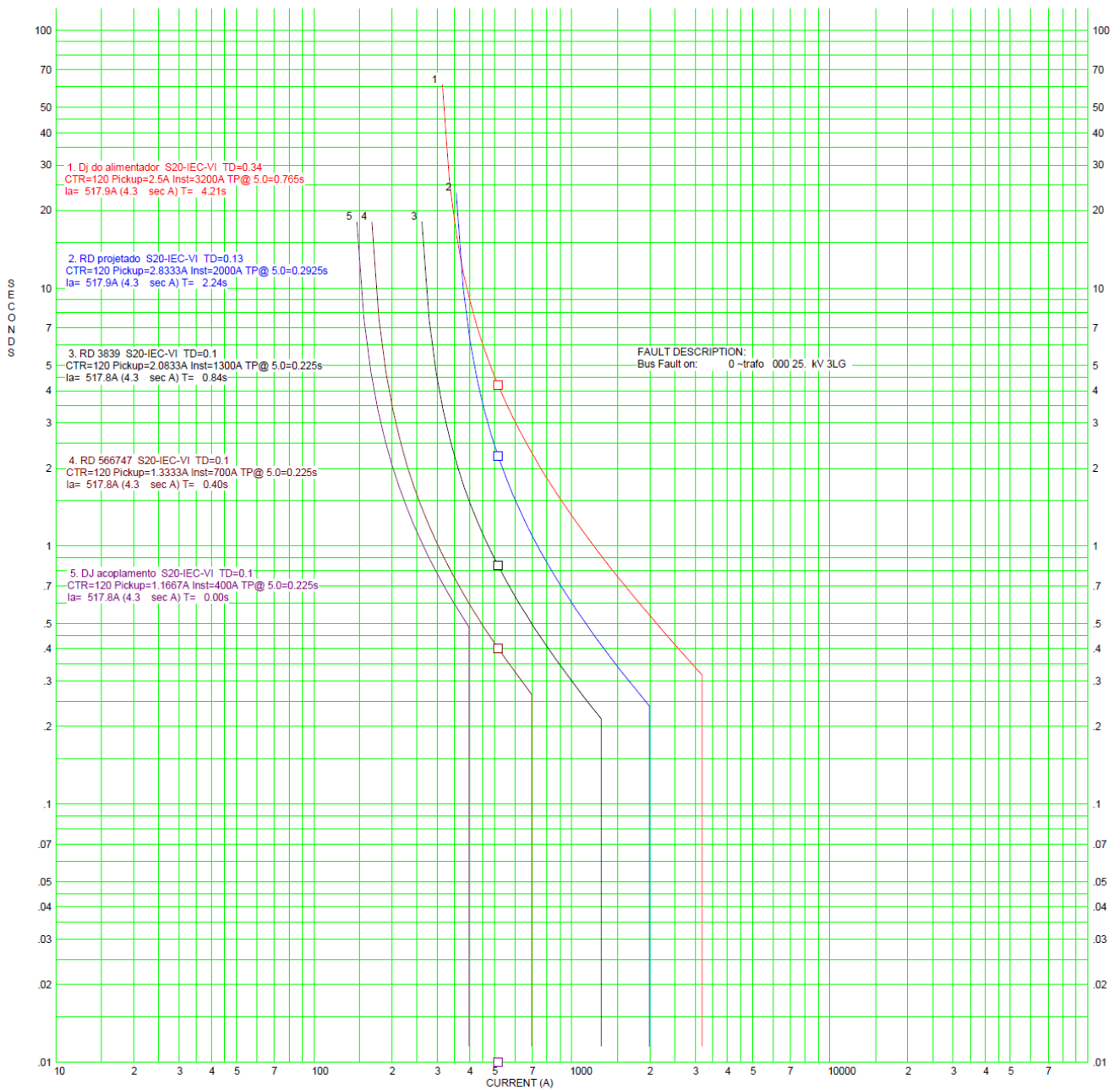


Figura 16: Curvas e tempos de atuação para o curto-circuito 6.

Finalmente, o curto-circuito 5 é simulado no barramento de 25kV da usina. O ajuste do disjuntor de acoplamento é feito para que qualquer defeito no ramal de interligação atue instantaneamente. Caso este falhe na atuação o religador 566747 atua em 400ms. Os quadrados nas curvas da Figura 16 mostram o ponto em que o curto-circuito é visto nas mesmas. Percebe-se que mesmo para curtos na própria usina, os equipamentos de proteção ainda continuam todos coordenados. E que mesmo caso

todos os religadores falhem em quarta contingência, o disjuntor da subestação ainda enxerga o curto-circuito na ponta da linha e atua, com um tempo de 4,21 segundos.

As Tabelas 9 e 10 resumem os ajustes de proteção de sobrecorrente instantâneo e temporizado calculados para essa rede e os tempos de operação esperados para os defeitos simulados e. A curva utilizada para o ajuste temporizado em todos os ajustes foi a IEC/VIT-B, curva de tempo muito inversa.

Tabela 9: Ajustes de proteção de sobrecorrente para cada equipamento.

	Ajuste Instantâneo (A)	Ajuste Temporizado	
		Corrente de Pick-up (A)	Dial de tempo (TD)
Disjuntor da Subestação	3200	300	0,34
Religador Projetado	2000	340	0,13
Religador 3839	1300	250	0,1
Religador 566747	700	160	0,1
Disjuntor de Acoplamento	400	140	0,1

Tabela 10: Tempos de atuação esperados para cada caso de curto-circuito.

	Tempos de atuação (ms)					
	Curto 1	Curto 2	Curto 3	Curto 4	Curto 5	Curto 6
Disjuntor da Subestação	0	350	680	1390	2780	4210
Religador Projetado	-	0	300	640	1370	2240
Religador 3839	-	-	0	320	590	840
Religador 566747	-	-	-	0	310	400
Disjuntor de Acoplamento	-	-	-	-	0	0

Assim, o primeiro parâmetro de tempo para as simulações dinâmicas será de 400ms para atuação da proteção. Esse tempo é constituído pelo tempo máximo de temporização de 300ms como mostrado na tabela 10, e pelo tempo de abertura do equipamento de proteção sensibilizado considerado de 100ms.

Para as simulações dinâmicas, somente é necessário calcular os ajustes em modo conectado à rede, porque essa é a condição que influencia na viabilidade doilhamento. Assim somente serão mostrados os ajustes para esse modo. Porém, é importante notar que as contribuições advindas de GD são geralmente significativamente menores que as do sistema interligado ao qual uma microrrede está conectada. Desta forma os equipamentos devem conter ajustes para cada modo separadamente. Essa transição de

ajustes será feita pelo SCIA de acordo com cada modo de operação dos equipamentos, sendo um tópico abordado no capítulo 3 e no subitem seguinte.

5.3 Arquitetura, IED's e meio físico de telecomunicações.

O SCIA tem como finalidade primária isolar uma falta no alimentador ao qual a PCH Areal está conectada e avaliar se é possível isolar o sistema no modo operativo em que ele se encontra na condição pré-falta.

O meio físico de telecomunicações utilizado será o rádio digital, uma vez que sua implementação atende os requisitos de velocidade, com menor custo e maior confiabilidade. Meios físicos utilizando cabos em postes são contraindicados para essa aplicação, uma vez que frequentemente há dano prolongado aos mesmos, como abalroamento de postes, rompimento de condutores entre outras intempéries. Além disso existem precedentes na aplicação de rádio digital para automação e teleproteção de religadores, como descrito em [62] e [63]. O rádio digital também permite que seja utilizada a tecnologia ponto-multiponto, no qual o controlador central utilizaria rádios com capacidade de supervisionar até 120°, estando em comunicação direta com os rádios direcionais dos equipamentos. Para a concepção do projeto é necessário verificar a topologia do local, mostrada na Figura 17. Percebe-se que por se tratar de uma região montanhosa, se faz necessário instalar o equipamento no topo de uma montanha, de modo a ter visada de comunicação para todos os outros IED's. O controlador por sua vez estará localizado na subestação Conservatória, se comunicando com o rádio central também por um equipamento direcional.

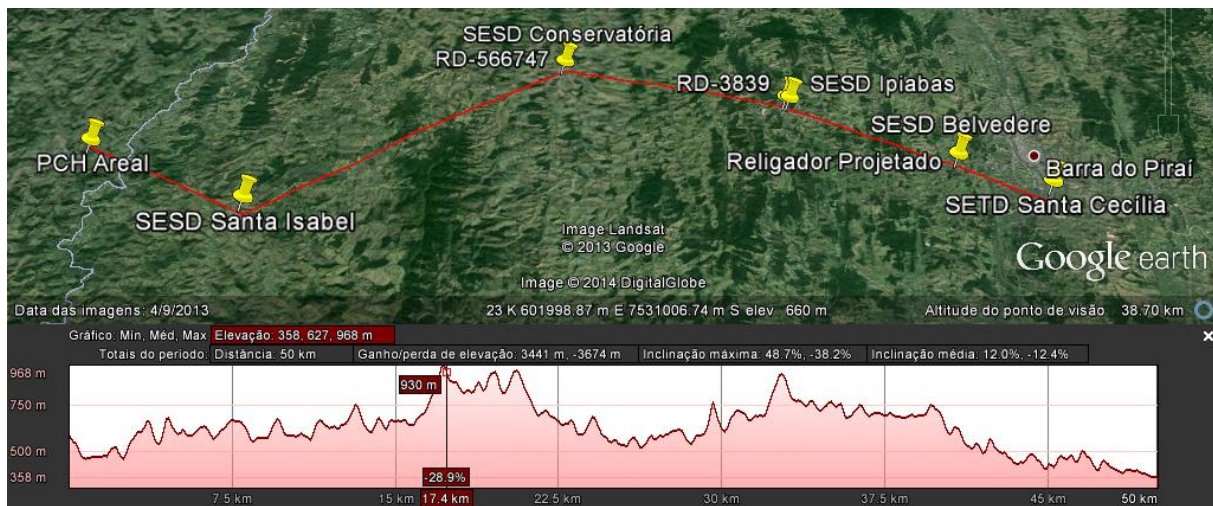


Figura 17: Topologia da região de implantação do projeto e localização dos equipamentos de comunicação.

Os meios físicos de telecomunicação utilizados em curtas distâncias serão fibra óptica ou ethernet, de modo a diminuir o retardo na transmissão de informações ao máximo. Foi verificado que os IED's envolvidos possuem interface óptica, assim como os rádios estudados no benchmark para o projeto.

O envio de dados para o centro de controle SCADA localizado na cidade do Rio de Janeiro seria inviável para o tempo de resposta da proteção, mas atuando localmente é possível atingir velocidades de proteção. Dessa forma, a arquitetura do SCIA será do tipo MAS, organizado da seguinte forma:

- Os controladores locais serão os religadores e relés dos disjuntores, responsáveis por enviar medições de fluxo de potência e informar instantaneamente quando ocorre sua abertura. Além disso, são necessários os dados da geração, que podem ser extraídos do religador do cliente, ou do medidor de qualidade instalado na usina;

- O controlador regional, localizado em Conservatória, será responsável por avaliar a capacidade de ilhamento e promover as manobras necessárias para tal, supervisionando o alimentador como um todo;

- Acima do controlador regional fica o sistema SCADA da distribuidora, que tem prioridade sobre as manobras e pode ordenar abertura, fechamento, ilhamento intencional entre outras funções que serão descritas no item 5.5. Pela questão do tempo de transmissão da informação, as funções de teleproteção são realizadas localmente no SCIA.

A Figura 18 mostra os fluxos de informação, de forma a cumprir as etapas do ilhamento automático.

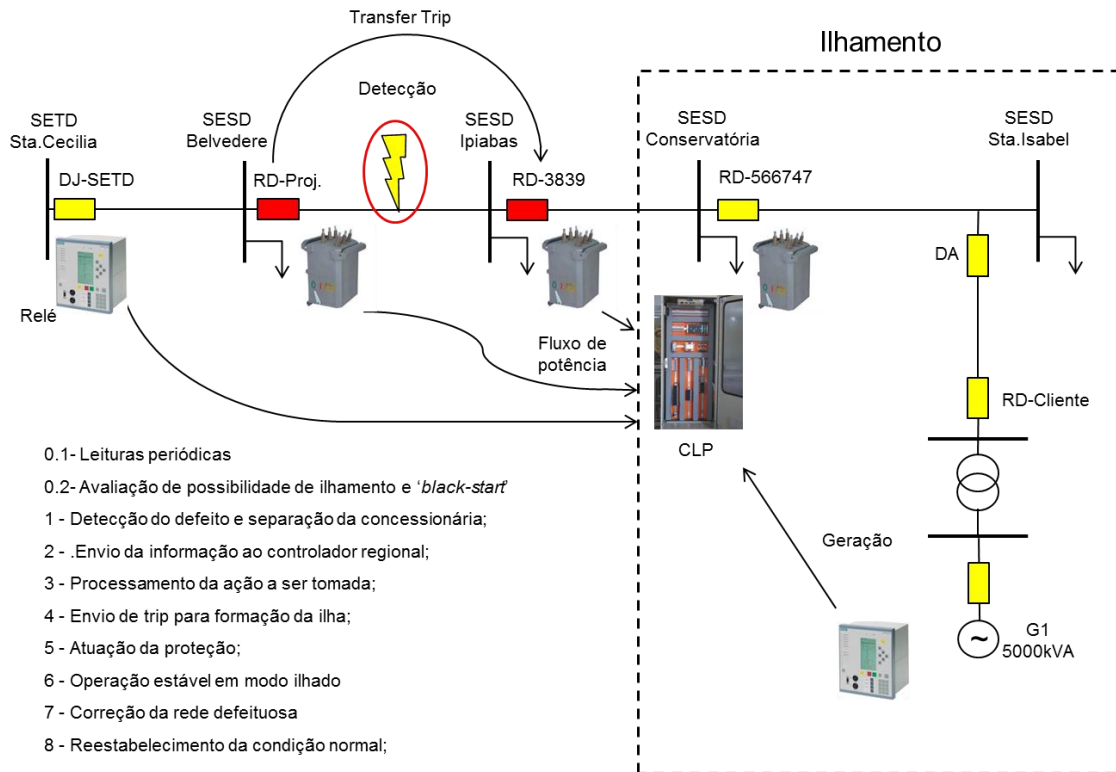


Figura 18: Fluxo das informações para atingir o ilhamento automático.

Os equipamentos envolvidos no projeto são IED's de proteção, os relés dos disjuntores de acoplamento e da subestação e os religadores ao longo do alimentador. Todos esses equipamentos têm entradas e saídas digitais com interface óptica ou serial. São dispositivos inteligentes que aceitam programações lógicas que podem ser implantadas conforme a necessidade e tem processamento rápido e tempo de atuação de acordo com o previsto para sua aplicação. A linguagem de comunicação utilizada no projeto será DNP3, um protocolo feito especificamente para instalações elétricas. Esse foi escolhido em detrimento do mais citado IEC61850 por conta de integração entre os equipamentos já instalados em campo e por ser a linguagem utilizada no sistema SCADA da concessionária.

Os disjuntores no início do ramal são controlados por relés inteligentes na subestação e tem suporte pra fibra ótica ou RS485. Podem se comunicar além de suporte para linguagem ModBus e GOOSE (IEC 61850) além do DNP3 já utilizado e permitem que sejam implantadas lógicas que interajam com o SCIA.

Os religadores são compostos por relés de sobrecorrente e proteção contra defeitos fase-terra, relé de religamento e uma unidade terminal remota (Advanced Control Unit – ADVC) que permite implementar todas as automações necessárias ao projeto, como integração com o SCIA. Adicionalmente são capazes de medir corrente, tensão, potência ativa e reativa, correntes de falta e a forma de onda durante as faltas. Essa informação é armazenada para transmissão em tempo real, como será utilizado no projeto. Na unidade de controle avançado (ADVC) é feita toda a automação e comunicação através de uma unidade de microprocessamento. Sua interface de conexão possui saídas digitais nos meios físicos 10BaseT para Internet, RS485 e RS232 que podem ser usadas para enviar os dados do processador para meios de comunicação como rádio, micro-ondas ou qualquer outra compatível com essas interfaces. O religador se comunica pelos protocolos MITS, DNP3 e IEC 60870. O ajuste do religador pode ser ajustado de acordo com comandos externos.

Os tempos estimados para cada etapa são determinados com bastante folga de acordo com o reportado em [62] e [63], e são mostrados na Tabela 11. Como existem diversas variáveis envolvidas no projeto de telecomunicações, somente com a aplicação desse projeto em campo será possível avaliar com precisão a latência na transmissão dessas informações.

Tabela 11: Tempos de atuação esperados para cada etapa do SCIA.

Evento	Tempo
Atuação de contato de abertura/saída	50 ms
Comunicação até CLP / remota	100 ms
Processamento da lógica no CLP	50 ms
Comunicação até atuador	100 ms
Atuação da proteção local	100 ms
Total	400 ms

Feita essa estimativa, é determinado o tempo de atuação do SCIA, que é o segundo parâmetro temporal a ser aplicado nas simulações dinâmicas. Antes de verificar outras

funções do sistema, será verificada a viabilidade do ilhamento dinamicamente, no item 5.4 a seguir.

5.4 Estudos dinâmicos

Com os requisitos de tempo de atuação de proteção e do SCIA, serão realizados estudos dinâmicos mostrando a atuação desses sistemas durante curtos-circuitos utilizando o programa Simulight v.2.35 [66], que permite analisar o comportamento dinâmico do sistema de acordo com as perturbações simuladas. Os curtos simulados serão os mesmos feitos na análise de curto-circuito em regime permanente que possibilitam o ilhamento, ou seja, os curtos 2, 3 e 4. Porém não serão consideradas as primeiras atuações instantâneas, como se os defeitos fossem de mesma intensidade porém imediatamente a montante do disjuntor de acoplamento e dos religadores 566747 e 3839, respectivamente. Assim essas novas localizações serão chamadas curtos 2', 3' e 4'. Serão considerados 3 patamares de carga diferentes. Em cada patamar serão monitoradas as seguintes variáveis: frequência da microrrede, tensão no qual as barras da microrrede se estabilizam e o esforço torcional no eixo do gerador, para os 3 locais do defeito que correspondem a abertura de cada um dos 3 religadores da linha.

Analisando essas variáveis serão encontrados os limites de geração para os quais uma delas ficará no limiar da violação do seu limite. A partir de cada limite superior e inferior de geração para o qual as variáveis monitoradas não são violadas, serão traçadas faixas com pontos operativos para os quais o ilhamento é possível, de acordo com a carga alimentada. Como a carga varia de acordo com a tensão e existem perdas no sistema, a carga é estimada pelo fluxo em cada religador, que é uma variável medida pelos próprios religadores e possível de ser enviadas ao SCIA. A partir da soma do fluxo em cada ponto de seccionamento com a geração da usina, será encontrado o valor total de demanda da microrrede e assim se determinará o ponto operativo. O processo de medição, avaliação e o algoritmo que será implantado no SCIA serão descritos no próximo item. Esse item tratará somente das possibilidades do ponto de vista dinâmico para o qual o ilhamento é viável, de acordo com os parâmetros temporais encontrados nos itens anteriores.

Nas simulações somente será considerada a máquina de 5MW operando. A seguir estão representados os parâmetros dinâmicos do gerador e de seus controladores nas

Tabelas 12 a 14, respectivamente. Os diagramas de blocos dos controladores de velocidade e tensão, conforme o manual do Simulight [66], são apresentados nas Figuras 19 e 20. A carga será representada como 50% impedância constante e 50% potência constante na parte real e a parte indutiva será modelada como impedância constante. Simulações prévias para avaliar o tipo adequado de carga mostraram que para os resultados esperados a modelagem influencia pouco o suficiente para ser desprezível. O modo de controle da máquina em campo é controle de tensão, sendo a mudança para controle de frequência efetuada quando o ilhamento é feito de modo programado. Essa mudança deverá ser efetuada pelo SCIA quando o ilhamento for implementado de maneira automática.

Tabela 12: Parâmetros do gerador da PCH.

Parâmetro	Descrição	Valor
H	Constante de inércia (s)	2
D	Constante de amortecimento (s)	0.3
r	Resistência do estator	0
X_d	Indutância transitória de eixo direto (%)	131
X_q	Indutância transitória de eixo em quadratura (%)	75
X'_d	Indutância transitória de eixo direto (%)	23
X''_d	Indutância subtransitória de eixo direto (%)	16
X''_q	Indutância subtransitória de eixo em quadratura (%)	17
T'_{d0}	Constante de tempo transitória de eixo direto (s)	3.58
T''_{d0}	Constante de tempo subtransitória de eixo direto (s)	0.012
T''_{q0}	Constante de tempo subtransitória de eixo em quadratura (s)	0.08

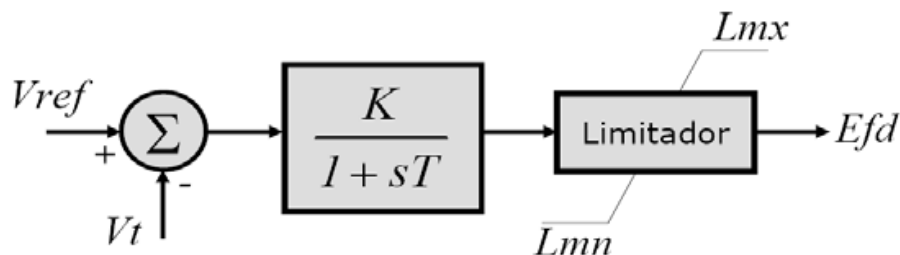


Figura 19: Diagrama de blocos do regulador de tensão da PCH [66].

Tabela 13: Parâmetros do regulador de tensão da PCH.

Parâmetro	Descrição	Valor
K	Ganho do regulador	50
T	Constante de amortecimento (s)	0,05
Vt	Tensão terminal do regulador (p.u.)	Não se aplica
Vref	Valor de tensão de referência (p.u.)	De acordo com a carga
Lmn	Limite mínimo da tensão de campo	-1
Lmx	Limite máximo da tensão de campo	10
Efd	Tensão de excitação	Não se aplica

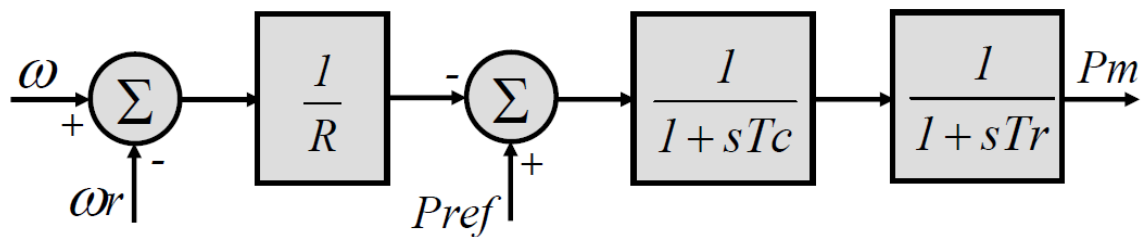


Figura 20: Diagrama de blocos do regulador de velocidade da PCH [66].

Tabela 14: Parâmetros do regulador de velocidade da PCH.

Parâmetro	Descrição	Valor
R	(%)	5.48
Tc	(s)	0.2
Tr	(s)	25
Pref	(p.u.)	0.78
f	Frequência (Hz)	Não se aplica
fref	Frequência nominal (Hz)	Não se aplica
fcag	Frequência de referência da CAG	Não se aplica

Será considerada a atuação do primeiro elemento de seccionamento, à montante da falta, em 300ms após a ocorrência do curto-circuito, conforme determinado nos estudos de curto-circuito. Posteriormente, a falta será isolada com a abertura do religador à jusante do curto, promovida pela atuação do SCIA, 400ms após o curto-circuito conforme estimado no item 5.3.

Para cada cenário de carga e ponto de defeito, serão determinados os valores máximo e mínimo de geração, que permitem a estabilidade de frequência. Esses valores foram encontrados aumentando ou diminuindo a geração em passos de 50kW, até que alguma das variáveis monitoradas fosse violada. Serão mostrados para esses limites de geração os gráficos de frequência, tensão nas barras da microrrede e esforço torcional no eixo do gerador. Como os valores de fluxo e de geração da PCH são medidos, não necessitando de gráfico para sua análise, somente para o primeiro caso esses gráficos serão mostrados.

Serão apresentados os gráficos para as condições nos quais, as variáveis de tensão e frequência atendem aos limites estabelecidos pelo PRODIST, após um série de ajustes para obtenção dessas condições. Em relação ao esforço torcional, será utilizado o critério descrito em [67], que determina que a máxima variação instantânea de potência em uma máquina síncrona sem comprometimento de sua vida útil deverá ser limitada a metade de sua potência nominal. Esses critérios determinam a viabilidade do ilhamento,

sendo seus limites encontrados simulando diversos pontos de geração em cada cenário de carga, para o qual haverá um limite máximo e mínimo de geração.

5.4.1 Definição de tensão de referência do regulador de tensão

A tensão de referência do regulador de tensão da PCH deve ser determinada antes dos outros estudos dinâmicos, de forma a garantir que o suprimento de tensão seja adequado em modo ilhado.

O ilhamento foi simulado para 3 patamares de carga permitindo determinar a tensão de referência do controlador sem que os limites de tensão sejam violados, tanto antes quanto depois do ilhamento, respeitados os limites determinados pelo PRODIST antes e depois do ilhamento. A tensão foi ajustada para que os limites fossem adequados para a maior e para a menor microrrede possível a ser formada, quando os pontos de seccionamento são o religador projetado (RD-Proj.) e o religador RD-566747, respectivamente. A potência de geração será a mesma da carga consumida na microrrede, incluindo as perdas, a partir do referido ponto de seccionamento. Os gráficos de tensão para essas condições estão mostrados nas Figuras 21 a 26, e a Tabela 15 resume os resultados da análise, mostrando a tensão de referencia da PCH e as tensões no modo ilhado para a maior e menor ilha que pode ser formada.

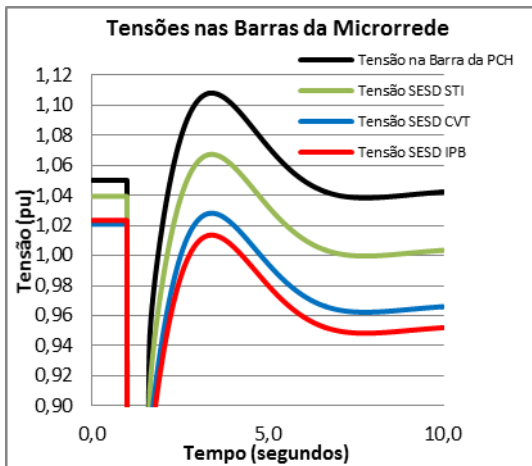


Figura 21: Tensão para a maior microrrede (RD-Proj.) em carga pesada.

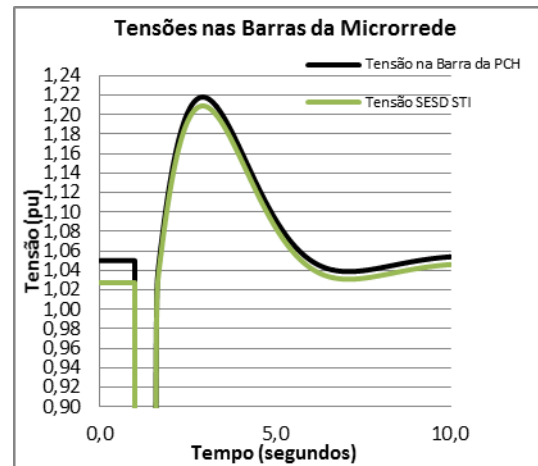


Figura 24: Tensão para a menor microrrede (RD-566747) em carga pesada.

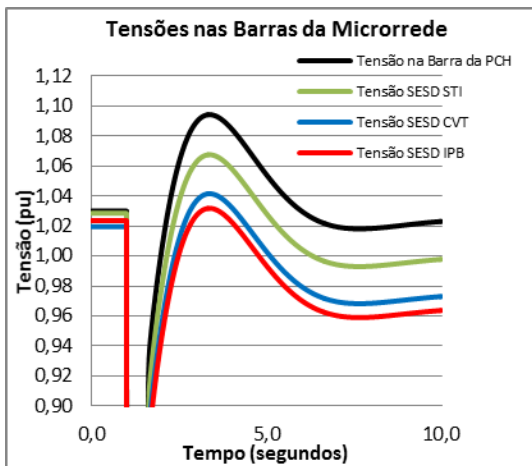


Figura 22: Tensão para a maior microrrede (RD-Proj.) em carga média.

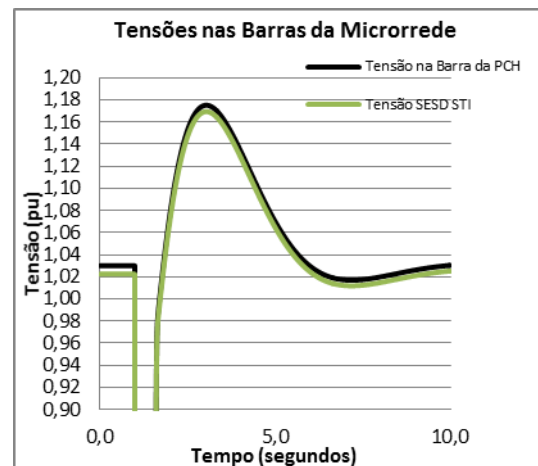


Figura 25: Tensão para a menor microrrede (RD-566747) em carga média.

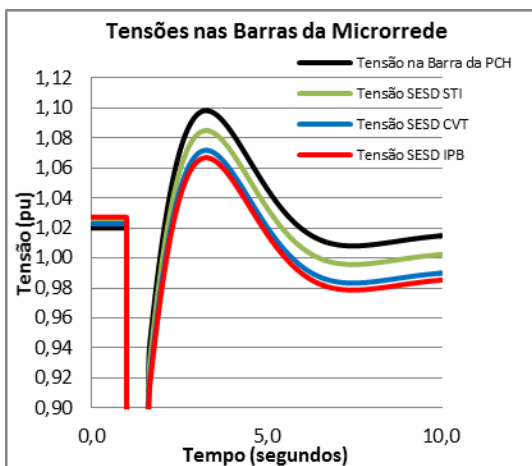


Figura 23: Tensão para a maior microrrede (RD-Proj.) em carga leve.

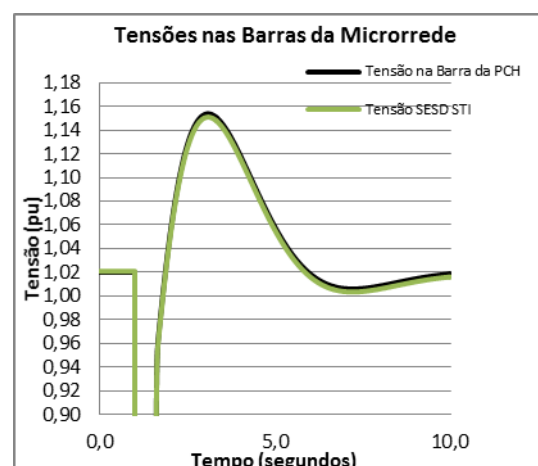


Figura 26: Tensão para a menor microrrede (RD-566747) em carga leve.

Tabela 15: Ajustes do regulador de velocidade da PCH.

Carga	Tensão de referência (p.u.)	Ponto de Seccionamento	Limite de tensão fornecida (p.u.)
Pesada	1,05	RD-Proj.	0,95(min na barra da SESD Ipiabas)
		RD-566747	1,04 (max na barra da SESD Sta.Isabel)
Média	1,03	RD-Proj.	0,96 (min na barra da SESD Ipiabas)
		RD-566747	1,02 (max na barra da SESD Sta.Isabel)
Leve	1,02	RD-Proj.	0,98 (min na barra da SESD Ipiabas)
		RD-566747	1,02 (max na barra da SESD Sta.Isabel)

5.4.2 Carga Pesada

5.4.2.1 Seccionamento no religador RD-Proj. – curto-circuito 2'

Para que o ilhamento seja bem sucedido no cenário de carga pesada, seccionando a rede no ponto do religador RD-Proj., a potência máxima de geração antes do ilhamento é de 4200kW exportando 770kW e a geração mínima é de 2750kW, importando 530kW, como mostrado nas Figuras 27 e 28:

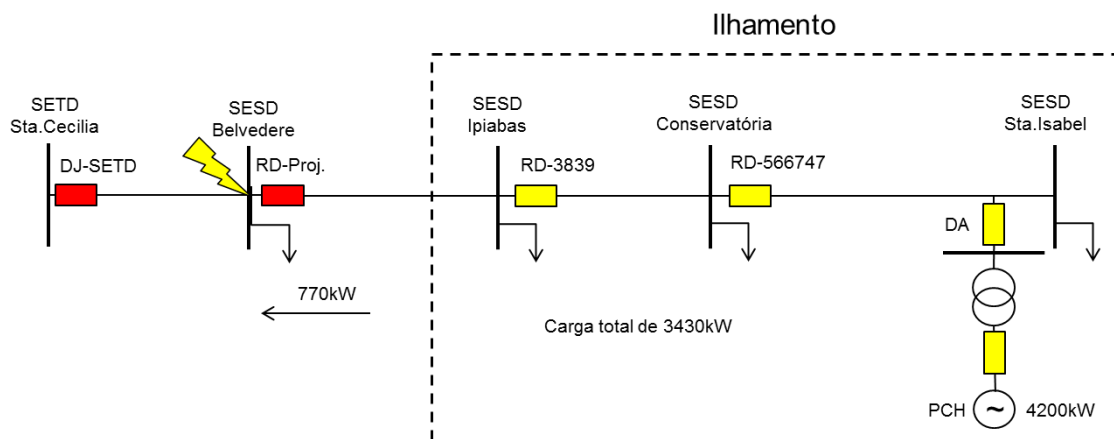


Figura 27: Pontos operativos com geração máxima para o cenário 5.4.2.1.

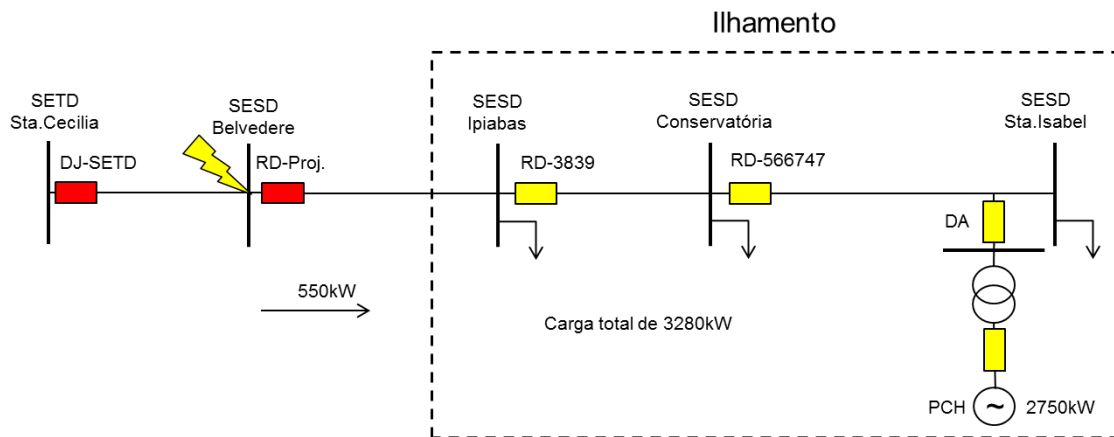


Figura 28: Pontos operativos com geração mínima para o cenário 5.4.2.1.

Vale notar que a carga das SESD's Conservatória e Sta.Isabel para este caso soma 2000kW. Nos cenários de geração máxima e mínima, pelas leituras dos fluxos e geração, a carga da microrrede é de 3430kW e 3280kW respectivamente, sendo esse excedente de 230kW e 80kW correspondente às perdas elétricas na rede em cada caso.

A seguir, nas Figuras 29 a 40 são mostrados os gráficos das grandezas extraídas das simulações.

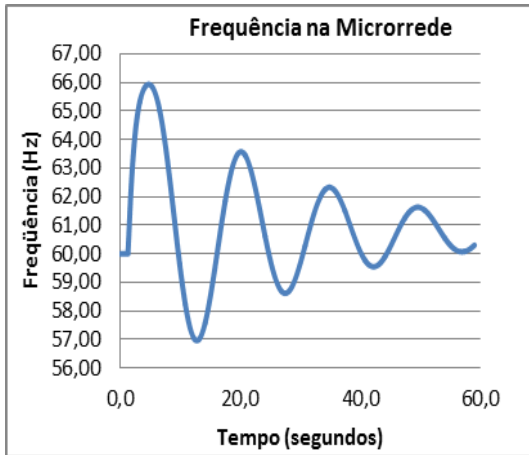


Figura 29: Frequência na Microrrede até o RD-Proj., com carga pesada e geração máxima.

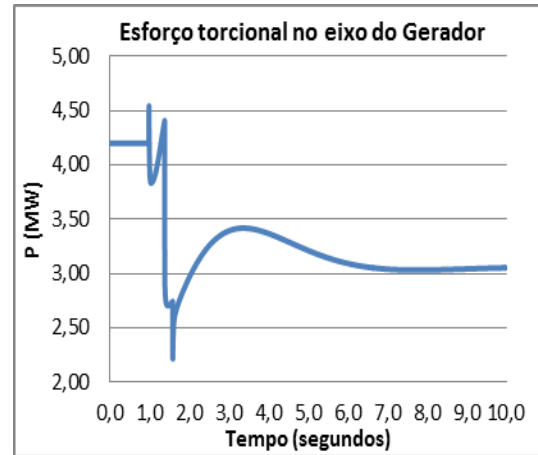


Figura 32: Esforço torcional na PCH durante a formação da microrrede até o RD-Proj., com carga pesada e geração máxima.

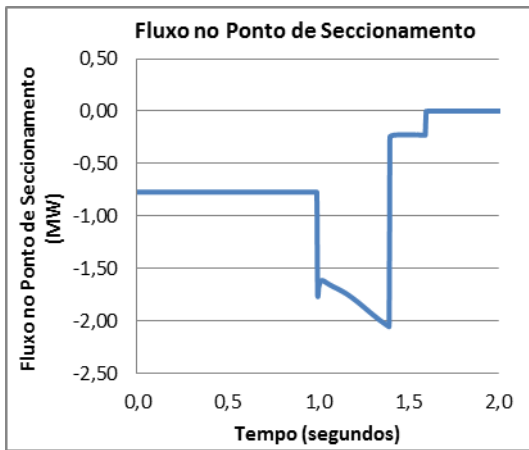


Figura 30: Fluxo no RD-Proj., com carga pesada e geração máxima.

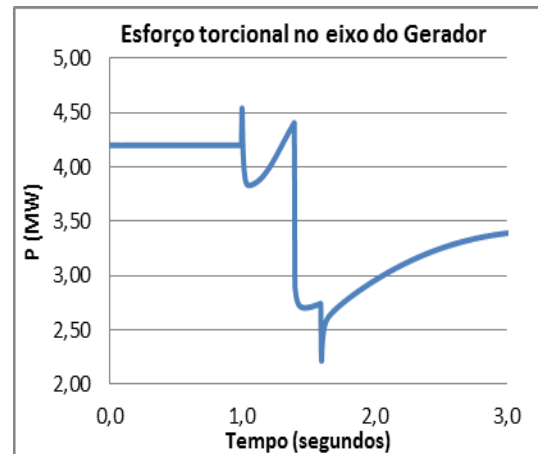


Figura 33: Esforço torcional nos primeiros segundos de formação da microrrede até RD-Proj., com carga pesada e geração máxima.

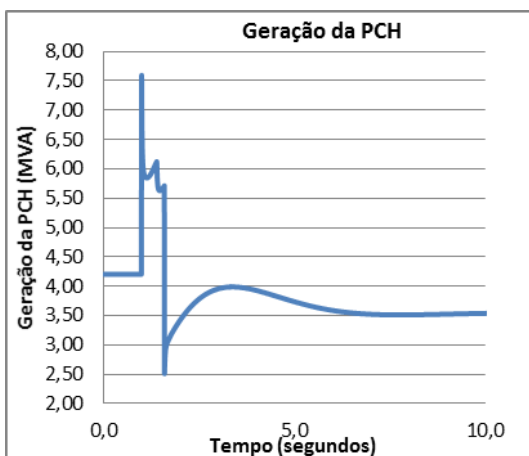


Figura 31: Geração da PCH antes e depois do ilhamento até o RD-Proj., com carga pesada e geração máxima.

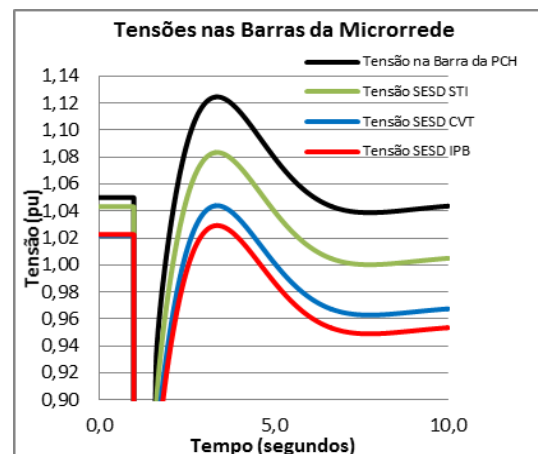


Figura 34: Tensões nas barras da microrrede até o RD-Proj., com carga pesada e geração máxima.

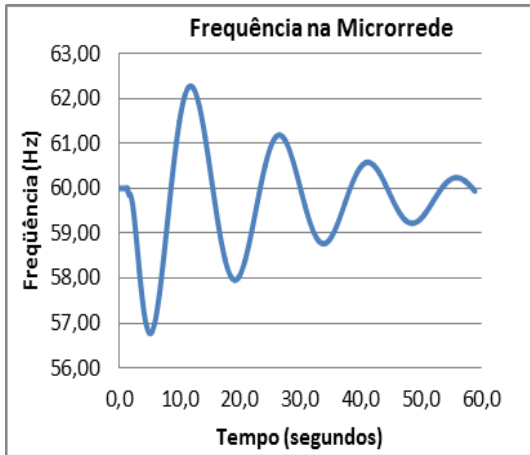


Figura 35: Frequência na microrrede até o RD-Proj., com carga pesada e geração mínima.

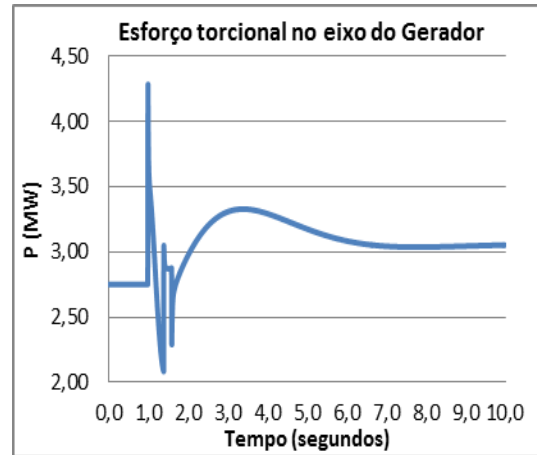


Figura 38: Esforço torcional na PCH durante a formação da microrrede até o RD-Proj., com carga pesada e geração mínima.

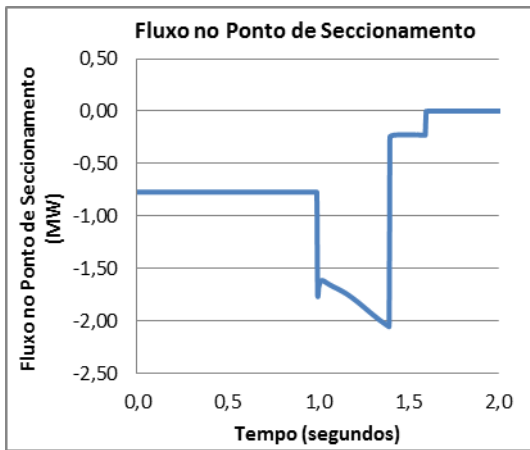


Figura 36: Fluxo no RD-Proj., com carga pesada e geração mínima.

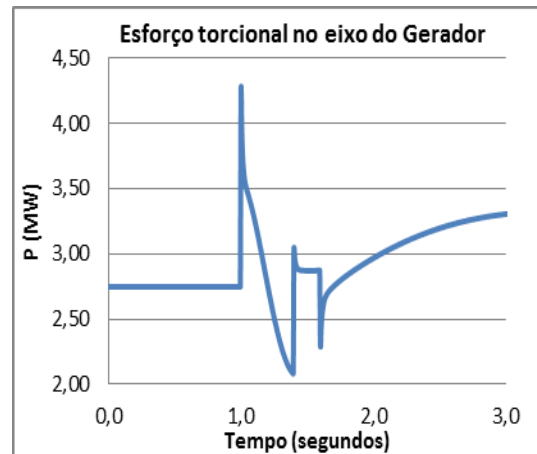


Figura 39: Esforço torcional nos primeiros segundos da formação da microrrede até RD-Proj., com carga pesada e geração mínima.

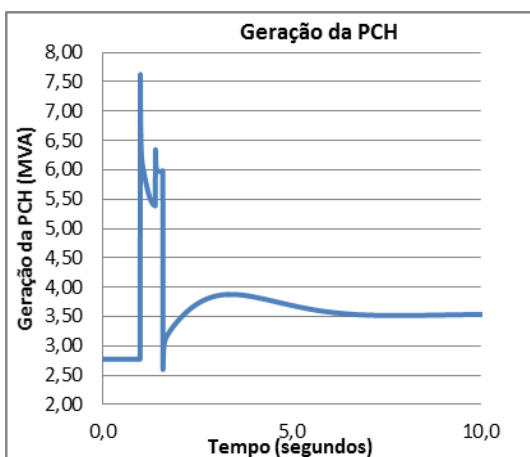


Figura 37: Geração da PCH antes e depois do ilhamento até o RD-Proj., com carga pesada e geração mínima.

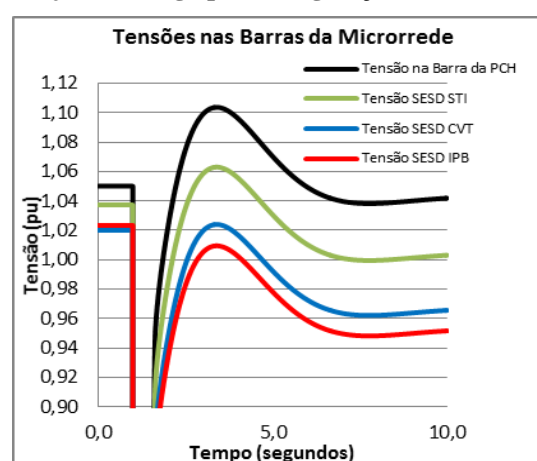


Figura 40: Tensões nas barras da microrrede até RD-Proj., para carga pesada e geração máxima

O fluxo é mostrado como forma de validar os dados que serão compilados ao final desta seção. Seu valor é o medido antes da abertura do elemento de seccionamento e zero após sua abertura. Assim, conforme dito anteriormente, não serão mais mostrados os gráficos de fluxo nos próximos casos.

Da mesma forma, a geração da PCH não será mostrada através de gráficos, anotando-se seu valor antes do ilhamento, para fins de economia de espaço.

Percebe-se também que o maior esforço torcional se dá no momento da formação da microrrede, durante o curto-circuito e os chaveamentos dos equipamentos, diminuindo com o tempo. Desta forma somente será mostrado o gráfico de potência elétrica na maior escala de tempo, nos primeiros segundos da microrrede, para os próximos casos.

A análise dos limites de frequência e tensão se encontram dentro dos limites do PRODIST, assim como o esforço torcional está adequado conforme os critérios no guia [67], sendo as variações resumidas na Tabela 16. Para o preenchimento dessa tabela foram feitas duas considerações. Em relação ao esforço torcional somente são avaliados os esforços decorrentes dos chaveamentos e não do curto-circuito, uma vez que a GD seria submetido a esse primeiro esforço, independente de ser candidata ou não ao ilhamento. Os limites de esforço torcional são analisados durante a variação instantânea de potência quando ocorre cada um desses chaveamentos individualmente. A figura 41 ilustra como é feita essa análise.

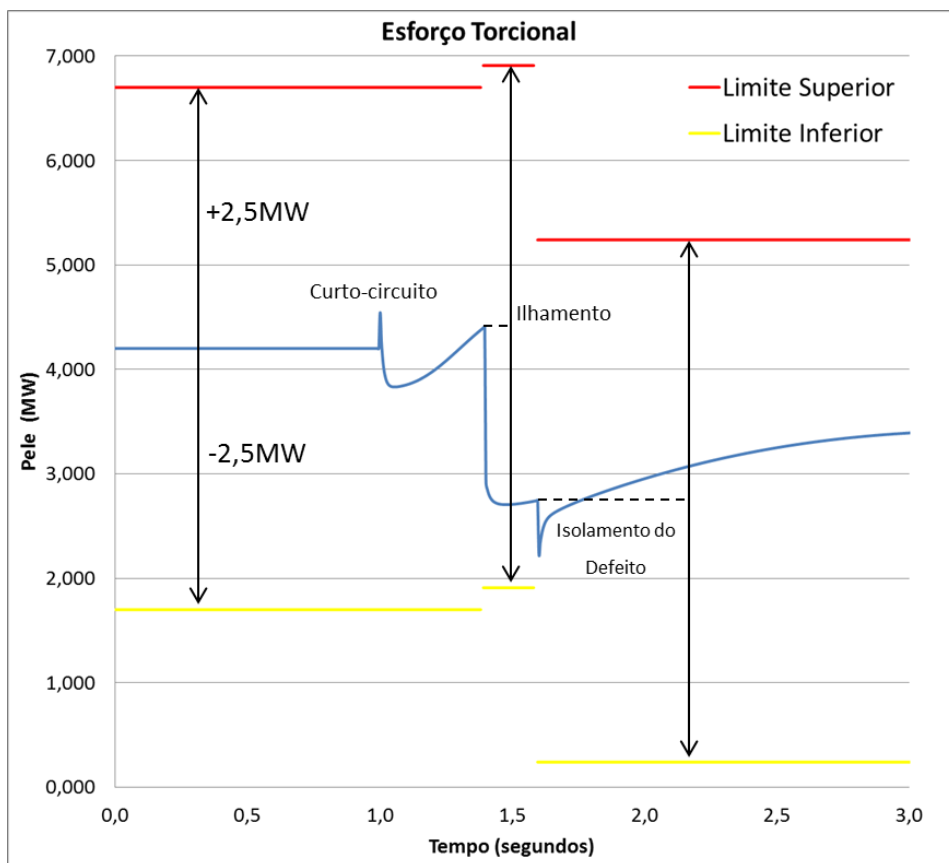


Figura 41: Análise dos limites esforço torcional.

Em relação à variação de tensão, foi considerado somente o valor da tensão estabilizada, independente do transitório, uma vez que os limites do PRODIST somente se aplicam a tensão de fornecimento em regime permanente. Os valores mínimos de tensão ocorrem durante o curto-circuito, antes do seu isolamento, correspondendo a 0,5 p.u. na barra de geração e na ordem de 0,15 p.u. nas barras de carga durante 700ms, tempo de isolamento do curto-circuito. Os valores máximos de tensão nas simulações transitórias chegam a um máximo de 1,22 p.u., mantendo-se acima de 1,1 p.u. por até 3 segundos. A partir da referência [68], um estudo técnico a respeito de sobretensões em equipamentos residenciais, essas variações não chegam a ser danosas aos equipamentos dos clientes durante as manobras para o ilhamento. Tendo em vista que o alimentador é predominantemente residencial, as variações transitórias verificadas foram consideradas aceitáveis.

Tabela 16: Variações das grandezas para ilhamento até o RD-Proj., com carga pesada.

Variações	Geração Máxima		Geração Mínima	
	Max	Min	Max	Min
Variação de frequência (Hz)	65,93	56,96	62,27	56,77
Variação de esforço torcional (MW)	2,32		2,17	
Variação de tensão pós-ilhamento (p.u.)	1,005	0,951	1,003	0,949

5.4.2.2 Seccionamento no religador RD-3839 – curto-circuito 3'

Para o mesmo cenário de carga pesada, será mudado o ponto de seccionamento da rede para o religador RD-3839. Essa configuração ocorre em caso defeito entre este e o religador projetado à montante, excluindo a SESD Ipiabas da microrrede, conforme o caso de curto-circuito 4. Nesse caso, para que o ilhamento seja bem sucedido, verificou-se que a potência máxima de geração antes do ilhamento será de 3150kW exportando 1050kW e a geração mínima será de 1800kW, importando 220kW, considerando a exportação e importação como o fluxo no religador 3839, como mostrado nas Figuras 42 e 43:

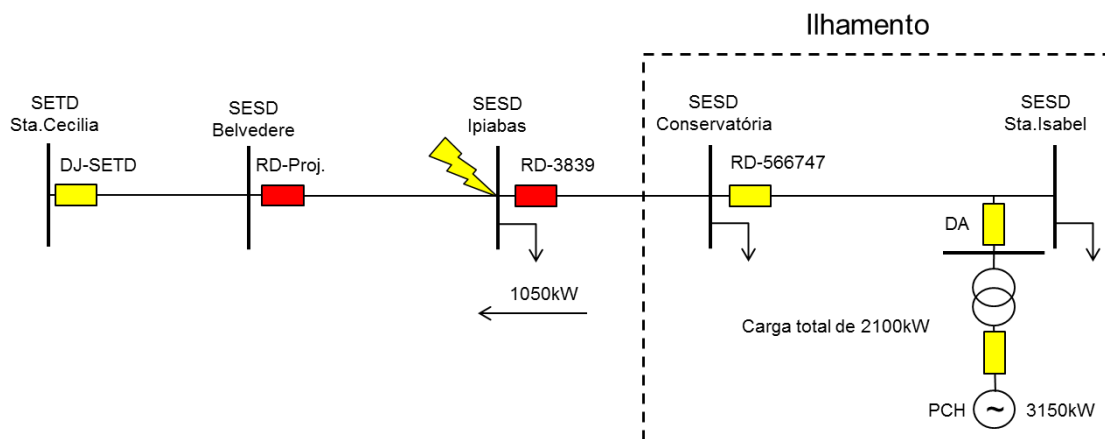


Figura 42: Pontos operativos com geração máxima para o cenário 5.4.2.2.

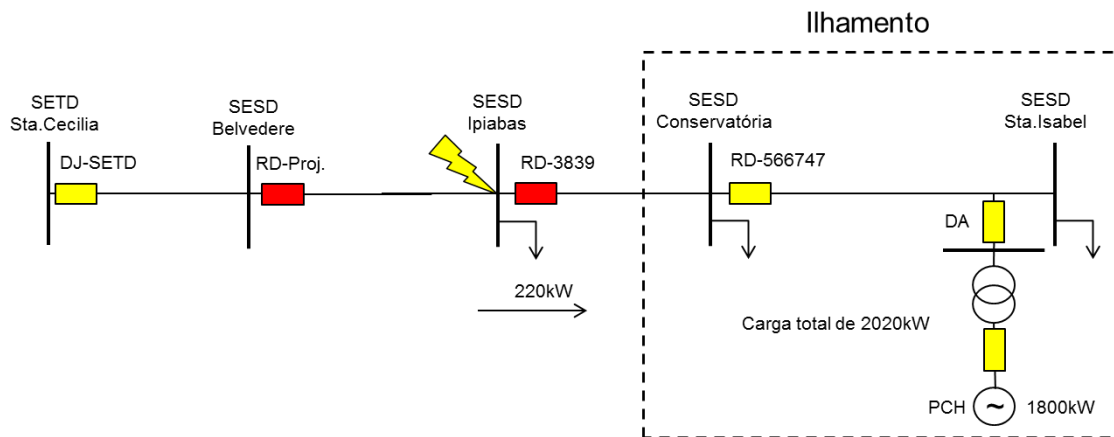


Figura 43: Pontos operativos com geração mínima para o cenário 5.4.2.2.

Vale notar que a carga das SESD's Conservatória e Sta.Isabel para este caso soma 2000kW. Nos cenários de geração máxima e mínima, pelas leituras dos fluxos e geração, a carga da microrrede é de 2100kW e 2020kW respectivamente, sendo esse excedente de 100kW e 20kW correspondente às perdas elétricas na rede em cada caso.

Foram obtidos os seguintes gráficos das simulações, representados nas Figuras 44 a 49:

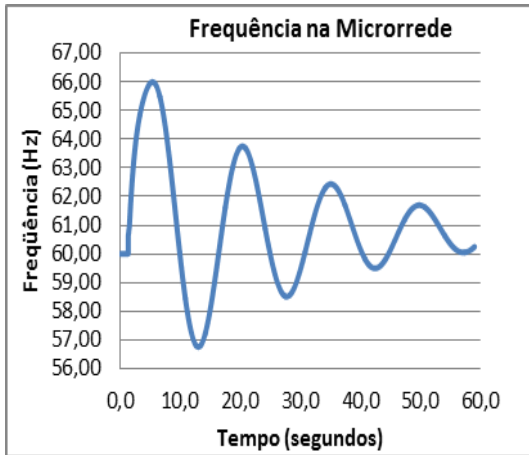


Figura 44: Frequência na microrrede até o RD-3839, com carga pesada e geração máxima.

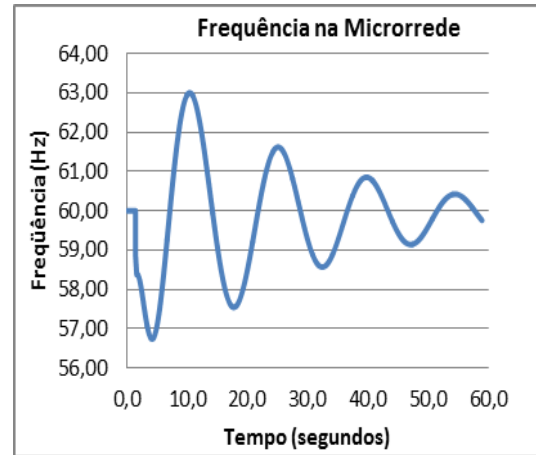


Figura 47: Frequência na microrrede até o RD-3839, com carga pesada e geração mínima.

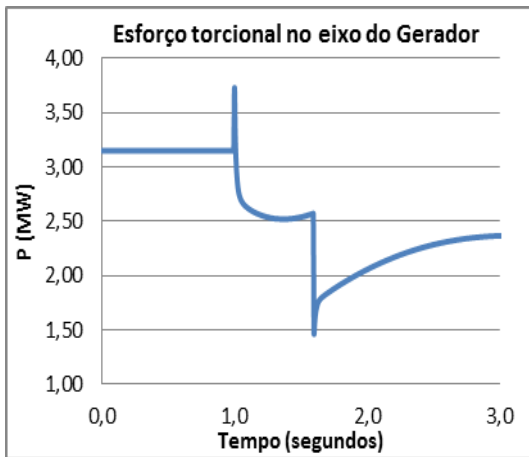


Figura 45: Esforço torcional na PCH, durante a formação da microrrede até o RD-3839, com carga pesada e geração máxima.

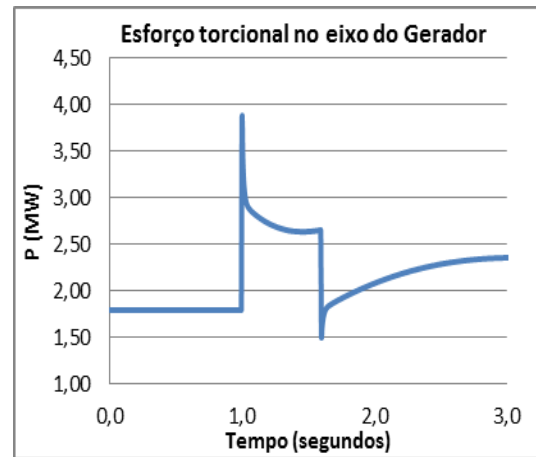


Figura 48: Esforço torcional durante a formação da microrrede até o RD-3839, com carga pesada e geração mínima.

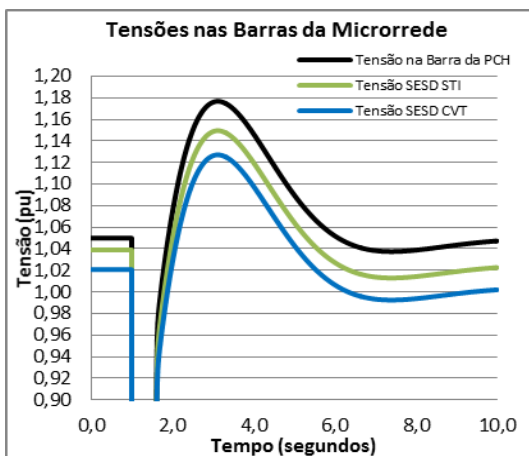


Figura 46: Tensões nas barras da microrrede até o RD-3839 para carga pesada e geração máxima

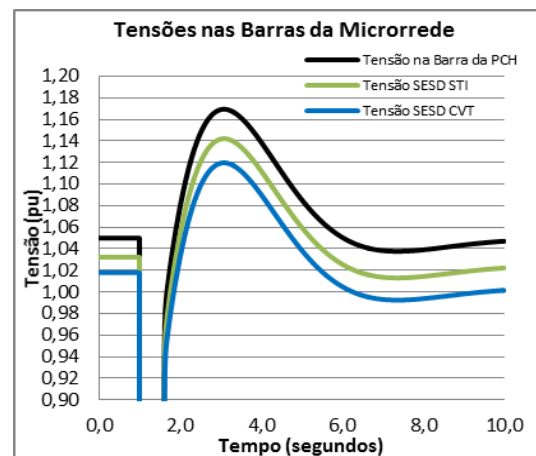


Figura 49: Tensões nas barras da microrrede até o RD-3839 com carga pesada e geração mínima.

Da mesma forma que o item anterior, os limites de frequência e tensão se encontram dentro do determinado pelo PRODIST, e o esforço torcional está adequado conforme os critérios no guia [67], como mostrado na Tabela 17:

Tabela 17: Variações das grandezas para ilhamento até o RD-3839., com carga pesada.

Variações	Geração Máxima		Geração Mínima	
	Max	Min	Max	Min
Varição de frequência (Hz)	65,99	56,75	63,00	56,73
Varição de esforço torcional (MW)	2,25		2,33	
Varição de tensão pós-ilhamento (p.u.)	1,022	0,998	1,022	0,998

5.4.2.3 Seccionamento no religador RD-566747 – curto-circuito 4'

Para o mesmo cenário de carga pesada, será mudado o ponto de seccionamento da rede para o religador RD-566747, assumindo que ocorra um defeito entre este e o religador 3839 à montante e excluindo as SESD's Ipiabas e Conservatória da microrrede. Nesse caso, para que o ilhamento seja bem sucedido, verificou-se que a potência máxima de geração antes do ilhamento será de 1500kW exportando 840kW e a geração mínima será de 850kW exportando 200kW, considerando a exportação e importação como o fluxo no religador RD-566747, como mostrado nas Figuras 50 e 51:

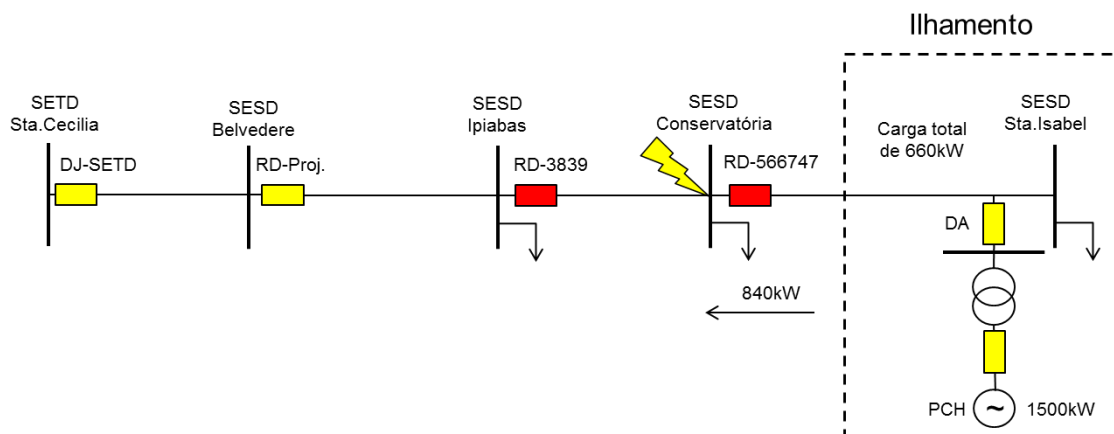


Figura 50: Pontos operativos com geração máxima para o cenário 5.4.2.3.

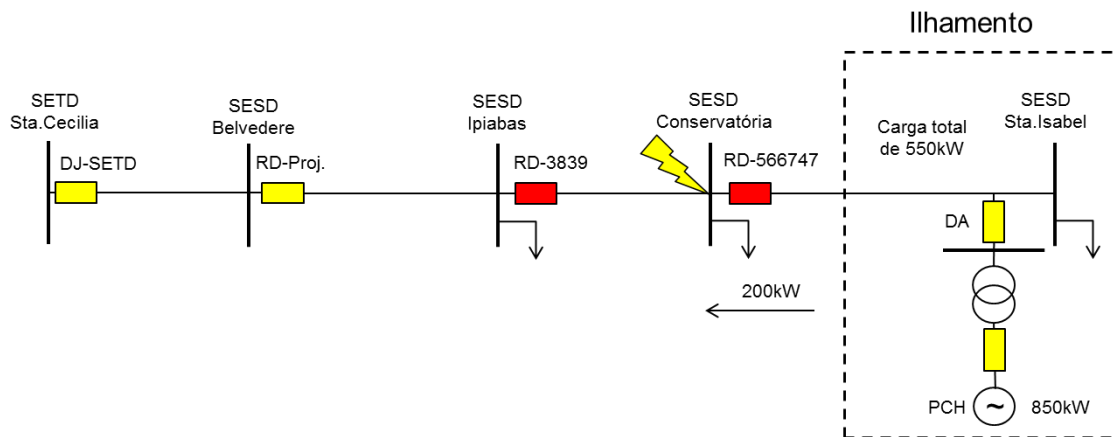


Figura 51: Pontos operativos com geração mínima para o cenário 5.4.2.3.

Vale notar que a carga da SESD Sta.Isabel para este caso soma 640kW. Nos cenários de geração máxima e mínima, pelas leituras dos fluxos e geração, a carga da microrrede é de 660kW e 650kW respectivamente, sendo esse excedente de 20kW e 10kW correspondente às perdas elétricas na rede em cada caso.

Foram obtidos os seguintes gráficos das simulações, representados nas Figuras 52 a 57:

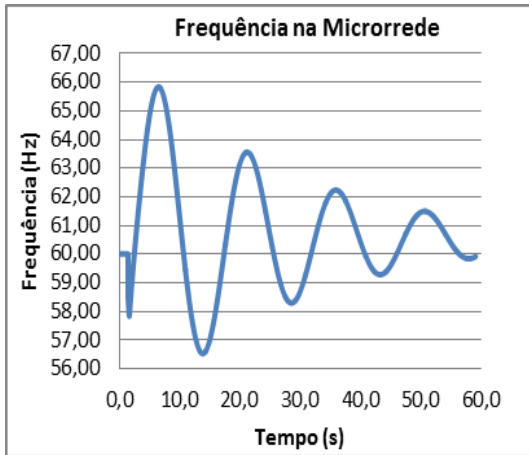


Figura 52: Frequência na microrrede até o RD-566747, com carga pesada e geração máxima.

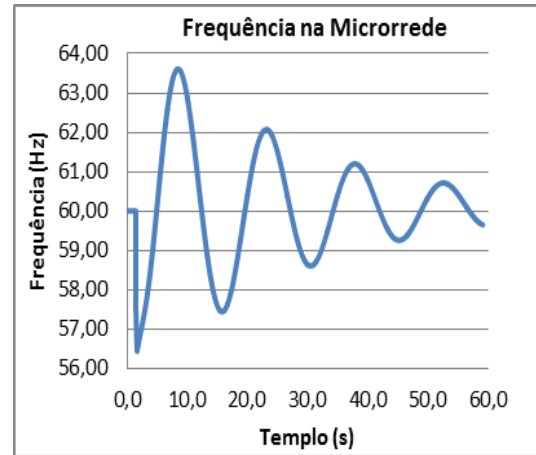


Figura 55: Frequência na microrrede até o RD-566747, com carga pesada e geração mínima.

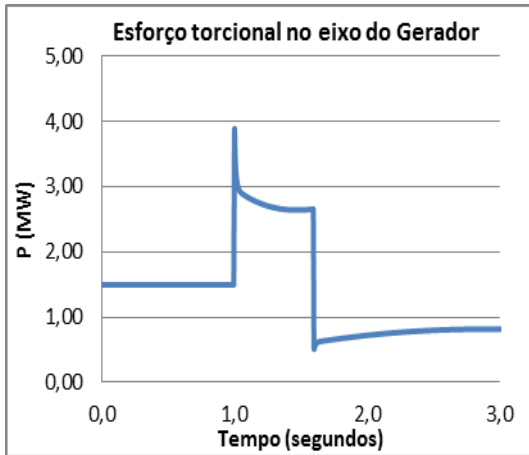


Figura 53: Esforço torcional na PCH durante a formação da microrrede até o RD-566747 com carga pesada e geração máxima.

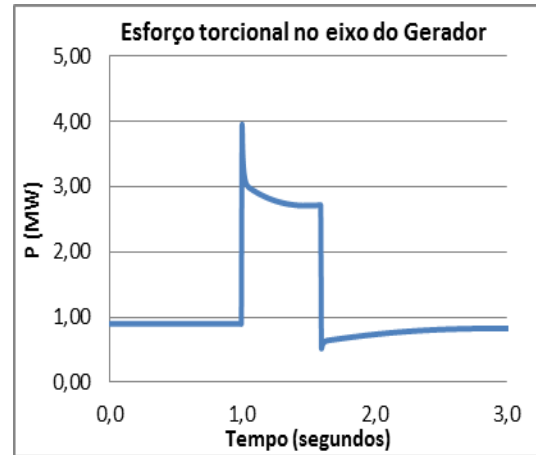


Figura 56: Esforço torcional na PCH durante a formação da microrrede até o RD-566747 com carga pesada e geração mínima.

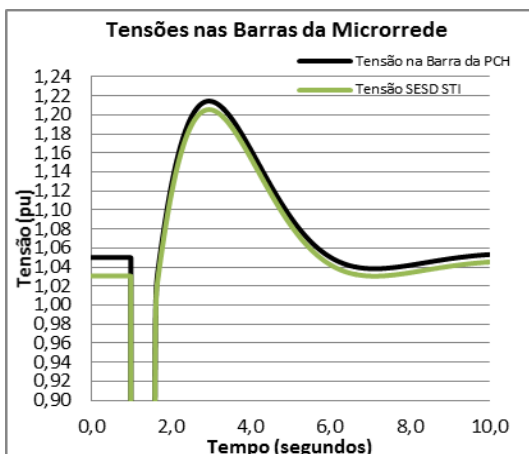


Figura 54: Tensões nas barras da microrrede até o RD-566747 com carga pesada e geração máxima.

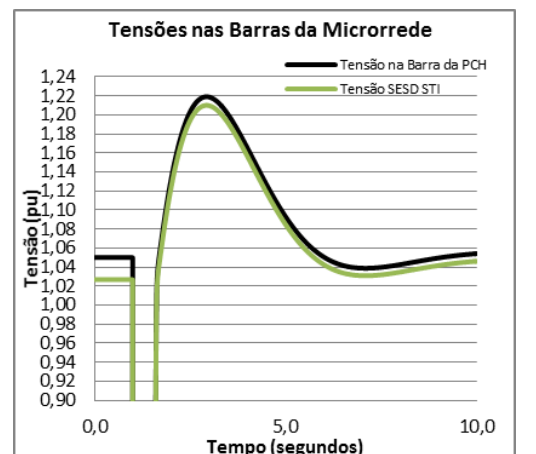


Figura 57: Tensões nas barras da microrrede até o RD-566747 com carga pesada e geração mínima.

A Tabela 18 resume os valores dos gráficos desta seção:

Tabela 18: Variações das grandezas para ilhamento até o RD-566747., com carga pesada.

Variações	Geração Máxima		Geração Mínima	
	Max	Min	Max	Min
Variação de frequência (Hz)	65,83	56,52	63,61	56,54
Variação de esforço torcional (MW)	2,23		2,30	
Variação de tensão pós-ilhamento (p.u.)	1,045	1,041	1,046	1,042

5.4.3 Carga Média

5.4.3.1 Seccionamento no religador RD-Proj. – curto-circuito 2'

Para que o ilhamento seja bem sucedido no cenário de carga média, com 66% da carga pesada, seccionando a rede no ponto do religador RD-Proj., a potência máxima de geração antes do ilhamento será de 3050kW exportando 790kW e a geração mínima será de 1650kW, importando 490kW, como mostrado nas Figuras 58 e 59:

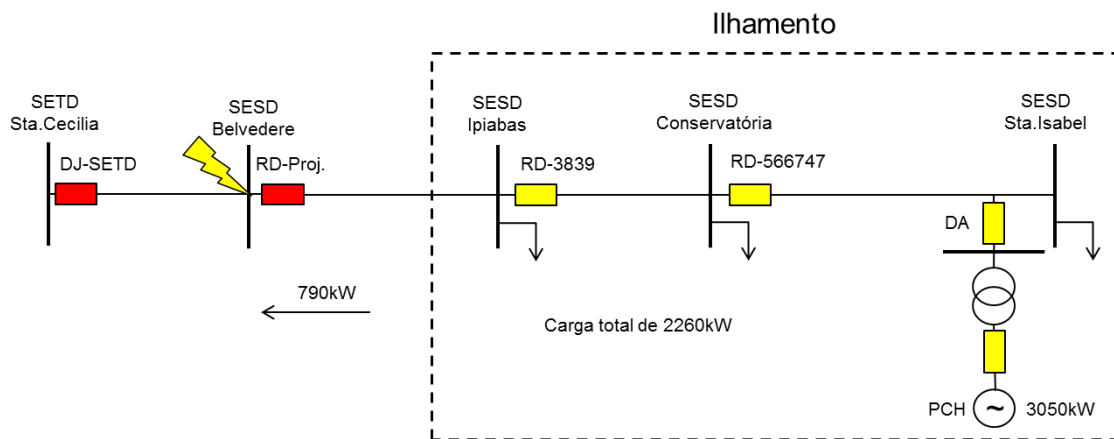


Figura 58: Pontos operativos com geração máxima para o cenário 5.4.3.1.

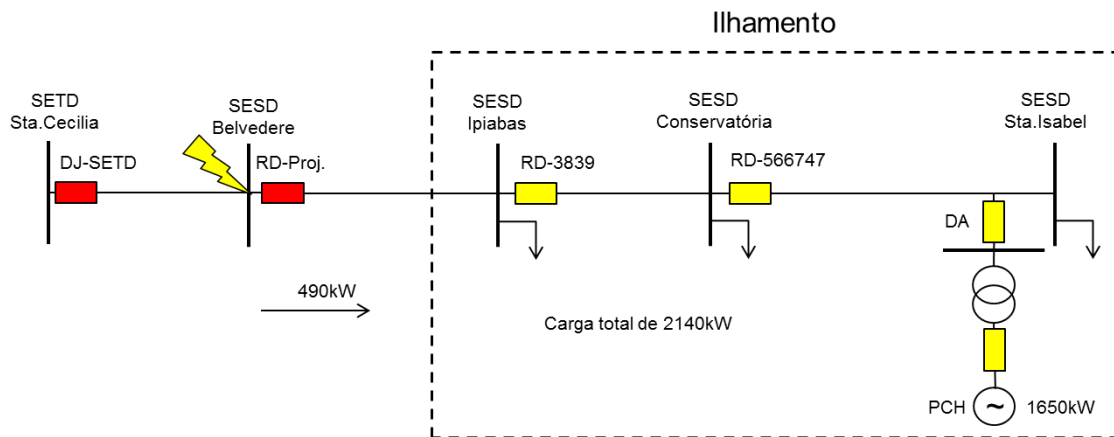


Figura 59: Pontos operativos com geração mínima para o cenário 5.4.3.1.

Vale notar que a carga das SESD's Ipiabas, Conservatória e Sta.Isabel para este caso soma 2100kW. Nos cenários de geração máxima e mínima, pelas leituras dos fluxos e geração, a carga da microrrede é de 2260kW e 2140kW respectivamente, sendo esse excedente de 160kW e 40kW correspondente às perdas elétricas na rede em cada caso.

A seguir são mostrados os gráficos das grandezas extraídas das simulações, nas Figuras 60 a 65.

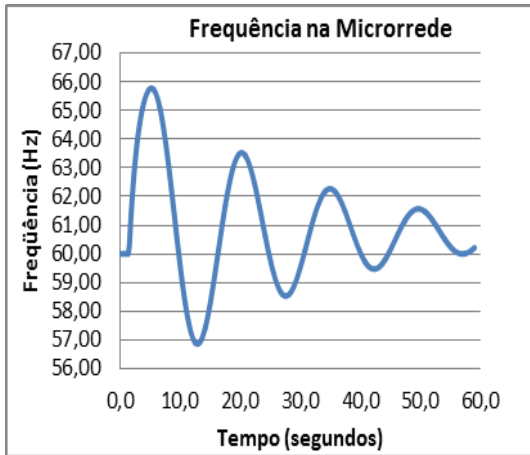


Figura 60: Frequência na Microrrede até o RD-Proj., com carga média e geração máxima.

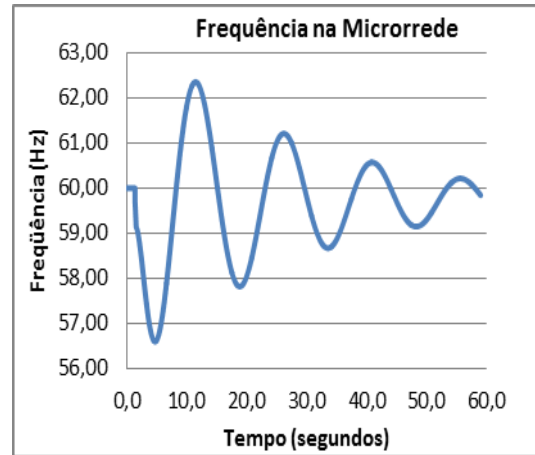


Figura 63: Frequência na microrrede até o RD-Proj., com carga média e geração mínima.

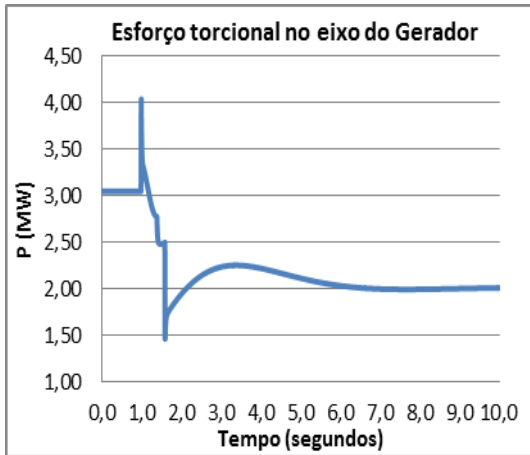


Figura 61: Esforço torcional nos primeiros segundos de formação da microrrede até RD-Proj., com carga média e geração máxima.

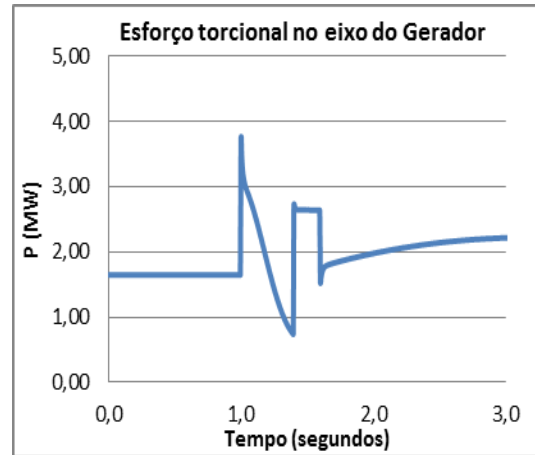


Figura 64: Esforço torcional nos primeiros segundos da formação da microrrede até RD-Proj., com carga média e geração mínima.

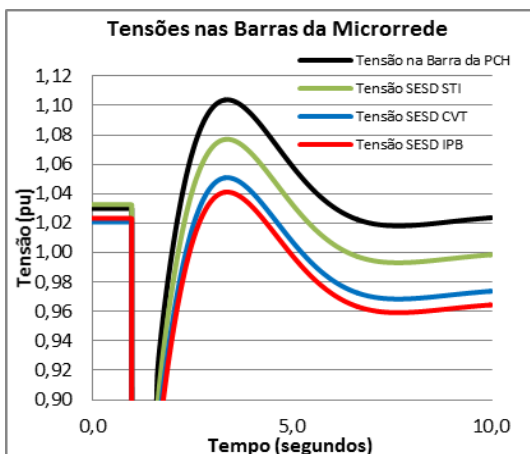


Figura 62: Tensões nas barras da microrrede até o RD-Proj. para carga média e geração máxima.

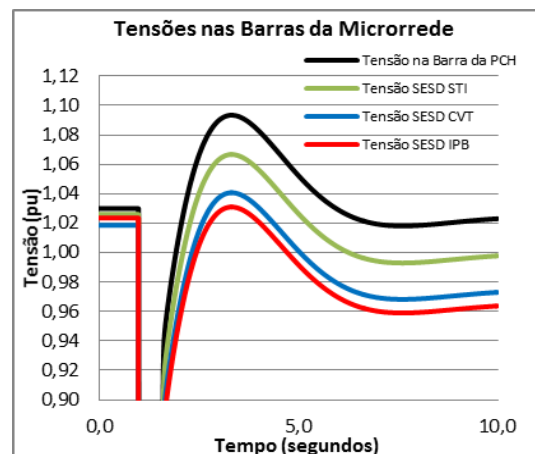


Figura 65: Tensões nas barras da microrrede até o RD-Proj., com carga média e geração máxima.

A Tabela 19 resume os valores dos gráficos desta seção:

Tabela 19: Variações das grandezas para ilhamento até o RD-Proj., com carga média.

Variações	Geração Máxima		Geração Mínima	
	Max	Min	Max	Min
Variação de frequência (Hz)	65,77	56,85	62,36	56,59
Variação de esforço torcional (MW)	1,53		1,99	
Variação de tensão pós-ilhamento (p.u.)	0,999	0,962	0,998	0,961

5.4.3.2 Seccionamento no religador RD-3839 – curto-circuito 3'

Para o mesmo cenário de carga média, será mudado o ponto de seccionamento da rede para o religador RD-3839, assumindo que ocorra um defeito entre este e o religador projetado à montante e excluindo a SESD Ipiabas da microrrede. Nesse caso, para que o ilhamento seja bem sucedido, verificou-se que a potência máxima de geração antes do ilhamento será de 2300kW exportando 920kW e a geração mínima será de 1050kW, importando 280kW, considerando a exportação e importação como o fluxo no religador 3839, como mostrado nas Figuras 66 e 67:

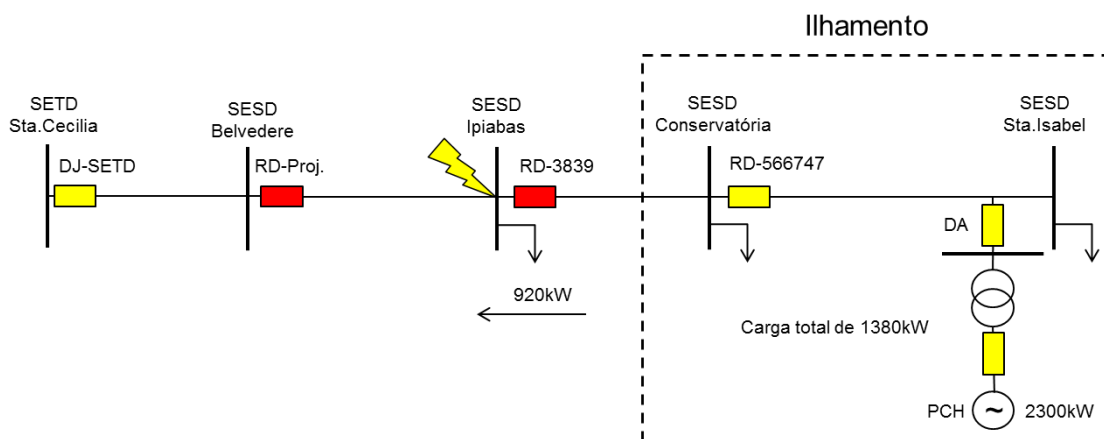


Figura 66: Pontos operativos com geração máxima para o cenário 5.4.3.2.

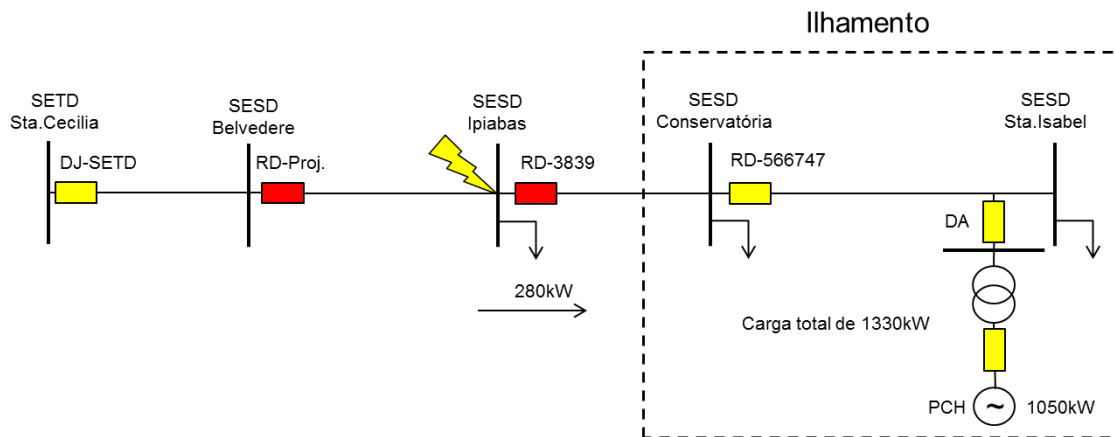


Figura 67: Pontos operativos com geração mínima para o cenário 5.4.3.2.

Vale notar que a carga das SESD's Conservatória e Sta.Isabel para este caso soma 1300kW. Nos cenários de geração máxima e mínima, pelas leituras dos fluxos e geração, a carga da microrrede é de 1380kW e 1330kW respectivamente, sendo esse excedente de 80kW e 30kW correspondente às perdas elétricas na rede em cada caso.

Foram obtidos os seguintes gráficos nas simulações, representados nas Figuras 68 a 73:

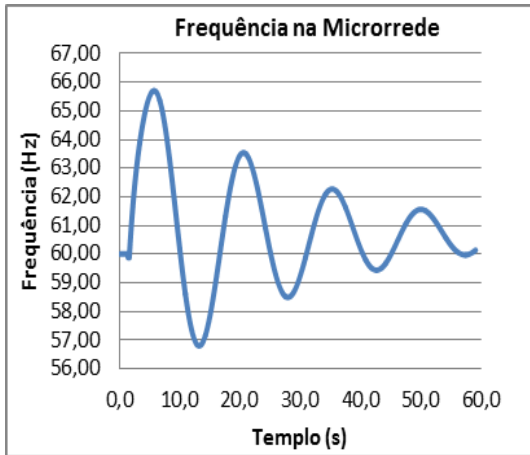


Figura 68: Frequência na Microrrede até o RD-3839, com carga média e geração máxima.

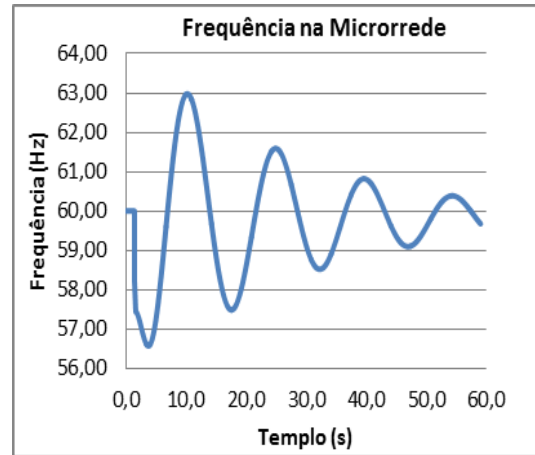


Figura 71: Frequência na Microrrede até o RD-3839, com carga média e geração mínima.

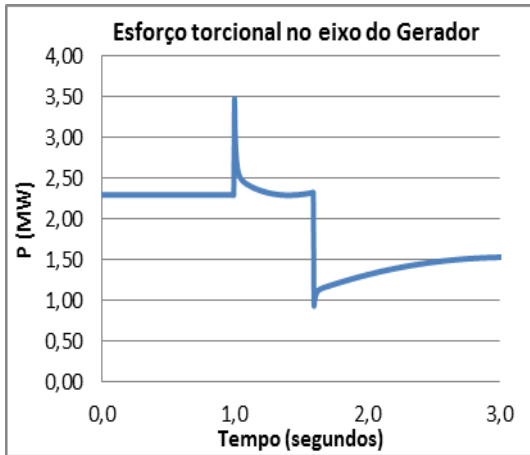


Figura 69 Esforço torcional na PCH, durante a formação da microrrede até o RD-3839, com carga média e geração máxima.

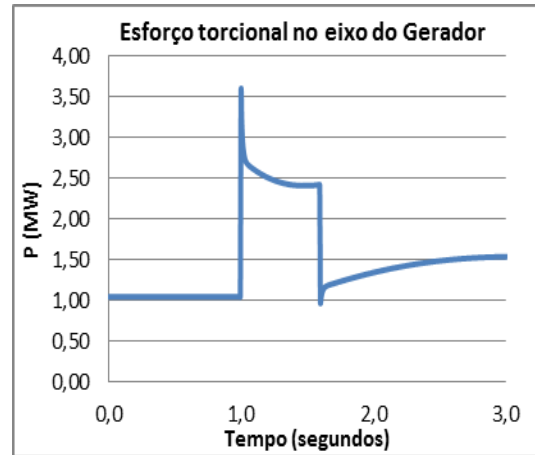


Figura 72 Esforço torcional na PCH, durante a formação da microrrede até o RD-3839, com carga média e geração mínima.

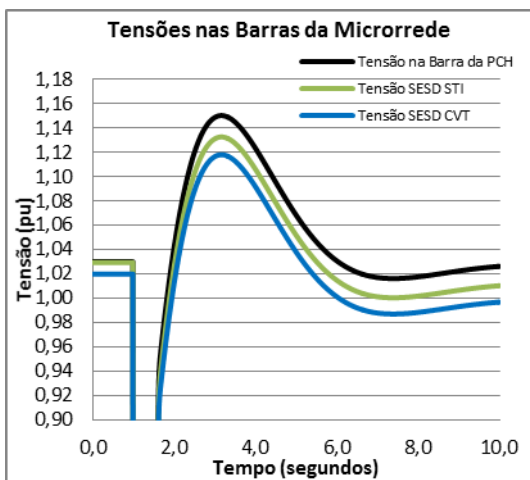


Figura 70 Tensões nas barras da microrrede até o RD-3839, com carga média e geração máxima

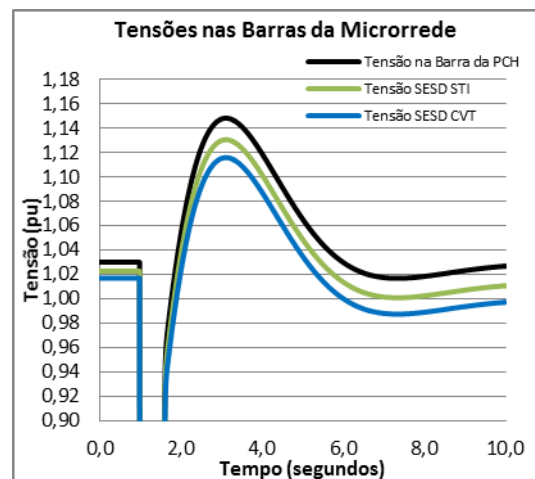


Figura 73 Tensões nas barras da microrrede até o RD-3839, com carga média e geração mínima.

A Tabela 20 resume os valores dos gráficos desta seção:

Tabela 20: Variações das grandezas para ilhamento até o RD-3839, com carga média.

Variações	Geração Máxima		Geração Mínima	
	Max	Min	Max	Min
Variação de frequência (Hz)	65,71	56,79	62,98	56,57
Variação de esforço torcional (MW)	1,41		1,54	
Variação de tensão pós-ilhamento (p.u.)	1,010	0,993	1,010	0,993

5.4.3.3 Seccionamento no religador RD-566747 – curto-circuito 4'

Para o mesmo cenário de carga média, será mudado o ponto de seccionamento da rede para o religador RD-566747, assumindo que ocorra um defeito entre este e o religador 3839 à montante e excluindo as SESD's Ipiabas e Conservatória da microrrede. Nesse caso, para que o ilhamento seja bem sucedido, verificou-se que a potência máxima de geração antes do ilhamento será de 1250kW exportando 820kW e a geração mínima será de 600kW exportando 170W, considerando a exportação e importação como o fluxo no religador RD-566747, como mostrado nas Figuras 74 e 75:

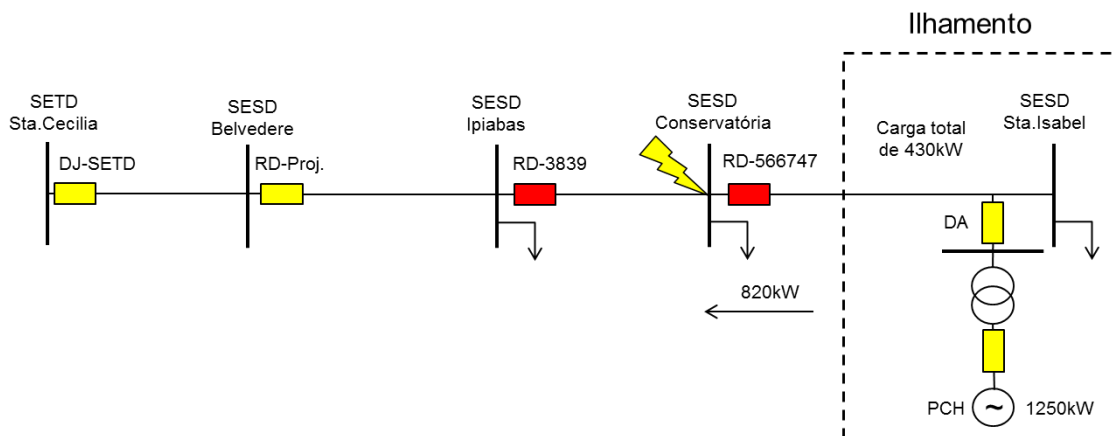


Figura 74: Pontos operativos com geração máxima para o cenário 5.4.3.3.

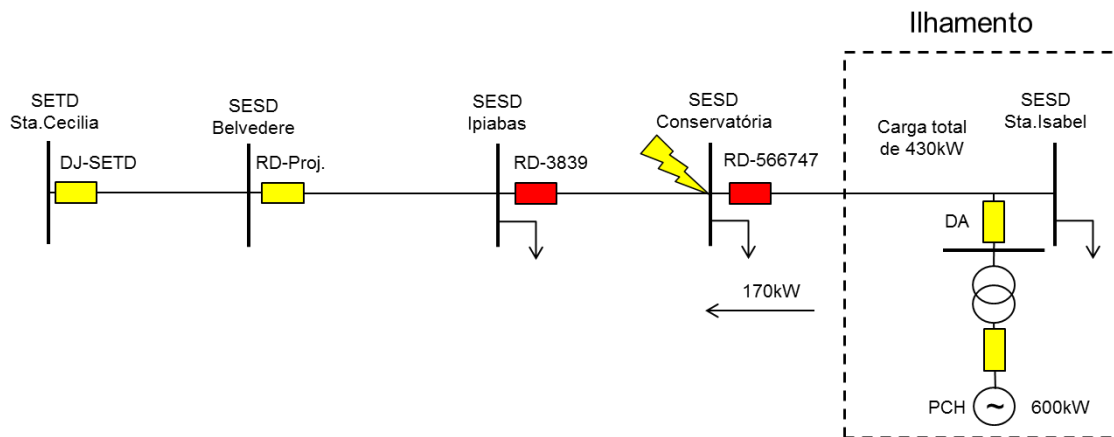


Figura 75: Pontos operativos com geração mínima para o cenário 5.4.3.3.

Vale notar que a carga das SESD e Sta.Isabel para este caso soma 420kW. Nos cenários de geração máxima e mínima, pelas leituras dos fluxos e geração, a carga da microrrede é de 430kW respectivamente, sendo esse excedente de 10kW correspondente às perdas elétricas na rede em cada caso. A seguir são representados os gráficos das grandezas extraídas das simulações, nas figuras 76 a 81:

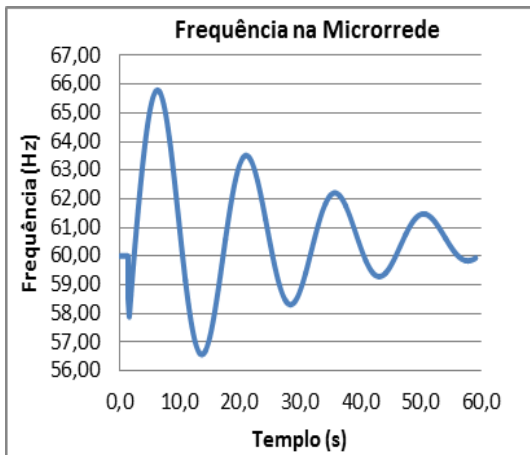


Figura 76: Frequência na Microrrede até o RD-566747, com carga média e geração máxima.

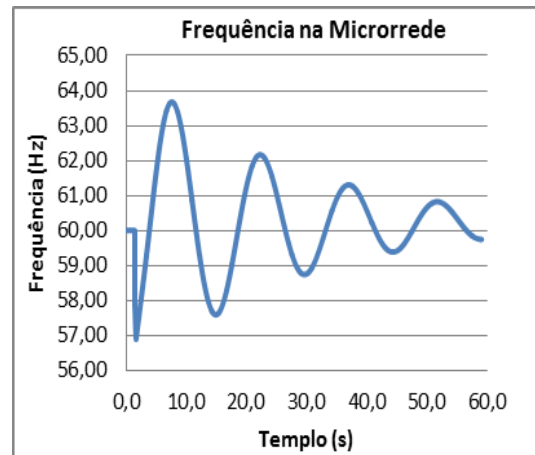


Figura 79: Frequência na Microrrede até o RD-566747, com carga média e geração mínima.

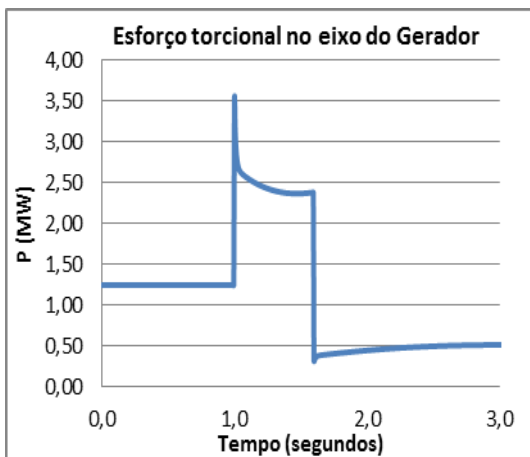


Figura 77 Esforço torcional na PCH durante a formação da microrrede até o RD-566747, com carga leve e geração máxima.

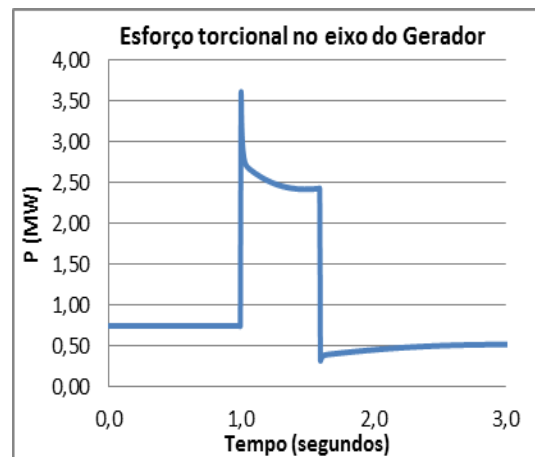


Figura 80: Esforço torcional na PCH durante a formação da microrrede até o RD-566747, com carga leve e geração mínima.

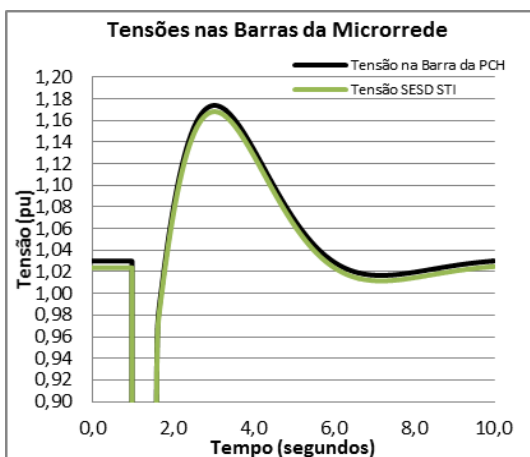


Figura 78 Tensões nas barras da microrrede até o RD-566747, com carga leve e geração máxima

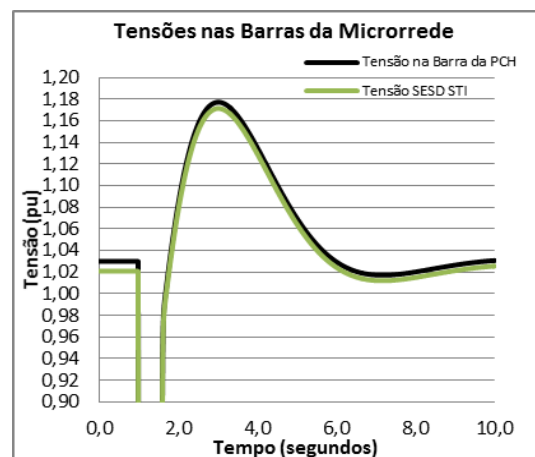


Figura 81 Tensões nas barras da microrrede até o RD-566747, com carga leve e geração mínima.

A tabela 21 resume os valores dos gráficos desta seção:

Tabela 21: Variações das grandezas para ilhamento até o RD-566747, com carga média.

Variações	Geração Máxima		Geração Mínima	
	Max	Min	Max	Min
Variação de frequência (Hz)	65,79	56,55	63,67	56,58
Variação de esforço torcional (MW)	2,14		2,20	
Variação de tensão pós-ilhamento (p.u.)	1,025	1,021	1,026	1,022

5.4.4 Carga Leve

5.4.4.1 Seccionamento no religador RD-Proj. – curto-circuito 2'

Para que o ilhamento seja bem sucedido no cenário de carga leve, com 33% da carga pesada, seccionando a rede no ponto do religador projetado, a potência máxima de geração antes do ilhamento será de 1950kW exportando 820kW e a geração mínima será de 650kW, importando 410kW, como mostrado nas Figuras 82 e 83:

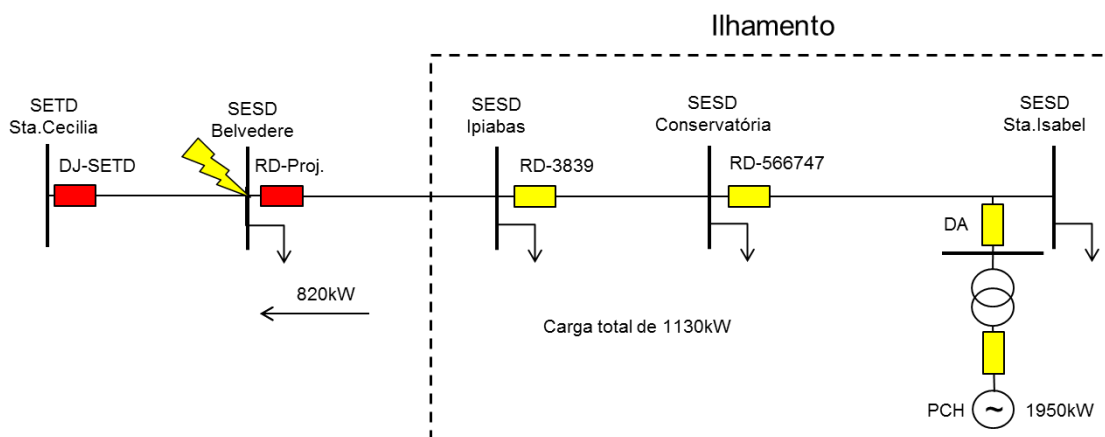


Figura 82: Pontos operativos com geração máxima para o cenário 5.4.4.1.

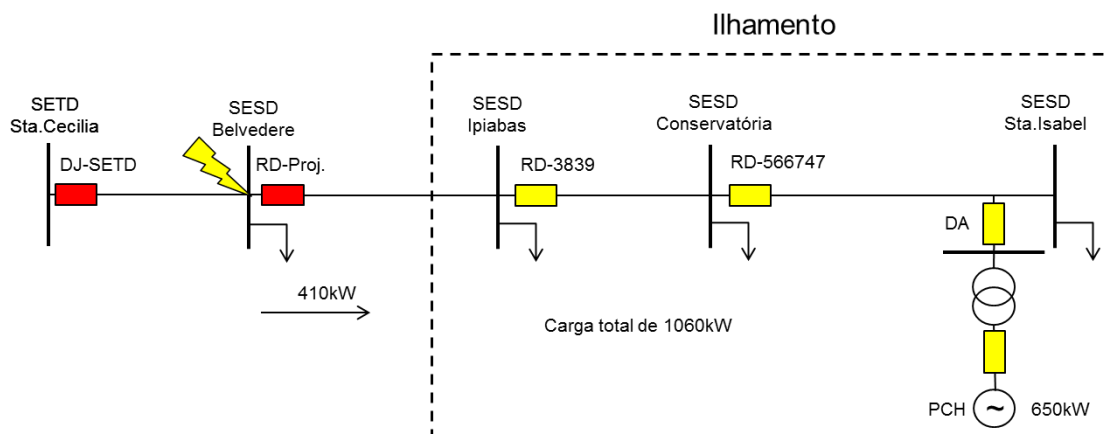


Figura 83: Pontos operativos com geração mínima para o cenário 5.4.4.1.

Vale notar que a carga das SED's Ipiabas, Conservatória e Sta.Isabel para este caso soma 1050kW. Nos cenários de geração máxima e mínima, pelas leituras dos fluxos e geração, a carga da microrrede é de 1130kW e 1060kW respectivamente, sendo esse excedente de 80kW e 10kW correspondente às perdas elétricas na rede em cada caso.

A seguir são mostrados os gráficos das grandezas extraídas das simulações, nas Figuras 84 a 89.

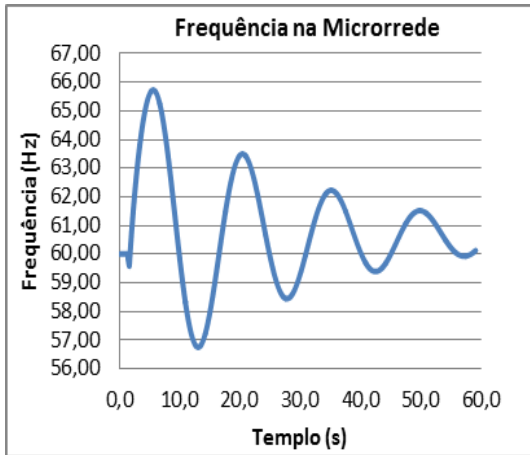


Figura 84: Frequência na Microrrede até o RD-Proj., com carga leve e geração máxima.

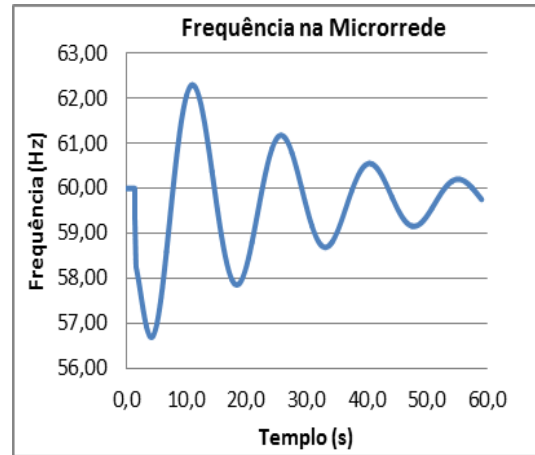


Figura 87: Frequência na Microrrede até o RD-Proj., com carga leve e geração máxima.

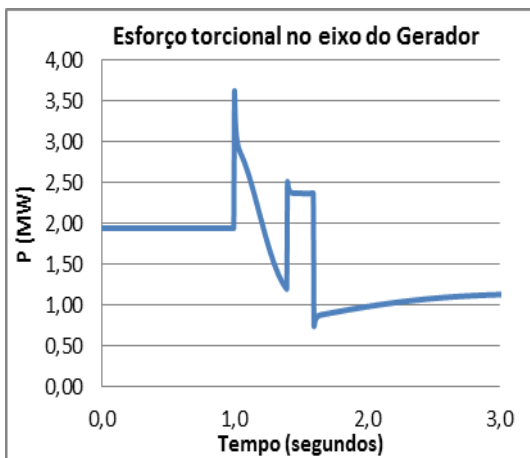


Figura 85 Esforço torcional na PCH durante a formação da microrrede até o RD-Proj., com carga leve e geração máxima.

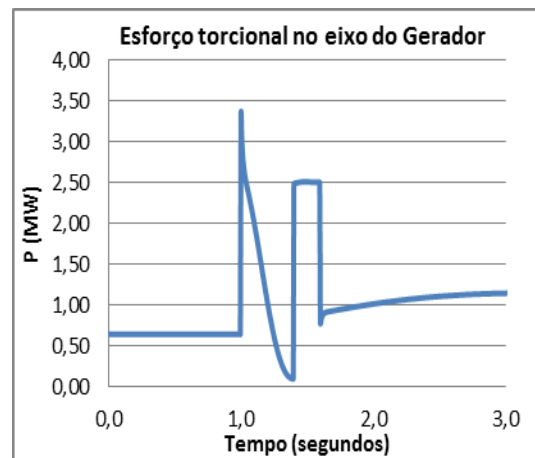


Figura 88 Esforço torcional na PCH durante a formação da microrrede até o RD-Proj., com carga leve e geração mínima.

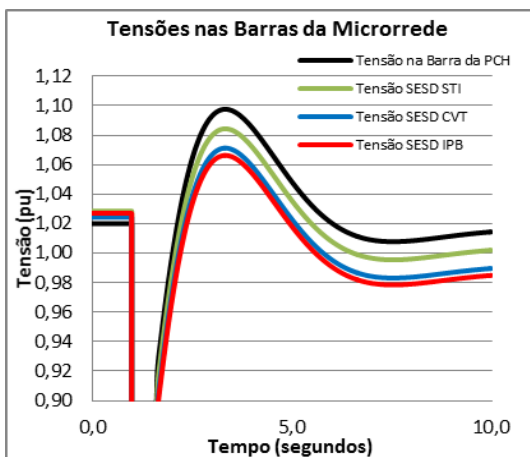


Figura 86 Tensões nas barras da microrrede até o RD-Proj., com carga leve e geração máxima

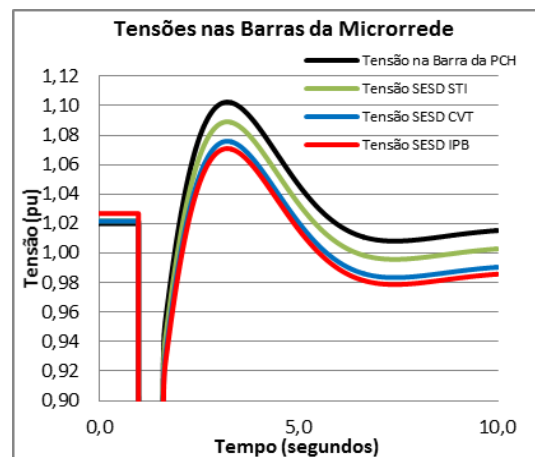


Figura 89 Tensões nas barras da microrrede até o RD-Proj., para carga leve e geração máxima.

A Tabela 22 resume os valores dos gráficos desta seção:

Tabela 22: Variações das grandezas para ilhamento até o RD-Proj., com carga leve.

Variações	Geração Máxima		Geração Mínima	
	Max	Min	Max	Min
Variação de frequência (Hz)	65,73	56,74	62,30	56,69
Variação de esforço torcional (MW)	1,76		2,41	
Variação de tensão pós-ilhamento (p.u.)	1,002	0,982	1,003	0,983

5.4.4.2 Seccionamento no religador RD-3839 – curto-circuito 3'

Para o mesmo cenário de carga leve, será mudado o ponto de seccionamento da rede para o religador 3839, assumindo que ocorra um defeito entre este e o religador projetado à montante e excluindo a SESD Ipiabas da microrrede. Nesse caso, para que o ilhamento seja bem sucedido, verificou-se que a potência máxima de geração antes do ilhamento será de 1550kW exportando 850kW e a geração mínima será de 550kW, importando 120kW, considerando a exportação e importação como o fluxo no religador 3839, como mostrado nas Figuras 90 e 91:

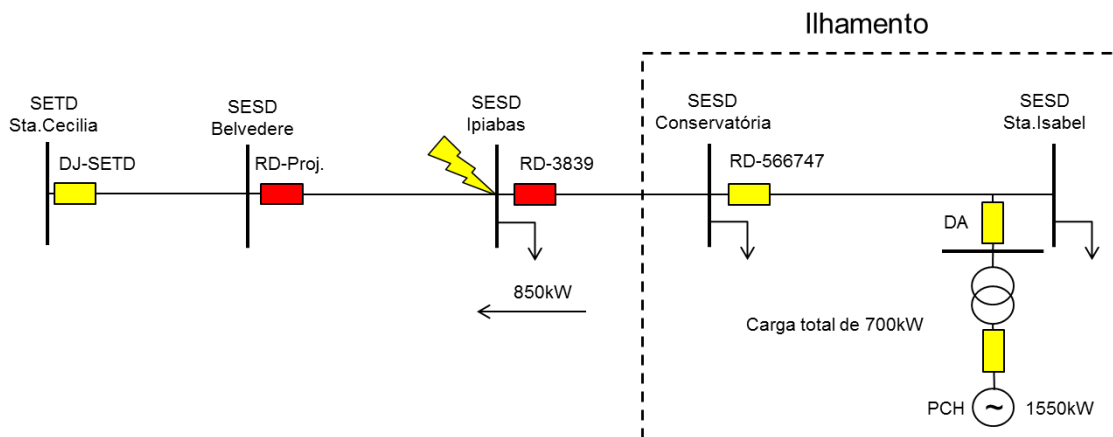


Figura 90: Pontos operativos com geração máxima para o cenário 5.4.4.2.

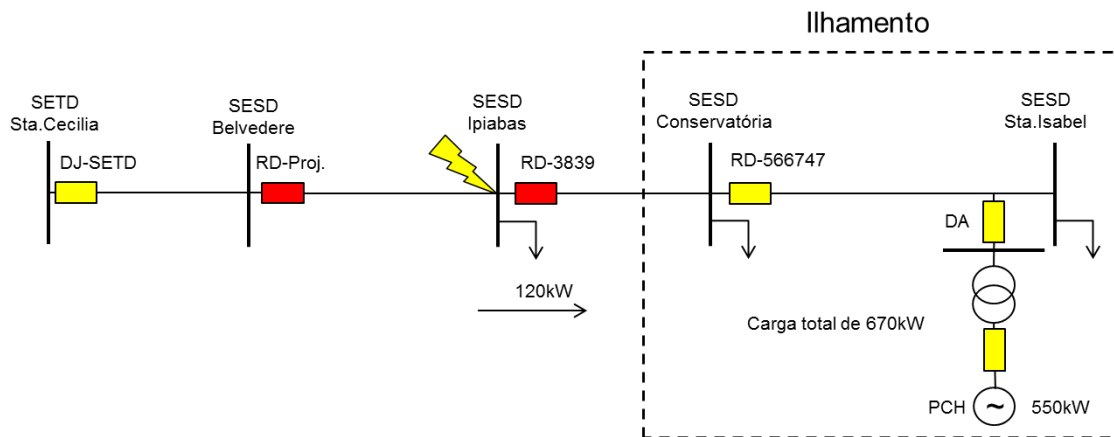


Figura 91: Pontos operativos com geração mínima para o cenário 5.4.4.2.

Vale notar que a carga das SESD's Conservatória e Sta.Isabel para este caso soma 660kW. Nos cenários de geração máxima e mínima, pelas leituras dos fluxos e geração, a carga da microrrede é de 700W e 670kW respectivamente, sendo esse excedente de 40kW e 10kW correspondente às perdas elétricas na rede em cada caso.

Foram obtidos os seguintes gráficos das simulações, representados nas Figuras 92 a 97.

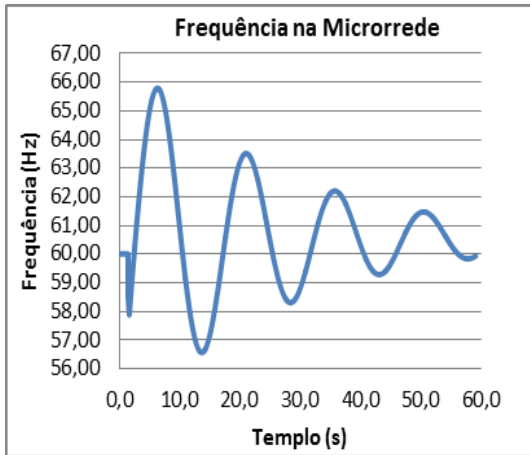


Figura 92: Frequência na Microrrede até o RD-3839, com carga leve e geração máxima.

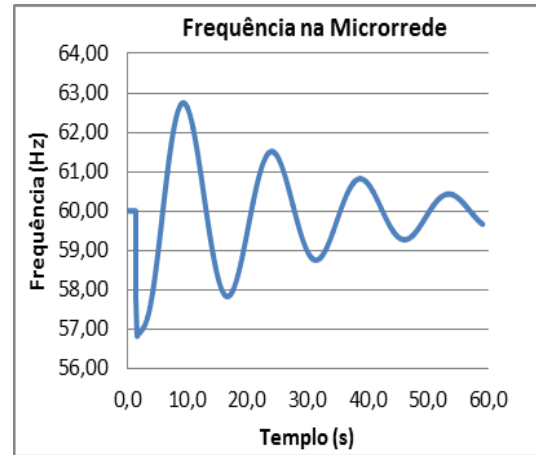


Figura 95: Frequência na Microrrede até o RD-3839, com carga leve e geração mínima.

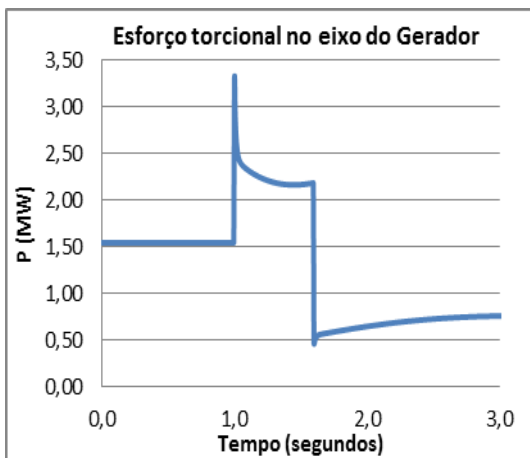


Figura 93 Esforço torcional na PCH, durante a formação da microrrede até o RD-3839, com carga leve e geração máxima.

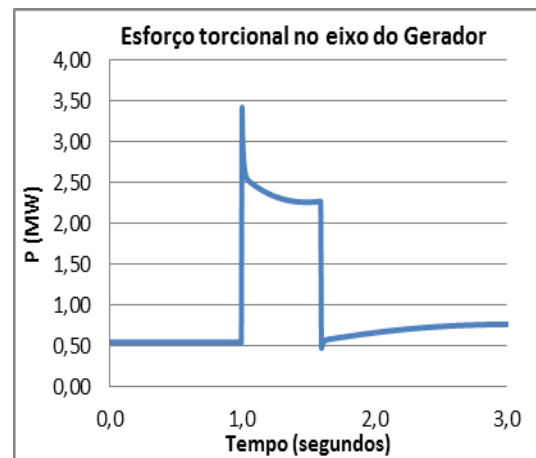


Figura 96 Esforço torcional na PCH, durante a formação da microrrede até o RD-3839, com carga leve e geração mínima.

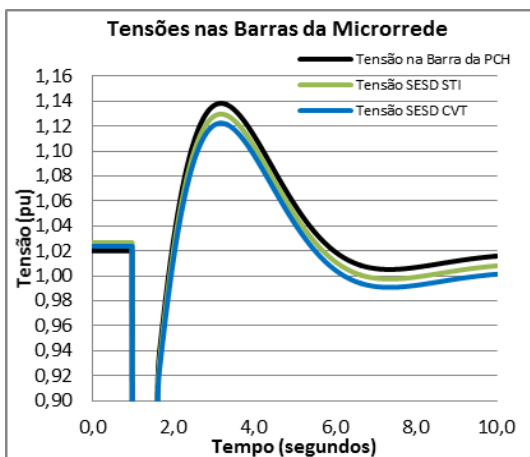


Figura 94 Tensões nas barras da microrrede até o RD-3839 para carga leve e geração máxima

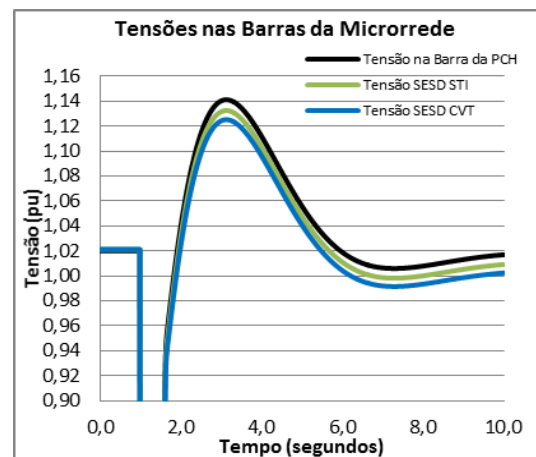


Figura 97 Tensões nas barras da microrrede até o RD-3839 com carga leve e geração mínima.

A Tabela 23 resume os valores dos gráficos desta seção:

Tabela 23: Variações das grandezas para ilhamento até o RD-3839, com carga leve.

Variações	Geração Máxima		Geração Mínima	
	Max	Min	Max	Min
Variação de frequência (Hz)	65,82	56,62	62,75	56,82
Variação de esforço torcional (MW)	1,78		1,89	
Variação de tensão pós-ilhamento (p.u.)	1,008	0,997	1,009	0,999

5.4.4.3 Seccionamento no religador RD-566747 – curto-circuito 4'

Para o mesmo cenário de carga leve, será mudado o ponto de seccionamento da rede para o religador 566747, assumindo que ocorra um defeito entre este e o religador 3839 à montante e excluindo as SESD's Ipiabas e Conservatória da microrrede. Nesse caso, para que o ilhamento seja bem sucedido, verificou-se que a potência máxima de geração antes do ilhamento será de 1000kW exportando 780kW e a geração mínima será de 400kW exportando 180kW, considerando a exportação e importação como o fluxo no religador 566747, como mostrado nas Figuras 98 e 99:

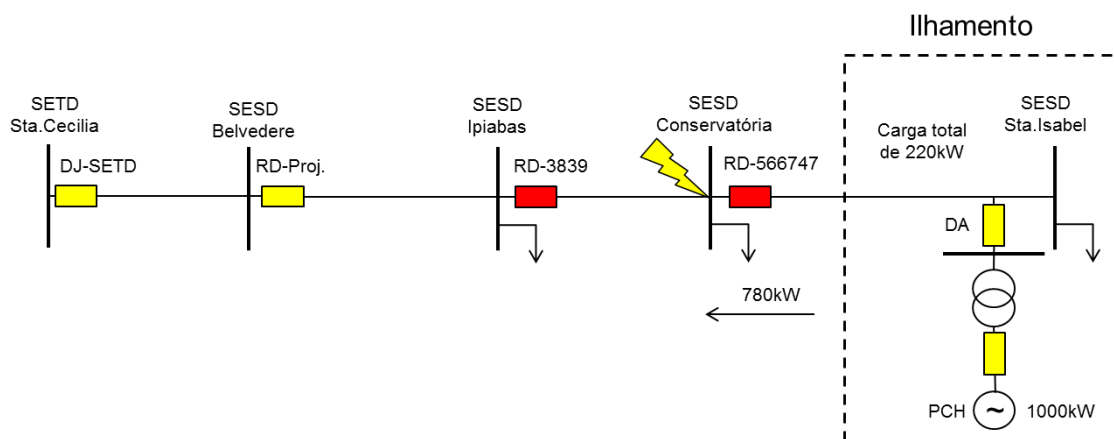


Figura 98: Pontos operativos com geração máxima para o cenário 5.4.4.3.

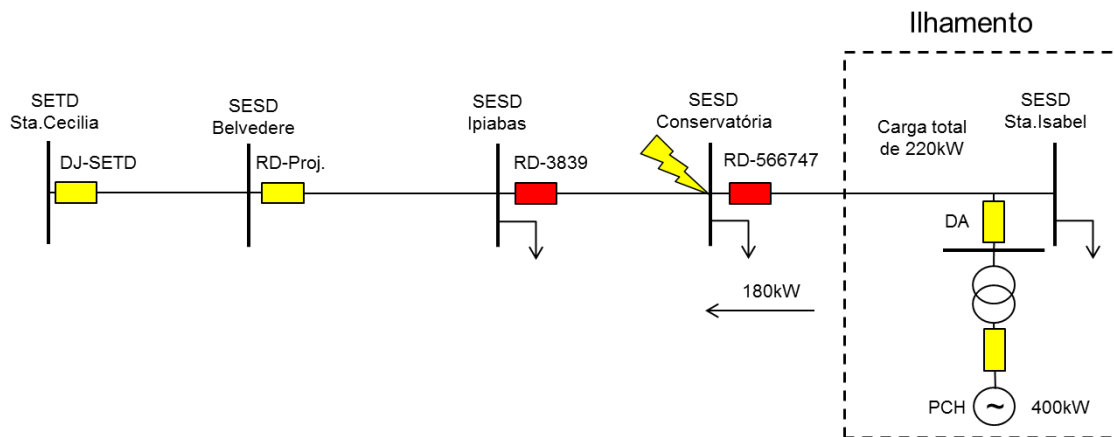


Figura 99: Pontos operativos com geração mínima para o cenário 5.4.4.3.

Vale notar que a carga da SESD Sta.Isabel para este caso é de 210kW. Nos cenários de geração máxima e mínima, pelas leituras dos fluxos e geração, a carga da microrrede é de 220kW, sendo esse excedente de 10kW correspondente às perdas elétricas na rede em cada caso.

A seguir são mostrados os gráficos das grandezas extraídas das simulações, nas figuras 100 a 105.

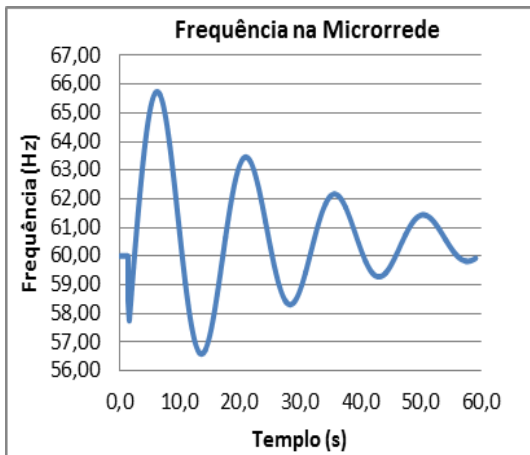


Figura 100: Frequência na Microrrede até o RD-566747, com carga leve e geração máxima.

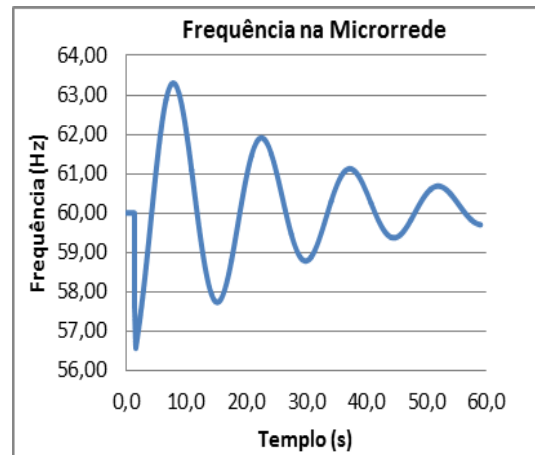


Figura 103: Frequência na Microrrede até o RD-566747, com carga leve e geração mínima.

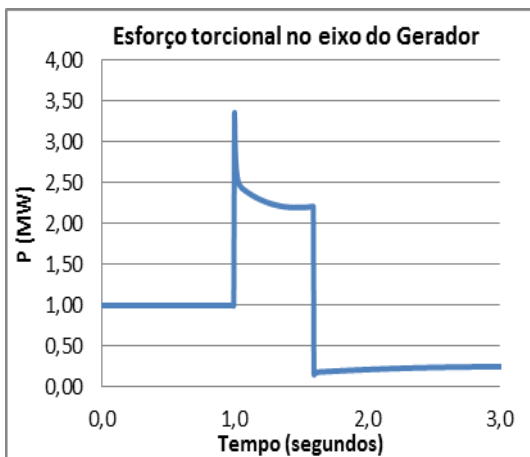


Figura 101: Esforço torcional na PCH durante a formação da microrrede até o RD-566747, com carga leve e geração máxima.

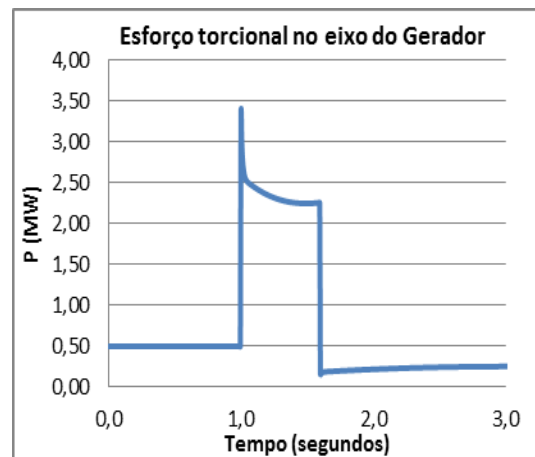


Figura 104: Esforço torcional na PCH durante a formação da microrrede até o RD-566747, com carga leve e geração mínima.

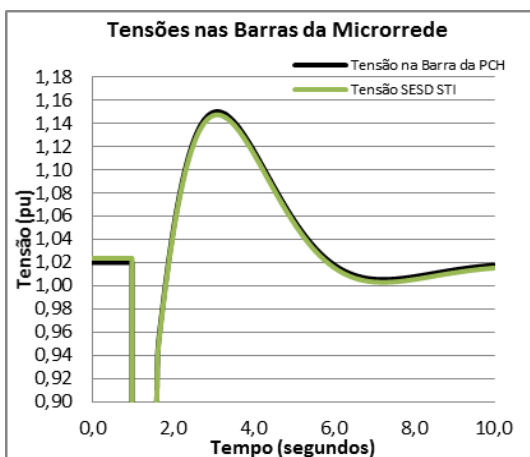


Figura 102 Tensões nas barras da microrrede até o RD-566747, com carga leve e geração máxima

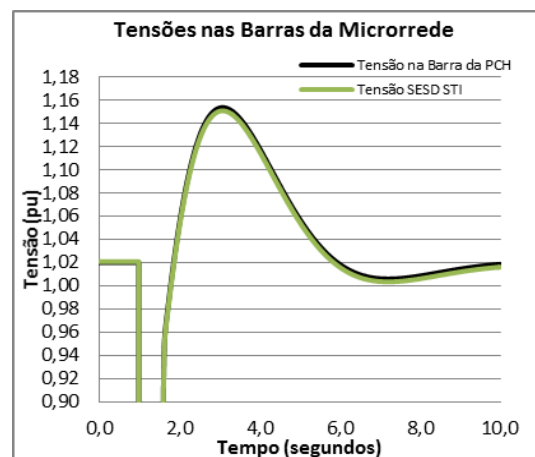


Figura 105 Tensões nas barras da microrrede até o RD-566747, com carga leve e geração mínima

A Tabela 24 resume os valores dos gráficos desta seção:

Tabela 24: Variações das grandezas para ilhamento até o RD-566747, com carga leve.

Variações	Geração Máxima		Geração Mínima	
	Max	Min	Max	Min
Variação de frequência (Hz)	65,74	56,78	63,30	56,56
Variação de esforço torcional (MW)	2,14		2,20	
Variação de tensão pós-ilhamento (p.u.)	1,015	1,011	1,016	1,012

5.4.5 Curvas de viabilidade de ilhamento

Determinadas as gerações máximas e mínimas para cada patamar de carga para as quais pode ocorrer o ilhamento, foram registrados os valores correspondentes ao fluxo de potência em todos os elementos de seccionamento em operação normal. A partir da soma desses valores, considerando exportação de potência um valor negativo, encontra-se a carga aproximada da microrrede formada. Esses resultados podem ser vistos nas Tabelas 25 e 26:

Tabela 25: Dados de potência para geração máxima para que o ilhamento ocorra.

Geração Máxima				
Ponto de seccionamento da microrrede		RD-Proj	RD-3839	RD-566747
Carga Pesada	Geração Máxima (kW)	4200	3150	1500
	Fluxo antes da abertura (kW)	-770	-1050	-840
	Carga na microrrede (kW)	3430	2100	660
Carga Média	Geração Máxima (kW)	3050	2300	1250
	Fluxo antes da abertura (kW)	-790	-920	-820
	Carga na microrrede (kW)	2260	1380	430
Carga Leve	Geração Máxima (kW)	1950	1550	1000
	Fluxo antes da abertura (kW)	-820	-850	-780
	Carga na microrrede (kW)	1130	700	220

Tabela 26: Dados de potência para geração mínima para que o ilhamento ocorra.

Geração Mínima				
Ponto de seccionamento da microrrede		RD-Proj	RD-3839	RD-566747
Carga Pesada	Geração Mínima (kW)	2750	1800	850
	Fluxo antes da abertura (kW)	530	220	-200
	Carga na microrrede (kW)	3280	2020	650
Carga Média	Geração Mínima (kW)	1650	1050	600
	Fluxo antes da abertura (kW)	490	280	-170
	Carga na microrrede (kW)	2140	1330	430
Carga Leve	Geração Mínima (kW)	650	550	400
	Fluxo antes da abertura (kW)	410	120	-180
	Carga na microrrede (kW)	1060	670	220

A partir desses valores, podemos traçar curvas correspondentes ao máximo e mínimo de geração para cada condição de seccionamento que levam à formação da microrrede com sucesso. As curvas em função do fluxo no ponto de seccionamento foram determinadas a partir das linhas correspondentes a geração e fluxo antes da abertura das Tabelas 25 e 26. As curvas em função da carga à jusante do ponto de seccionamento foram determinadas a partir das linhas correspondentes a geração e carga na microrrede, também nas Tabelas 25 e 26. As curvas são mostrados nas Figuras 106 e 107, respectivamente. Os pontos operativos em cada cenário de carga, utilizados para gerar as curvas da Figura 106, também são mostrados para ilustrar como essas são determinadas:

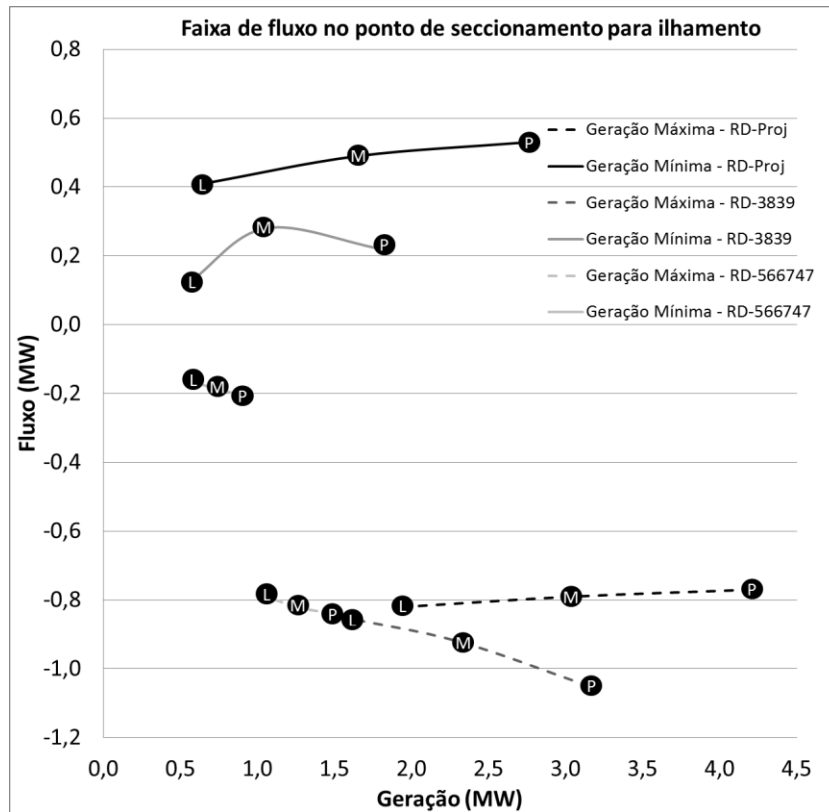


Figura 106: Faixas de fluxo no ponto de seccionamento para o qual é possível formar uma microrrede.

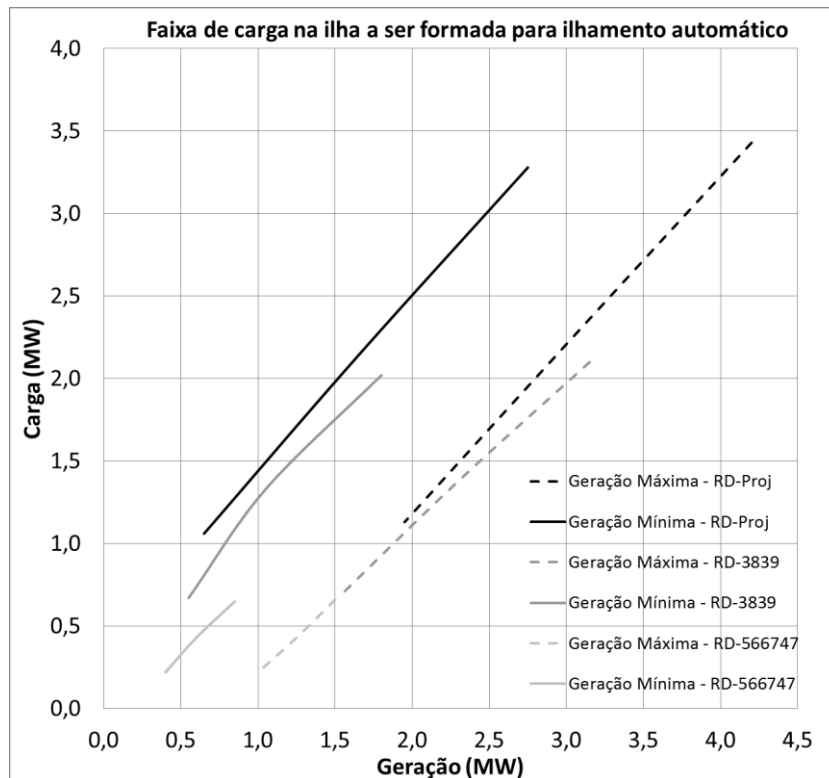


Figura 107: Faixas de carga à jusante do ponto de seccionamento para ilhamento bem-sucedido.

Interpretando a Figura 107 fisicamente, a região à direita das curvas corresponde a sobrefrequência, pois há muita geração e pouca carga na microrrede para absorvê-la. Analogamente a região a esquerda das curvas corresponde a pouca geração disponível para a carga na microrrede, implicando em subfrequência. Assim, a faixa entre as curvas caracteriza a região de condições de carga e geração onde o ilhamento é viável.

Por exemplo, de acordo com a Figura 106, para um valor de geração de 2MW, o fluxo no RD-Proj poderia se situar aproximadamente entre -790kW e 500kW para que o ilhamento provocado pelo seccionamento em RD-Proj seja bem-sucedido. Para valores de exportação maiores que -790kW, a microrrede violaria os limites de sobrefrequência. Para valores de importação maiores que 500kW, a frequência da microrrede cairia abaixo dos limites de subfrequência.

Já de acordo com a Figura 107, para esse mesmo valor de geração de 2MW, a carga à jusante do RD-proj. poderia se situar entre 1200kW e 2500kW. Para valores superiores a 2500kW, a frequência na microrrede viola os limites de subfrequência, e para valores inferiores a 1200kW, é violado o limite de sobrefrequência.

Como forma de avaliar a chance de sucesso do ilhamento como um todo, levando em consideração a carga da seção do alimentador que corresponde ao maior tamanho de microrrede possível nesse estudo de caso, parametrizaram-se as curvas de carga a jusante de cada ponto de seccionamento em função da carga a partir do RD-Proj. A visualização da Figura 108 permite avaliar as possibilidades de ilhamento em função da carga total na maior microrrede possível, que é a carga a jusante do RD-Proj, em função dos limites de geração que são os mesmos da Figura 107.

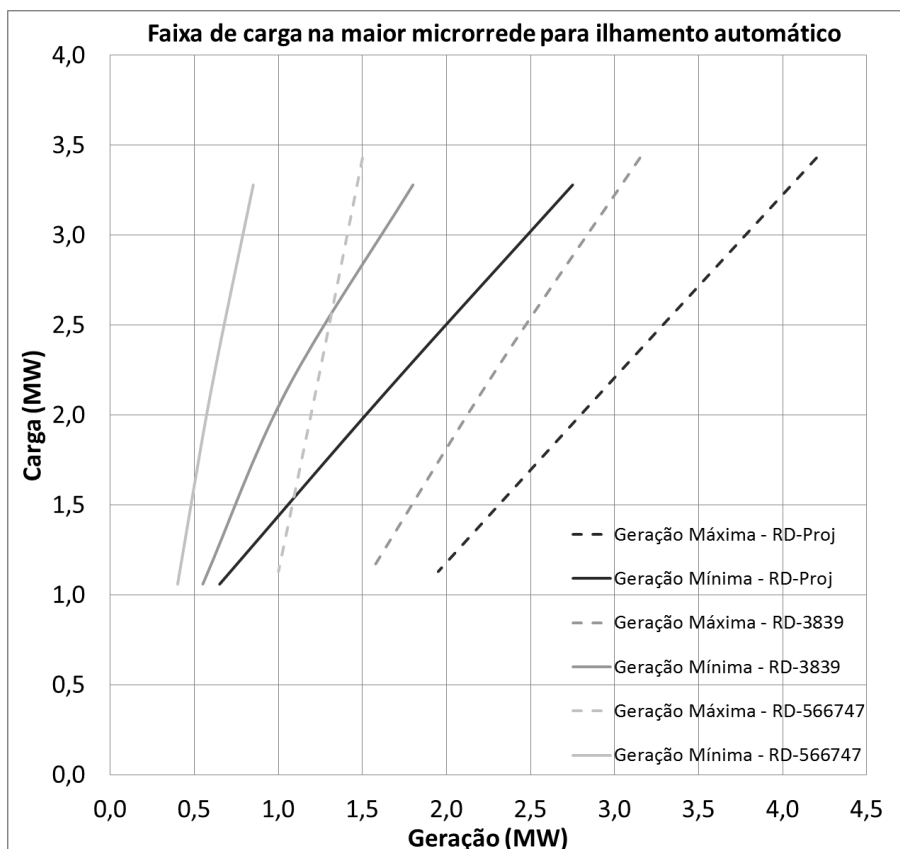


Figura 108: Faixas de carga total na microrrede para que o ilhamento seja bem-sucedido.

Percebe-se pela Figura 108 que existem grandes possibilidades de sucesso do ilhamento. Para quase todo ponto de operação entre os carregamentos mínimo e máximo da região possível de ser ilhada, de 1,1MW e 3,4MW respectivamente, e para potências de geração entre 0,5MW e 4,2MW, é possível que o sistema seja ilhado em um ou mais pontos de seccionamento. Ou seja, para todos cenários de carga, com despachos de geração dentro de limites que não são incomuns, é possível que o sistema seja ilhado automaticamente.

Para implementação no SCIA, devem ser utilizados os valores dos fluxos registrados em cada religador individualmente, para identificar a viabilidade do ilhamento quando da ocorrência de uma falta, pois essas serão as leituras disponíveis em campo e informadas ao SCIA. Dessa forma, as curvas a serem implementadas no algoritmo do SCIA são as mostradas na Figura 107.

5.4.6 Exemplos da aplicação do SCIA

Para ilustrar o funcionamento do SCIA, são apresentados 3 exemplos de aplicação. Os dois primeiros consideram uma geração de 2MW e situações diferentes de carga. O objetivo é mostrar o comportamento do SCIA de acordo com a variação da carga. O terceiro exemplo mostra que no ponto operativo com uma geração de 1MW e carga de 1,2MW, é possível ilhar a microrrede em qualquer ponto de seccionamento.

5.4.6.1 Exemplo 1

Nesse exemplo, a carga ativa total da maior microrrede, que é o somatório das cargas da SESD Sta.Isabel até a SESD Ipiabas e das perdas na linha, é de 2,80MW, sendo gerados 2MW e importados 0,80MW da concessionária. Essa condição de carga corresponde a 86% da demanda máxima registrada nesta parte da rede, de 3,2MW, mais perdas. A Figura 109 mostra o ponto operativo da rede, nestas condições:

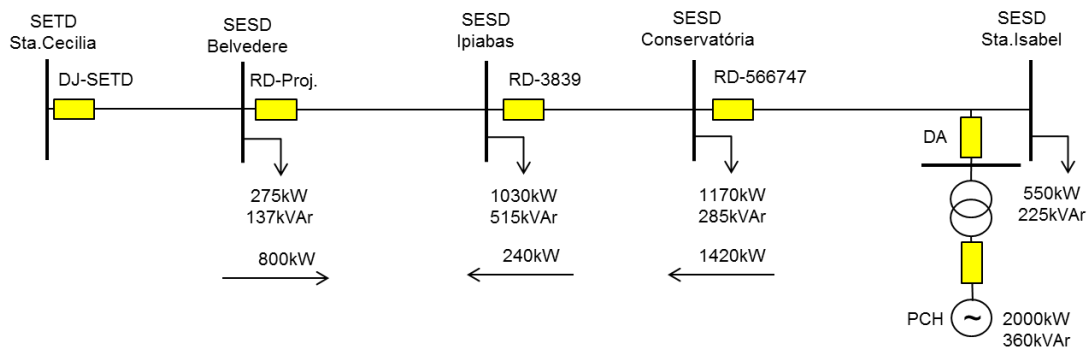


Figura 109: Ponto operativo do exemplo 1.

Para avaliar a viabilidade do ilhamento, será utilizado o gráfico reproduzido na Figura 110, com o ponto operativo desse exemplo indicado:

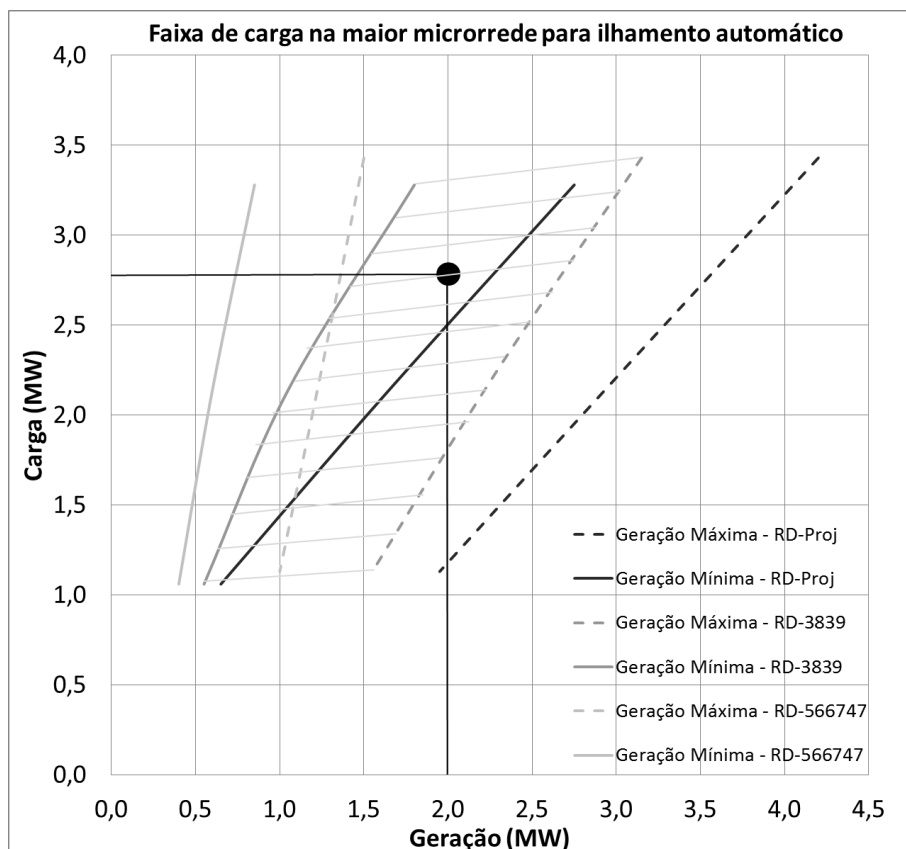


Figura 110: Ponto operativo do exemplo 1 na curva de viabilidade do ilhamento.

De acordo com o gráfico, somente é possível formar uma microrrede com o ponto operativo mostrado seccionando o RD-3839, pois o mesmo se encontra na região hachurada que corresponde à faixa de viabilidade para esse ponto de seccionamento.

A tentativa de ilhar a totalidade da microrrede, seccionando-a no RD-Proj, provoca violação do limite inferior de frequência, causada pelo excesso de carga a ser tomada pela PCH. A Figura 111 representa a frequência resultante dessa simulação, confirmando o esperado pela análise da curva de viabilidade.

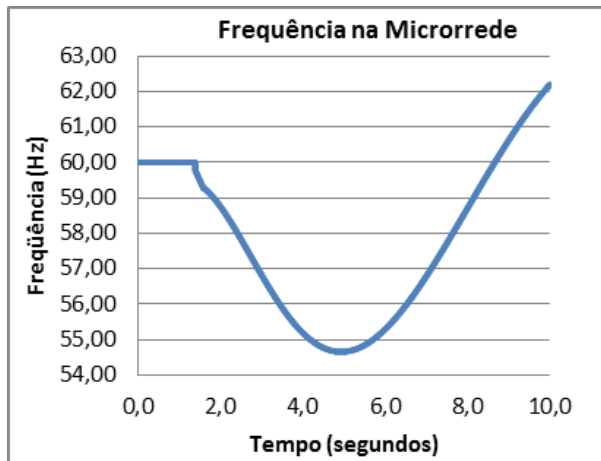


Figura 111: Frequência durante o ilhamento da microrrede até o RD-Proj, no ponto operativo do exemplo 1.

Já a simulação do seccionamento do religador RD-3839 resulta nas grandezas monitoradas aceitáveis, conforme esperado pelo gráfico de viabilidade, como mostrado nas Figuras 112 a 114:

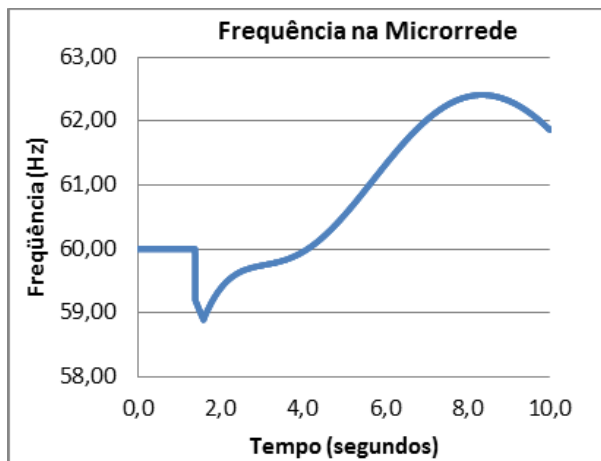


Figura 112: Frequência durante o ilhamento da microrrede até o RD-3839, no ponto operativo do exemplo 1.

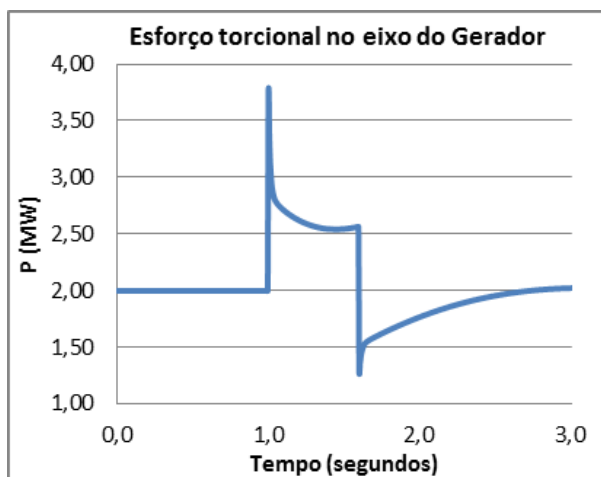


Figura 113: Esforço torcional durante o ilhamento da microrrede até o RD-Proj, no ponto operativo do exemplo 1.

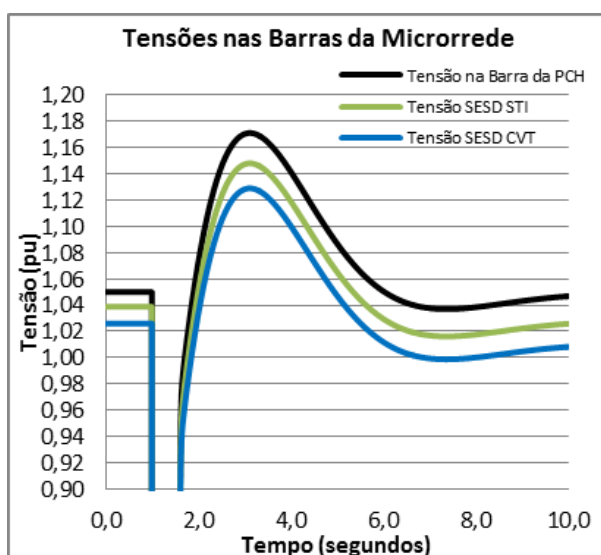


Figura 114: Tensões nas barras da microrrede ilhada até o RD-3839, no ponto operativo do exemplo 1.

Percebe-se que as variações de frequência, esforço torcional e tensão estão dentro dos limites adequados para este caso. Dessa forma, esse cenário é bem sucedido.

Caso o defeito tivesse sido entre os religadores RD-3839 e RD-566747, também não seria possível ilhar a microrrede, pois este ponto operativo estaria fora da faixa de viabilidade para o seccionamento no RD-566747. Para este seccionamento, a Figura 110 aponta a ocorrência de sobrefrequência.

De fato, pode-se verificar pelo gráfico de frequência da Figura 115 que o ponto operativo gera sobrefrequência no sistema quando o seccionamento é feito em RD-566747:

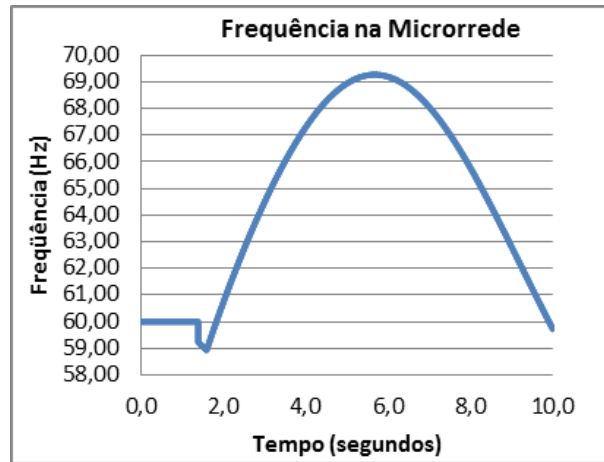


Figura 115: Frequência durante o ilhamento da microrrede até o RD-566747, no ponto operativo do exemplo 1.

Assim, este ponto de seccionamento implicaria em um ilhamento mal-sucedido. O SCIA ao verificar que o ponto operativo está fora da faixa de viabilidade, não tentaria ilhar a rede de distribuição neste ponto.

5.4.6.2 Exemplo 2

No segundo exemplo, a geração é mantida em 2,0MW, mas diminui-se a carga total para 2,29MW, sendo a importação de apenas 290kW de potência. Esse cenário corresponde a 70% da carga máxima, sendo mais próximo da carga média. A Figura 116 mostra o ponto operativo da rede.

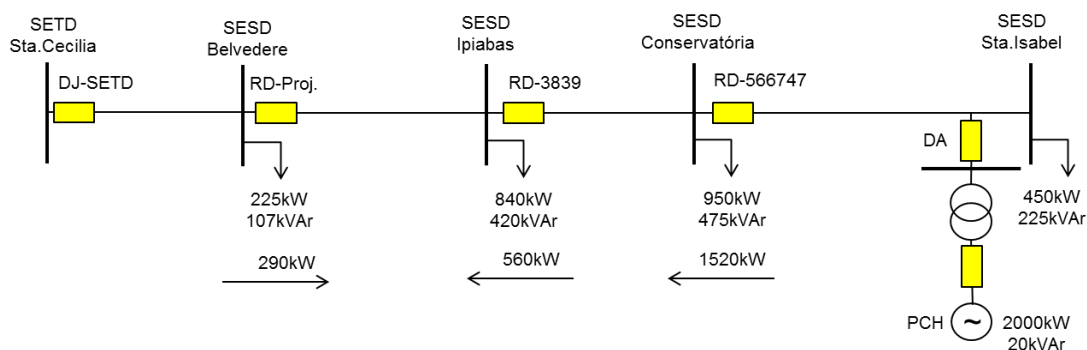


Figura 116: Ponto operativo do exemplo 2.

Para avaliar a viabilidade do ilhamento, será utilizado o gráfico da Figura 117, com o ponto operativo desse exemplo indicado:

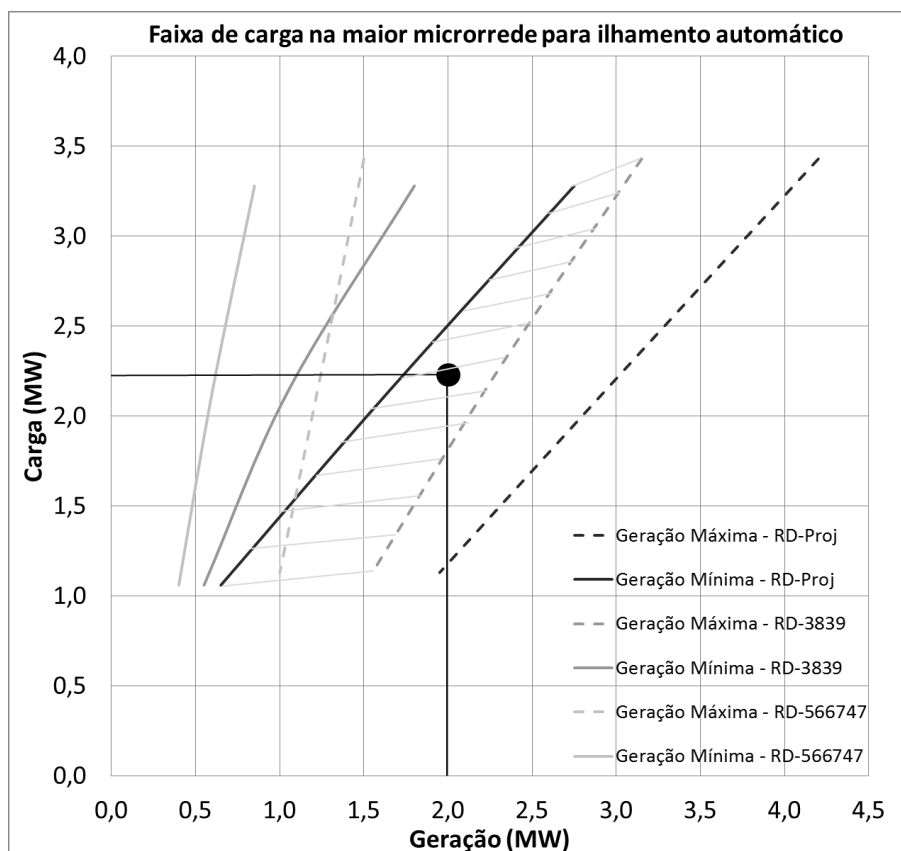


Figura 117: Ponto operativo do exemplo 2 na curva de viabilidade do ilhamento.

De acordo com o gráfico, na região hachurada, correspondente à interseção entre as faixas de viabilidade dos pontos de seccionamento RD-3839 e RD-Proj, é possível formar uma microrrede seccionando a rede em qualquer um dos dois pontos.

Os gráficos das figuras 118 a 123 mostram os resultados das simulações para os dois pontos de seccionamento:

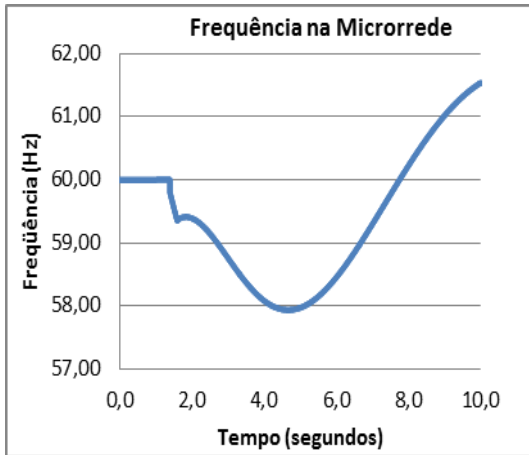


Figura 118: Frequência na microrrede até o RD-Projetado, ponto operativo do exemplo 2.

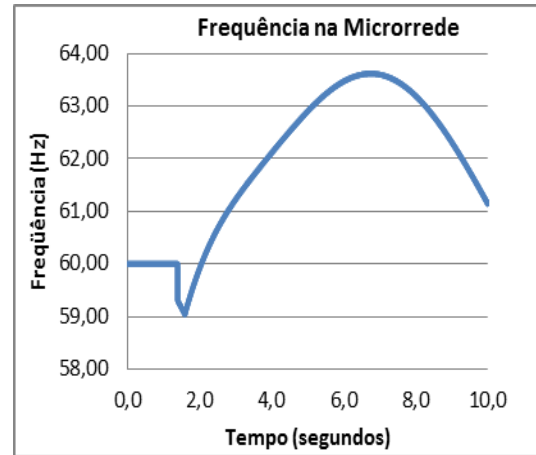


Figura 121: Frequência na microrrede até o RD-3839, ponto operativo do exemplo 2.

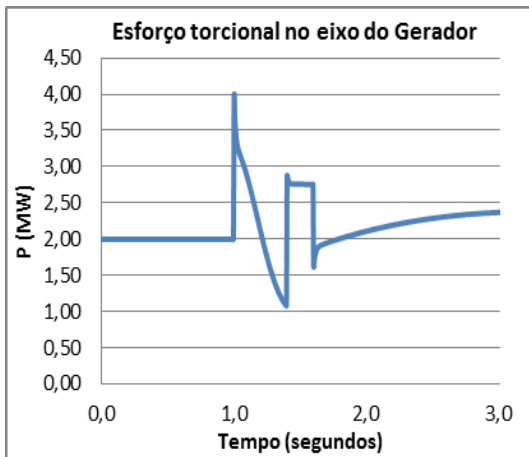


Figura 119: Esforço torcional durante o ilhamento da microrrede até o RD-Proj.

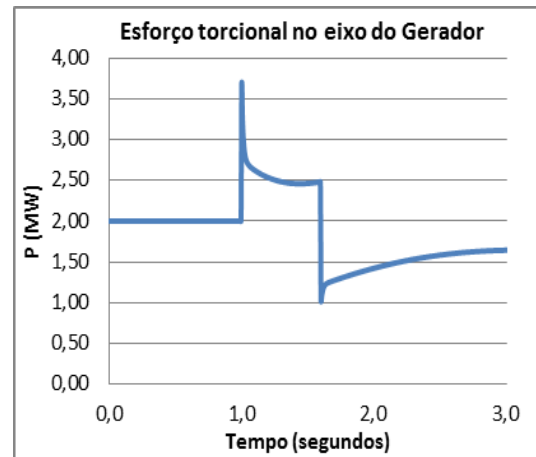


Figura 122: Esforço torcional durante o ilhamento da microrrede até o RD-3839.

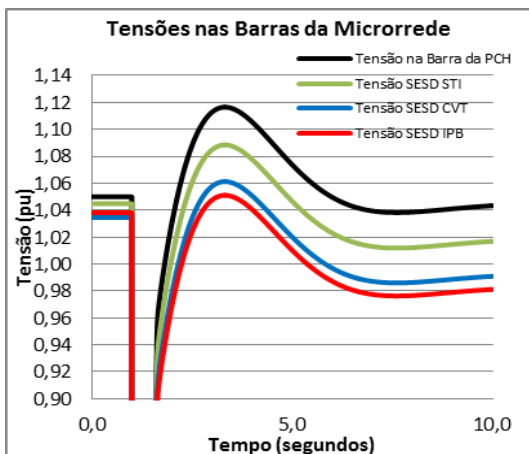


Figura 120: Tensão na microrrede até o RD-Projetado, no ponto operativo do exemplo 2.

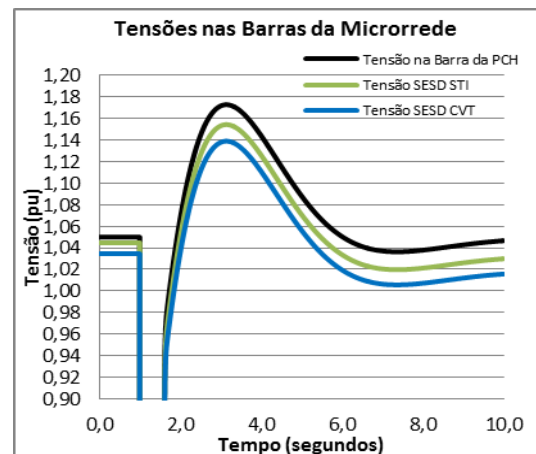


Figura 123: Tensão na microrrede até o RD-3839, no ponto operativo do exemplo 2.

Verificou-se que a frequência, o esforço torcional e a tensão se encontraram dentro de limites adequados na microrrede, sendo ambos os casos bem-sucedidos no ilhamento.

Caso o defeito tivesse sido entre os religadores RD-3839 e RD-566747, não seria possível ilhar a microrrede, pois este ponto operativo estaria fora da faixa de viabilidade para o seccionamento no RD-566747, de acordo com a figura 117.

De fato, pode-se verificar pelo gráfico de frequência da Figura 124 que o ponto operativo a direita da faixa de viabilidade do seccionamento em RD-566747 gera sobrefrequência no sistema:

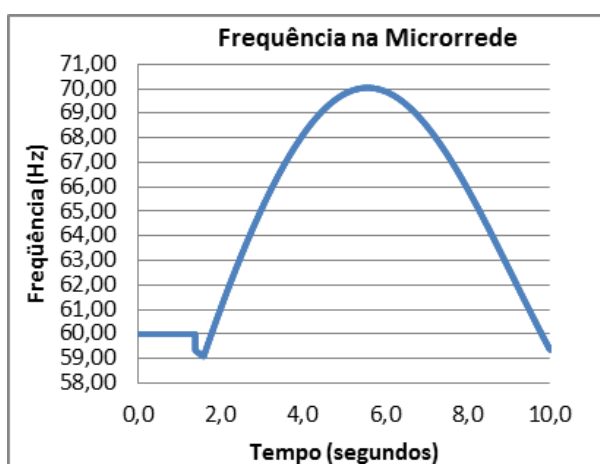


Figura 124: Frequência durante o ilhamento da microrrede até o RD-566747, no ponto operativo do exemplo 2.

Assim o SCIA ao verificar que o ponto operativo está fora da faixa de viabilidade, não tentaria ilhar a rede seccionando neste ponto.

5.4.6.3 Exemplo 3

No terceiro exemplo, a geração é considerada em 1,0MW, com carga total de 1,24MW, sendo 240kW a importação de potência da concessionária. Esse cenário corresponde a 37,5% da carga máxima, sendo mais próximo da carga leve. A Figura 125 mostra o ponto operativo da microrrede.

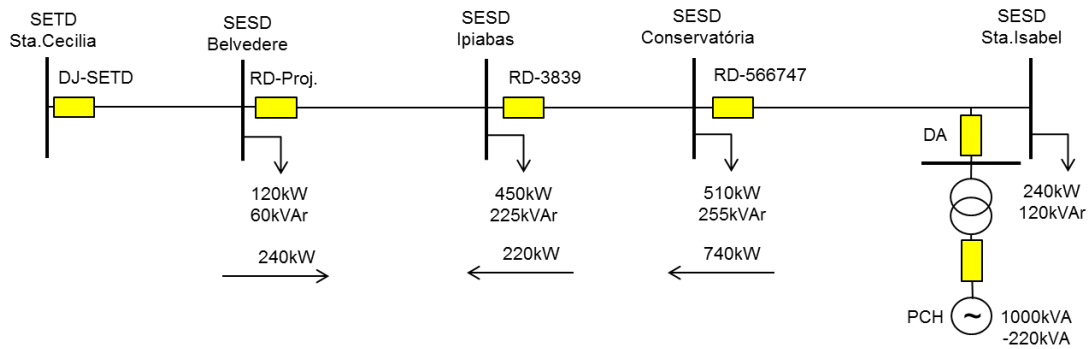


Figura 125: Ponto operativo do exemplo 3.

Para avaliar a viabilidade do ilhamento, será utilizado o gráfico da Figura 126, com o ponto operativo desse exemplo indicado:

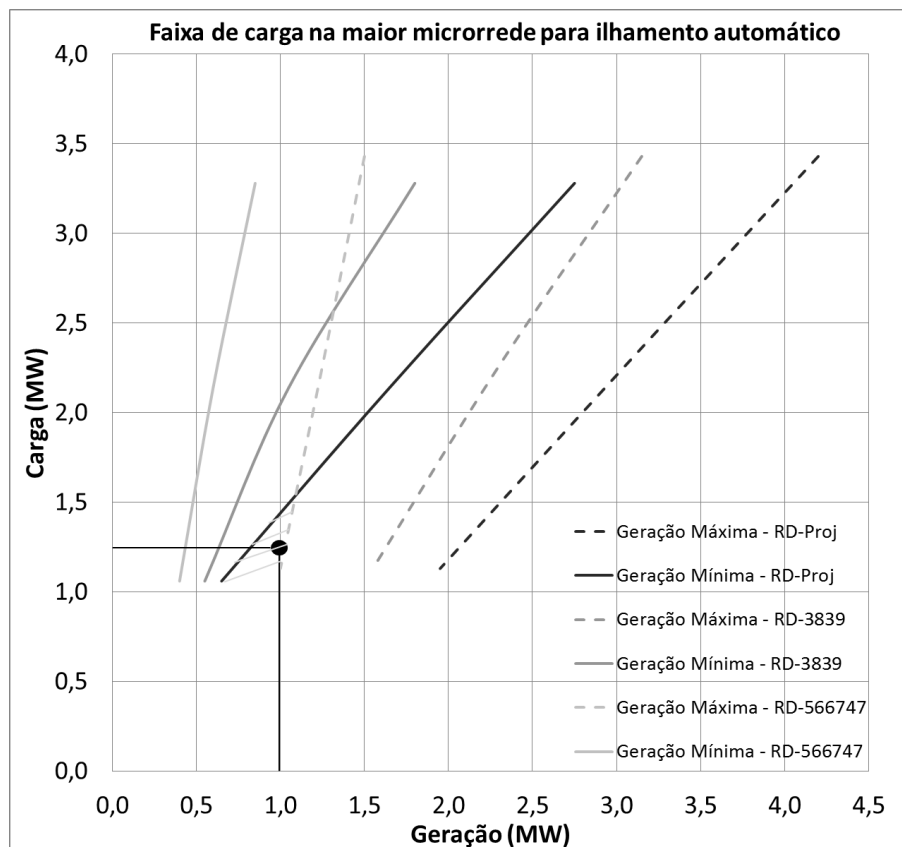


Figura 126: Ponto operativo do exemplo 3 na curva de viabilidade do ilhamento.

De acordo com o gráfico, na pequena região hachurada que corresponde à interseção entre as faixas de viabilidade dos três pontos considerados, é possível formar uma microrrede com o ponto operativo mostrado, seccionando a rede em

qualquer um dos três pontos. As figuras 127 a 135 mostram essas simulações para os três pontos de seccionamento existentes:

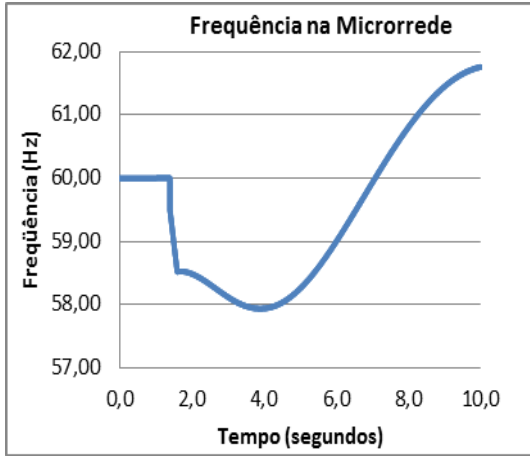


Figura 127: Frequência na microrrede até o RD-Projetado, ponto operativo do exemplo 3.

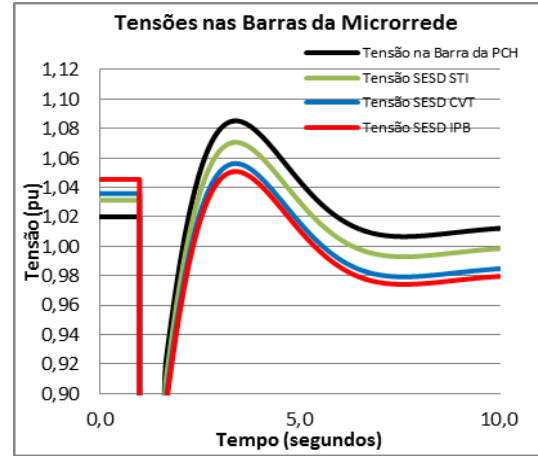


Figura 129: Tensão na microrrede até o RD-Projetado, no ponto operativo do exemplo 3.

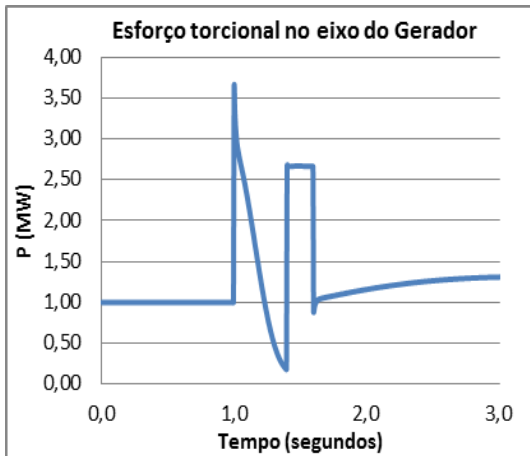


Figura 128: Esforço torcional durante o ilhamento da microrrede até o RD-Proj.

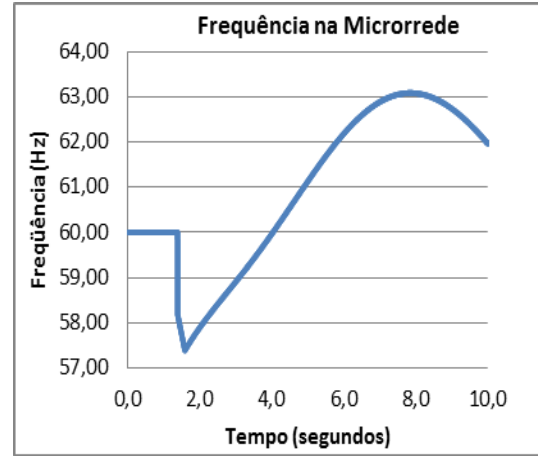


Figura 130: Frequência na microrrede até o RD-3839, ponto operativo do exemplo 3.

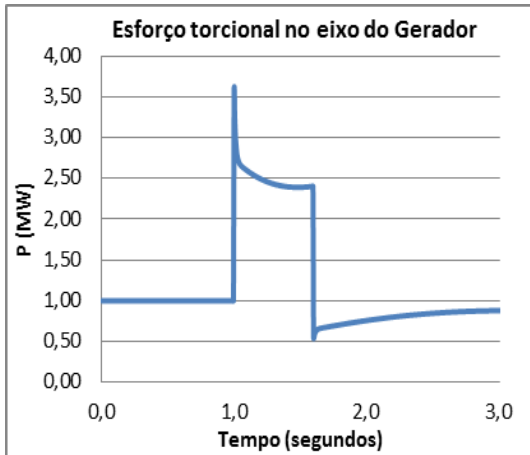


Figura 131: Esforço torcional durante o ilhamento da microrrede até o RD-3839.

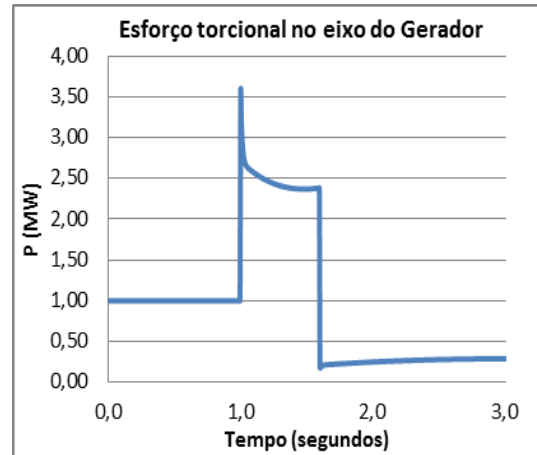


Figura 134: Esforço torcional durante o ilhamento da microrrede até o RD-566747.

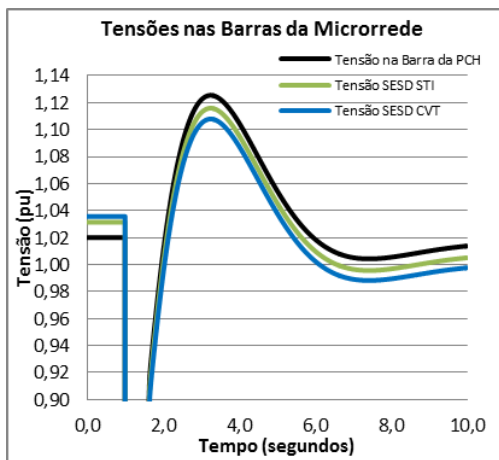


Figura 132: Tensão na microrrede até o RD-3839, no ponto operativo do exemplo 3.

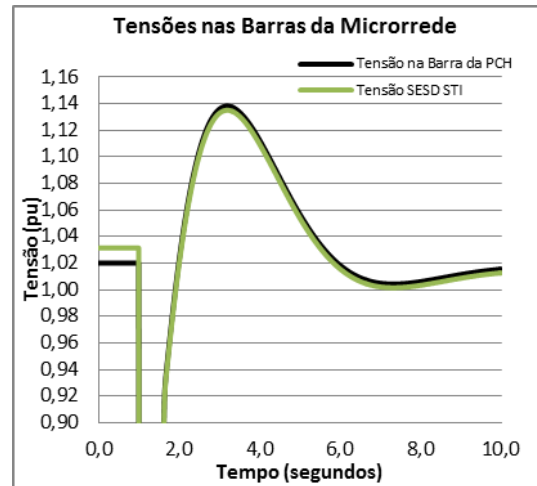


Figura 135: Tensão na microrrede até o RD-566747, no ponto operativo do exemplo 3.

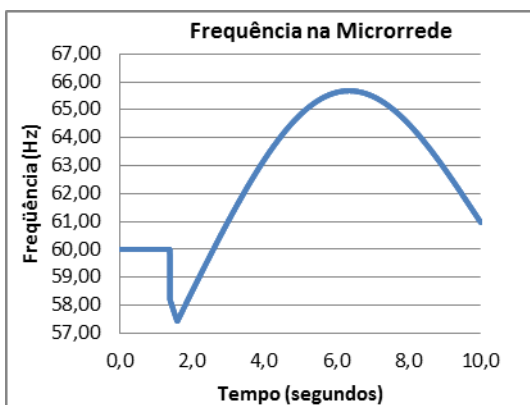


Figura 133: Frequência na microrrede até o RD-566747, ponto operativo do exemplo 3.

Verificou-se que a frequência, o esforço torcional e a tensão se encontraram dentro de limites adequados na microrrede, em todos os casos, como esperado pelas curvas de viabilidade.

5.5 Implantação do SCIA no sistema real

Esse item trata do processo de ilhamento como é feito atualmente, como ele será feito com a implantação do SCIA e as funções adicionais que serão implantadas no controlador além da automação do ilhamento.

5.5.1 Procedimento atual para ilhamento

Atualmente o ilhamento é executado pelo método denominado ‘Método do Ilhamento Suave’ descrito em [26]. A partir desse estudo foi desenvolvida uma instrução operativa, descrita abaixo, no qual será baseado o algoritmo de automatização do ilhamento implementado no SCIA.

Existem dois cenários para o qual o sistema é ilhado hoje, manutenção programada ou defeito prolongado quando a rede não é reestabelecida após o religamento automático do religador. Em ambos os cenários, dependendo do trecho a ser impedido ou no qual se encontra o defeito, a rede pode ser ilhada de duas formas: com a PCH alimentando apenas a SESD Santa Isabel ou alimentando, simultaneamente, as SESD’s Santa Isabel e Conservatória.

A manobra do ilhamento é realizada abrindo-se um ponto de seccionamento quando o fluxo de potência nesse ponto é zero, ou seja, quando há uma condição de carga e geração equilibrada.

Para todos os casos são consideradas as seguintes condições preliminares:

1. Inicialmente deverá ser verificado se a função DLV (Dispositivo de Linha Viva), ou, em inglês LLB (Live Load Blocking), está ativa em todos os religadores da linha Tamandaré 25 kV.
2. Sob hipótese alguma o ilhamento, ou as suas respectivas manobras, poderão ser iniciados antes do horário previsto na programação.
3. As manobras só poderão ser iniciadas após contato entre o COD (Centro de Operação da Distribuição) e a sala de controle da PCH Areal. A PCH Areal

deverá ser informada que irão iniciar as manobras de ilhamento. As manobras só poderão iniciar após o operador da PCH informar que a mesma já está preparada para o ilhamento.

A primeira condição serve para garantir que caso haja alguma falha de comunicação, não haverá fechamento fora de sincronismo por equipamentos da distribuidora, resguardando o patrimônio material do gerador. A segunda e terceira condições tem como objetivo integrar todos os agentes envolvidos no processo quando da manobra do ilhamento.

Durante o impedimento da rede, tanto por manutenção quanto por defeito prolongado, o trecho no qual serão executados os reparos é seccionado. Esse seccionamento atualmente é feito abrindo chaves faca (KS ou 'knife switch'), uma chave à montante do trecho (KS-1) e outra à jusante (KS-2), conforme Figura 136. O trecho à montante da KS-1 ficará energizado pela Light, através da SETD Santa Cecília e o trecho à jusante da KS-2 ficará energizado, de forma ilhada, pela PCH Areal.

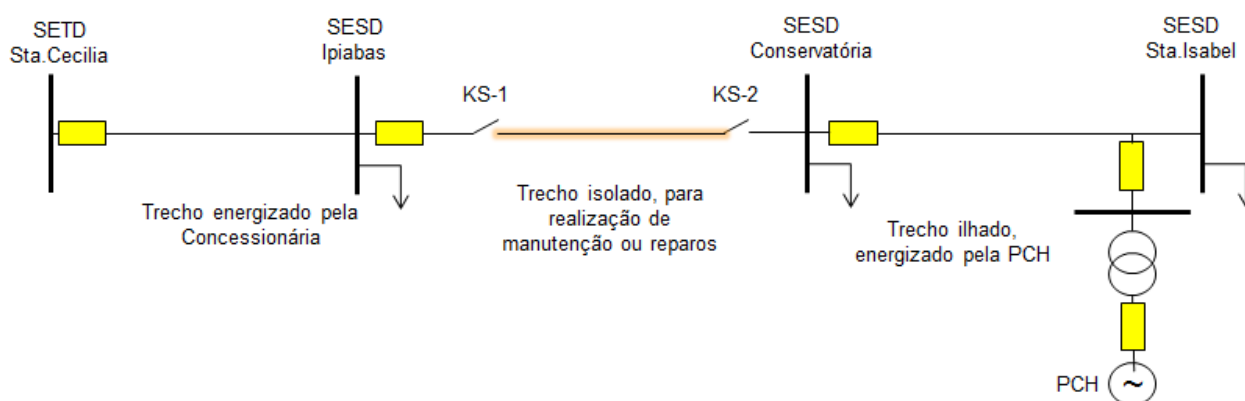


Figura 136: Seccionamento do trecho onde ocorrerá o impedimento.

As etapas seguidas para o ilhamento são descritas no anexo A, tanto para o caso de ilhamento das duas SESD's, por manutenção programada sem interrupção da carga ou para reparo de defeito prolongado, no qual a carga é interrompida. Para que essas etapas sejam realizadas com sucesso, é necessária a integração entre as equipes do COD, da sala de controle da usina e de operação em campo, conforme a Figura 137:

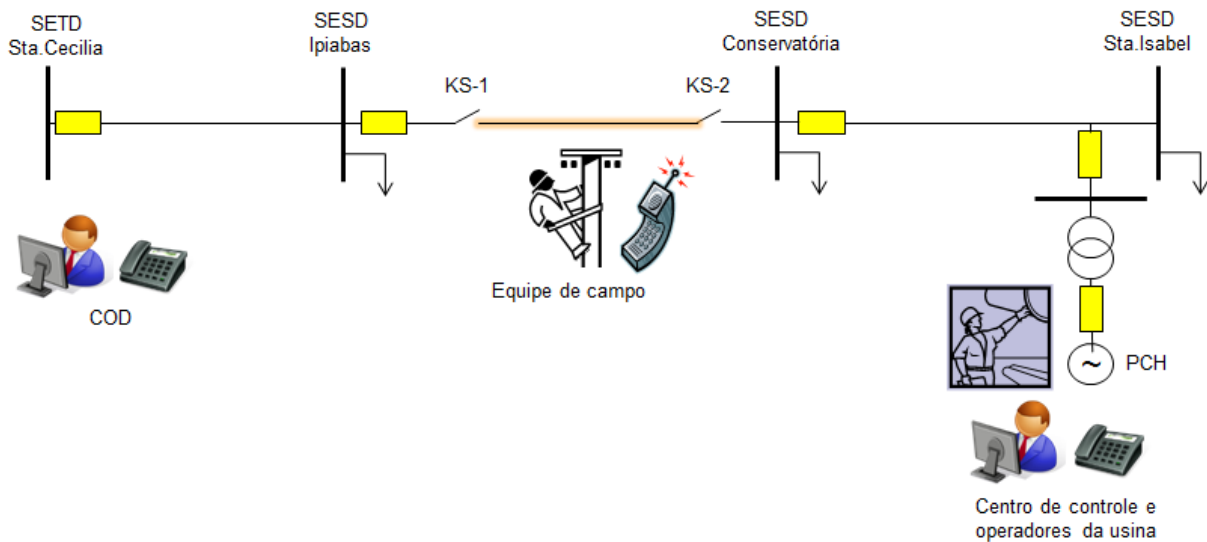


Figura 137: Equipes integradas para realização do ilhamento atualmente.

No próximo item é descrito o algoritmo proposto para o SCIA.

5.5.2 Procedimento para ilhamento automático

Aplicando as tecnologias descritas no projeto do SCIA, e de posse dos resultados dos estudos dinâmicos descritos no item 5.4, pode-se escrever um algoritmo que reage a faltas na rede de distribuição e pode mantê-la ilhada sem que seja interrompido o fornecimento aos clientes da microrrede que pode ser suprida pela PCH. O algoritmo que será implantado no controlador do SCIA está descrito abaixo.

A) Operação do SCIA na condição normal do alimentador:

1. As grandezas aquisitadas pelo sistema para fins de ilhamento são:
 - Potência ativa gerada na PCH;
 - Fluxos de potência ativa nos religadores supervisionados: RD-Proj, RD-3839 e RD-566747;
 - Estado aberto ou fechado dos religadores e disjuntores: DJ da subestação, RD-Proj, RD-3839, RD-566747, DJ de Acoplamento;
2. A partir dos dados de carga, calculada a partir de medições de fluxo, e geração, o SCIA determina para quais pontos de seccionamento o ilhamento é bem sucedido, utilizando as curvas de viabilidade de ilhamento inseridas previamente no SCIA.
3. A atualização dos pontos operativos é feita numa taxa grande o suficiente para não

tentar ilhamentos mal sucedidos devido a variações bruscas de carga, porém com uma frequência que não congestionue os canais de comunicação.

B) Em caso de necessidade de ilhamento programado para manutenção:

1. Define-se em conjunto com a operação da usina um horário para a manutenção no qual esta poderá suprir as cargas no trecho ilhado.
2. O COD posiciona uma equipe para abrir a chave faca logo a jusante do ponto no qual será feita a manutenção.
3. O COD solicita o despacho da usina igual ao da carga a ser alimentada na área ilhada por contato telefônico, ou pelo próprio SCIA caso o controle do gerador esteja integrado.
4. O SCIA bloqueia a operação de religamento do religador a montante do ponto no qual será executado o serviço. A confirmação do bloqueio é enviada ao COD.
5. O COD abre através do SCIA os religadores logo a montante e a jusante do trecho no qual será executado o serviço, ciente de que o ilhamento será bem-sucedido pelas medições do sistema. É importante notar que há interrupção de fornecimento para a subestação logo a jusante do ponto que será isolado.
6. O SCIA muda os ajustes dos elementos de proteção na região ilhada. Caso necessário, solicita que a operação da usina faça o mesmo com a proteção do gerador e do religador do alimentador de interligação.
7. O SCIA dispara um alarme para a sala de controle da usina, solicitando ajustes de tensão e frequência para valores determinados no estudo de operação em modo ilhado.
8. O COD informa à equipe de campo que o trecho está desenergizado e solicita seccionamento da chave faca no qual a equipe está posicionada.
9. O COD abre os religadores dos circuitos parciais na subestação desenergizada. Caso não haja comando pelo COD ou pelo SCIA, é necessário que uma turma de manobra execute o procedimento.
10. A equipe de campo informa ao COD a abertura da chave faca logo a jusante do

ponto isolado.

11. O COD religa, ou comanda o religamento dos alimentadores na subestação desenergizada, um por um com intervalo de um minuto.

Após esses passos, a usina estará operando normalmente em modo ilhado, todas as subestações do circuito estarão alimentadas e a turma poderá trabalhar tomando o tempo que seja necessário para a execução da manutenção.

C) Procedimento do ilhamento com isolamento da falta:

Funções executadas pelo SCIA:

1. O SCIA recebe a informação de trip de um dos religadores.
2. Com a análise de possibilidade de ilhamento feita pelas curvas de viabilidade previamente, o SCIA verifica se o religador imediatamente à jusante do que abriu por defeito resulta num caso de ilhamento bem-sucedido. Em caso negativo, a possibilidade é analisada para o religador à jusante desse.
3. Caso a abertura de um dos pontos de seccionamento à jusante do defeito resulte em um ilhamento bem-sucedido, o SCIA comanda a abertura do mesmo. Se o ilhamento falhar por excesso de geração, o SCIA procede com a rotina de black-start descrita a seguir.
4. Após confirmação do ilhamento, SCIA comanda o religamento do circuito, a partir do primeiro religador que desencadeou o processo de ilhamento.
5. Caso o defeito seja temporário, o religamento será bem sucedido e o SCIA procede com a rotina de reconexão da ilha à concessionária, descrita a seguir.
6. Caso o defeito seja permanente e o religamento seja mal sucedido, o SCIA envia um alarme ao COD, informando qual parte da rede está ilhada e o trecho isolado.
7. O SCIA muda os ajustes dos elementos de proteção na região ilhada. Caso necessário, solicita que a operação da usina faça o mesmo com a proteção do gerador e do religador do alimentador de interligação.
8. O SCIA dispara um alarme para a sala de controle da usina, solicitando ajustes de tensão e frequência para valores determinados no estudo de operação em modo

ilhado.

Fim da atuação do SCIA. Operações feitas pelo COD:

9. O sistema permanece ilhado até que uma equipe de campo localize o defeito.
10. O COD abre os alimentadores da subestação desenergizada.
11. Uma vez identificado o defeito, a equipe de campo confirma com o COD que o trecho de rede está desenergizado e isola a área defeituosa a partir de chaves faca.
12. A equipe de campo informa ao COD o isolamento da área defeituosa e inicia os reparos.
13. O COD fecha através do SCIA o religador a jusante do defeito e retoma a carga da subestação desenergizada, fechando os alimentadores um por um.

Seguido esse procedimento, a usina estará operando normalmente em modo ilhado, com todas as subestações do circuito alimentadas e a equipe de campo reparando o defeito na linha. A figura 138 resume a atuação do SCIA, somente para este caso no qual o ilhamento ocorre como resposta à um defeito no sistema de distribuição:

Fluxograma de Atuação do SCIA para ilhamento automático

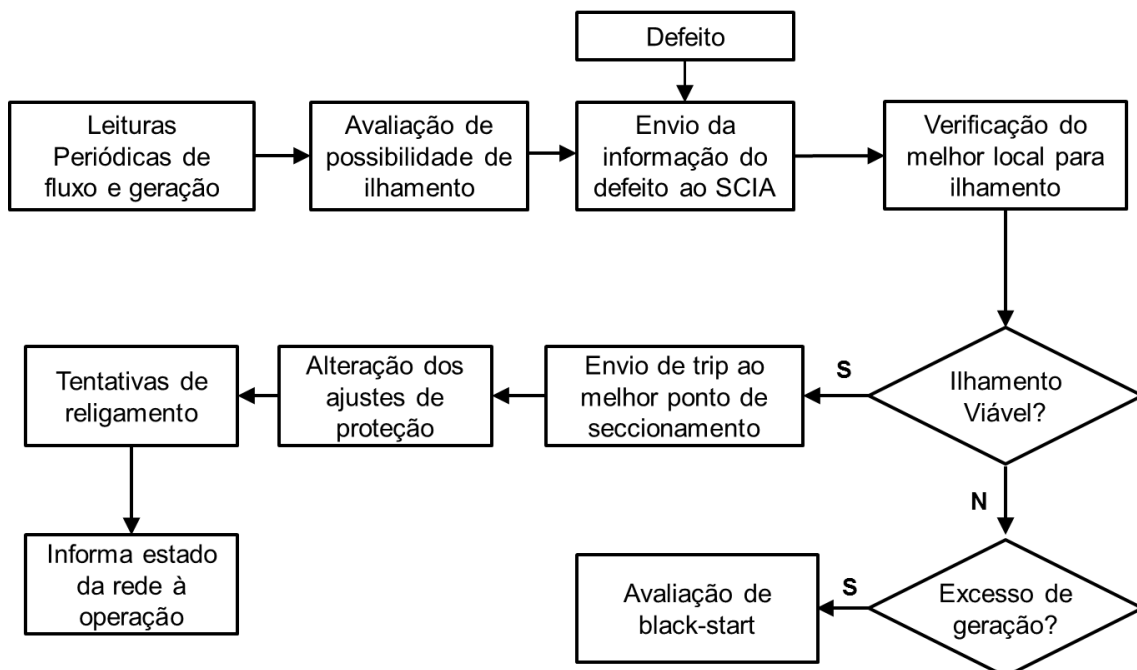


Figura 138: Fluxograma para atuação do SCIA como resposta à um defeito na rede de distribuição.

D) Caso o ilhamento não seja bem-sucedido por falta de geração, os passos seguidos devem ser:

Funções executadas pelo SCIA:

1. Após determinado que não é possível ilhar o sistema dinamicamente, o SCIA abre e bloqueia o fechamento do disjuntor de acoplamento.
2. O SCIA comanda o religamento da rede a partir do religador que detectou o defeito.
3. Caso o defeito seja temporário, o religamento será bem sucedido e o SCIA procede com a rotina de reconexão da ilha a concessionária, descrita a seguir.
4. Caso o defeito seja permanente e o religamento seja mal sucedido, o SCIA envia um alarme ao COD, informando qual parte da rede está ilhada e o trecho isolado.
5. O SCIA dispara um alarme para a sala de controle da usina, informando que houve defeito na concessionária.

Fim da atuação do SCIA. Operações realizadas pelas equipes envolvidas:

6. Caso haja disponibilidade de geração para suprir a carga, a sala de controle deverá entrar em contato com o COD, informar essa disponibilidade e seguir a rotina para black-start do sistema.
7. Caso não haja disponibilidade de geração, o sistema permanece desligado até que uma equipe de campo localize o defeito.
8. Uma vez identificado o defeito a equipe de campo confirma com o COD que o trecho de rede está desenergizado e isola a área defeituosa a partir de chaves faça.
9. A equipe de campo informa ao COD o isolamento da área defeituosa e inicia os reparos.

Nesse caso, quando não há disponibilidade de geração, é impossível ilhar qualquer parte do sistema. Contudo o SCIA imediatamente envia os alarmes necessários para as equipes envolvidas, que verificarão se realmente não há a possibilidade de ilhar o sistema.

E) Para os casos em que não foi possível ilhar o sistema por excesso de geração, ou se por qualquer motivo a usina tiver disponibilidade de geração para uma partida em carga, deve-se seguir a seguinte rotina para black-start:

Funções executadas pelo SCIA:

1. Com a análise de possibilidade de black-start, feita pelas curvas de viabilidade previamente, SCIA verifica se o religador imediatamente à jusante do que abriu por defeito resulta num caso de black-start bem-sucedido. Em caso negativo, a possibilidade é analisada para o religador à jusante desse, sucessivamente.
2. Caso a abertura de um dos pontos de seccionamento à jusante do defeito resulte em uma ilha com capacidade de black-start bem-sucedido, o SCIA comanda a abertura do mesmo.
3. Com a rede configurada para a partida, o SCIA solicita ou informa ao COD autorização para black-start do sistema. Nesse momento, o SCIA também informa ao COD a região do defeito e o trecho possível de ser alimentado pela PCH.
4. O SCIA solicita ao centro de controle da usina que parta o gerador, informando a carga a ser alimentada, ou o faz autonomamente caso suas interfaces estejam integradas.
5. Após confirmação do ilhamento, o SCIA muda os ajustes dos elementos de proteção na região ilhada e solicita que a operação da usina faça o mesmo com a proteção do gerador e do religador do alimentador de interligação.
6. Caso necessário, o SCIA dispara um alarme para a sala de controle da usina, solicitando ajustes de tensão e frequência para valores determinados no estudo de operação em modo ilhado.
7. Caso seja possível que o sistema assuma mais carga alimentador por alimentador, o SCIA sinaliza essa possibilidade ao COD, de acordo com as leituras de carga e geração na condição pré-falta.

Fim da atuação do SCIA. Operações feitas pelo COD:

8. O COD envia uma equipe de campo para localização do defeito.
9. O sistema permanece ilhado até que a equipe de campo localize o defeito.

10. Uma vez identificado o defeito a equipe de campo confirma com o COD que o trecho de rede está desenergizado e isola a área defeituosa a partir de chaves faca.
11. A equipe de campo informa ao COD o isolamento da área defeituosa e inicia os reparos.
12. Caso haja possibilidade da usina assumir a carga a jusante do defeito, o SCIA sinaliza essa possibilidade ao COD.
13. O COD ciente da possibilidade de alimentação de mais uma subestação pela PCH, abre os alimentadores da subestação desenergizada.
14. O COD fecha através do SCIA o religador à jusante do defeito e retoma a carga da subestação desenergizada, fechando os alimentadores um por um.

Novamente, seguido esse procedimento, a usina estará operando normalmente em modo ilhado, com todas as subestações do circuito alimentadas e a equipe de campo reparando o defeito na linha.

O procedimento abaixo deve ser feito para reconexão da microrrede ao sistema de distribuição, com sincronização somente disponível no disjuntor de geração da PCH:

1. A equipe de campo informa ao COD os reparos bem-sucedidos no alimentador.
2. O COD solicita à operação da usina que se desconecte do alimentador.

Operações realizadas pelo SCIA:

3. O COD comanda o SCIA para religar a linha assim que detecte falta de tensão no disjuntor de acoplamento.
4. Assim que a usina se desconectar, SCIA fecha os disjuntores da linha rapidamente, gerando uma falta de tensão momentânea nos clientes que antes estavam ilhados.
5. O COD informa à usina que esta pode se reconectar.

Sobre essas rotinas, podem-se comentar várias vantagens da automatização.

Quando a PCH for ilhada programadamente, é sempre interessante que os proprietários estejam cientes da alteração e confirmem os pontos de operação da máquina e os ajustes de proteção. Caso seja desejado pelos mesmos na implantação do projeto,

esses ajustes podem ser controlados pelo SCIA, desde que haja interface adequada entre este e o sistema de controle da usina. O montante de carga a ser alimentado não mais seria estimado, mas sim lido com precisão pelo SCIA, através da soma entre o fluxo no religador a ser aberto com a geração da usina. Da mesma forma, a alteração ou bloqueio de determinados ajustes do religador no alimentador poderia ser feita pelo SCIA.

A abertura do religador correspondente à ilha seria comandada pelo COD, com o comando enviado pelo SCIA. Uma grande vantagem seria o ajuste de potência de geração antes da abertura, garantindo o sucesso do ilhamento. Naturalmente o status de energização da rede dá a confirmação de sucesso do ilhamento. Como os blocos de carga são totalmente seccionáveis independentemente, o isolamento do trecho poderia ser feito primeiramente pelos religadores. Porém o seccionamento através de chaves faca é uma norma de segurança, sendo imprescindível para o trabalho na rede. A vantagem seria o restabelecimento de energia antes desse seccionamento manual, através dos religadores.

Em caso de falha do ilhamento, por qualquer motivo como atuação de funções de proteção não preparadas para a manobra, o método seguido poderia ser automático, fazendo black-start em uma SESD inteira de acordo com os limites registrados de carga. Caso a carga seja necessário, ainda é possível recompor a rede energizando cada alimentador um por um, ou pelo COD remotamente, como descrito na instrução operativa, ou pelo SCIA caso seja desejado no escopo do projeto. A proximidade do controlador do SCIA com a subestação conservatória favorece especialmente essa implementação. É muito importante atentar aos religamentos automáticos decorrentes de uma abertura de religador. Essa operação deverá ser bloqueada pelo SCIA em caso de ilhamento programado e a confirmação desse bloqueio é imprescindível para que se iniciem os trabalhos de manutenção.

O retorno à operação normal poderá ser controlada pelo SCIA, da maneira descrita no item 4.4.3.4. ou desconectando a usina e religando o alimentador, esperando que a usina se sincronize no seu ponto de conexão, ou implantando relés de sincronismo nos próprios religadores, fazendo a conexão sem interrupção de fornecimento.

Estudando os passos para restabelecimento de fornecimento em caso de defeito, identifica-se a principal vantagem do projeto para automatização do ilhamento. A instrução no anexo A.2 começa com a localização e isolamento do defeito por chaves

faca enquanto o alimentador permanece desenergizado à jusante da falta. O ilhamento automático consiste em energizar o trecho à jusante do defeito utilizando a PCH como recurso e isolar o trecho defeituoso pela abertura de religadores comandada pelo SCIA.

A tomada de carga feita parcialmente, alimentador por alimentador, também é um processo que demanda homens-hora das turmas de operação. Com a supervisão do SCIA, poderia ser determinado se o sistema pode ser ilhado instantaneamente após o recebimento do registro de abertura do religador e caso isso seja possível o isolamento da falta e manutenção da ilha é feito automaticamente, sem interrupção de fornecimento.

Em caso de falha de ilhamento ou não disponibilidade de geração, o próprio sistema tem conhecimento dessa condição pela monitoração pré-falta. Ainda que o ilhamento não possa ser realizado por excesso de geração, o black-start poderá ser controlado pelo SCIA, e o COD estaria ciente dessa possibilidade. A ressincronização é feita de maneira idêntica ao caso do ilhamento programado, porém com maior agilidade nas manobras, por serem comandadas pelo SCIA.

Percebe-se que as ações operativas para o ilhamento, embora aconteçam de maneira bem-sucedida atualmente de forma programada, são demasiado demoradas para reestabelecimento em caso de falta.

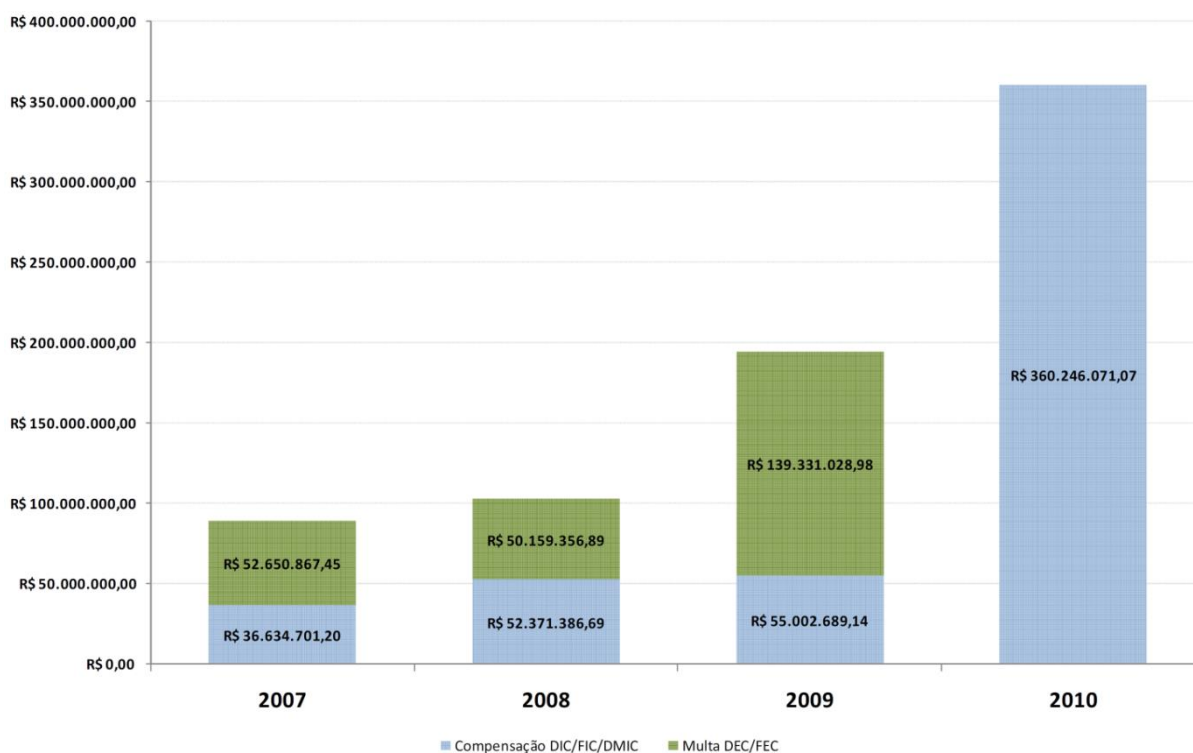
Observa-se que além da função principal do SCIA, que é permitir que a microrrede seja formada dinamicamente sem intervenção humana e sem interrupção de fornecimento aos clientes, existem outras vantagens. O envio de alarmes ao COD e ao centro de operação da usina, a sinalização de possibilidade de black-start do sistema e o rápido restabelecimento de energia aos clientes são funções adicionais, providas por esse sistema de controle.

Contudo também é importante notar que deve haver supervisão humana na tomada de decisões, especialmente quando da energização de trechos antes desenergizados e quando há equipes envolvidas em campo. Essa supervisão do COD é essencial para que o sistema continue seguro para as equipes de manutenção e operação em campo.

5.6 Viabilidade econômica do projeto.

A avaliação do custo-benefício do projeto através do benefício financeiro que o ilhamento traz, foi feita considerando a prevenção da falta de faturamento por Cliente-Hora-Interrompido (CHI) e diminuindo as multas pagas por DEC na região a ser ilhada.

A partir de 2011 a ANEEL passou a não mais arrecadar multas das concessionárias, obrigando-as a compensar seus clientes na conta de energia pelas interrupções. A expectativa é cada vez mais aumentar o montante de multas aplicadas, de modo a forçar as concessionárias a investir cada vez mais na continuidade do fornecimento. Essa tendência é mostrada na Figura 139, disponível em [68] – EPRI, “Effects of Temporary Overvoltage on Residential Products”, disponível em: <ww.epri.com>, Mar. 2005.



[69], a nota técnica que informa essa mudança na aplicação da compensação financeira:

Figura 139: Compensações pagas pelas concessionárias por baixos índices de qualidade [67].

A aferição dos indicadores de continuidade é feita por conjunto, que são subdivisões determinadas pela distribuidora, contendo no mínimo 10 mil clientes em cada uma, sendo primariamente definido por município. De acordo com características técnicas da rede de distribuição, esses conjuntos podem ser subdivididos. Algumas características que definem conjuntos são se o sistema é aéreo ou subterrâneo, se os

alimentadores são atendidos por subestações AT/MT ou MT/MT, urbanas ou rurais entre outras. A meta de cada conjunto pode ser encontrada no sítio da ANEEL, procurando por município e conjunto. O conjunto no qual a linha estudada no estudo de caso se encontra é chamado “Santa Cecília MT/MT”. Esse nome é dado para os clientes cujas subestações são alimentadas por ramais de 25kV, provenientes da subestação SETD Santa Cecília. Essa mesma subestação contempla outro conjunto não afetado peloilhamento automático chamado “Santa Cecília AT/MT”, relativo aos clientes com a distribuição em 13,8kV saindo de transformadores alimentados em 138kV.

Tomando como exemplo o ano de 2012, a meta para o conjunto estudado foi de 20 horas de DEC por ano e FEC de 16 interrupções por ano. Os valores de continuidade anuais da Light para esse conjunto no ano de 2012 foram aquém da meta, com DEC de 35,23 horas e FEC de 18,51 interrupções. O CHI do conjunto foi de 935497 horas de clientes interrompidos, resultando numa multa total em compensações pagas a clientes individuais de R\$ 225 mil relativos a 26500 clientes. Os gastos totais da Light com compensação financeira nesse conjunto foram de R\$410 mil, desde 2011.

A análise do benefício do ilhamento foi feita considerando somente os clientes atendidos na região possível de ser ilhada, quantificando o CHI evitado e diminuindo-se do CHI total do conjunto. Assim chega-se a um novo CHI, usado para calcular um novo DEC e energia não faturada.

A linha de 25kV no qual a PCH está conectada possui 6450 clientes, sendo que a região da microrrede possui 6140 clientes. O impacto das interrupções desses clientes é de aproximadamente 340000 horas de clientes interrompidos, que corresponde a 23,12% do CHI de 2011.

A compensação é calculada pela seguinte fórmula, também disponível em [68] – EPRI, “Effects of Temporary Overvoltage on Residential Products”, disponível em: <ww.epri.com>, Mar. 2005.

[69]:

$$Valor = \left(\frac{DIC_v}{DIC_p} - 1 \right) \cdot DIC_p \cdot \frac{EUSD_{médio}}{730} \cdot kei \quad (1)$$

onde:

DIC_v= duração de interrupção por unidade consumidora ou por ponto de conexão, conforme cada caso, verificada no período considerado, expressa em horas e centésimos de hora;

DIC_p= limite de continuidade estabelecido no período considerado para o indicador de duração de interrupção por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expresso em horas e centésimos de hora;

FIC_v= frequência de interrupção por unidade consumidora ou por ponto de conexão, conforme cada caso, verificada no período considerado, expressa em número de interrupções;

FIC_p= limite de continuidade estabelecido no período considerado para o indicador de frequência de interrupção por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expresso em número de interrupções e centésimo do número de interrupções;

EUSD_{medio}= média aritmética dos encargos de uso do sistema de distribuição correspondentes aos meses do período de apuração do indicador;

730 = número médio de horas no mês;

kei = coeficiente de majoração cujo valor deve ser fixado em 15 (quinze), para unidade consumidora ou ponto de conexão atendidos em Baixa Tensão

Outro impacto econômico significativo do ilhamento é relativo à energia não faturada pela concessionária. Assumindo-se a carga média de 200W por cliente e o preço do kWh de R\$ 0,50, a energia que deixa de ser vendida representa um prejuízo comparável ao das multas por baixos índices de qualidade.

A Tabela 27 resume os valores envolvidos no projeto e o impacto econômico do ilhamento.

Tabela 27: Valores relativos a implantação do SCIA.

	2011	2012	2013 (abr)	TOTAL (28 Meses)
Nº de clientes no conjunto	26100	26554	26786	-
Nº de clientes LSA Tamandaré	6450	6450	6450	-
DEC Anual acumulado do Conjunto	34,37	35,23	13,45	-
DEC Anual acumulado da LSA	52,78	55,34	28,98	-
CHI Conjunto (h)	897057	935497	360271	2192826
CHI LSA Tamandaré (h)	340431	356943	186921	884295
Impacto da LSA nas interrupções do Conjunto	37,95%	38,16%	51,88%	40,33%
Multa total do conjunto (R\$)	136.514,94	225.687,81	48.650,42	410.853,17
Valor das multas na LSA Tamandaré (R\$)	51.807,10	86.112,14	25.241,46	163.160,70
Energia não faturada no Conjunto (R\$)	89.705,70	93.549,74	36.027,17	219.282,61
Energia não faturada na LSA Tamandaré (R\$)	34.043,10	35.694,30	18.692,10	88.429,50
Nº de clientes alimentados pelo ilhamento	3909	3909	3909	-
Multas economizadas por ilhamento (R\$)	31.397,51	52.187,96	15.297,50	98.882,97
Energia faturada no ilhamento (R\$)	20.631,70	21.632,41	11.328,28	53.592,39
Economia total gerada pelo ilhamento (R\$)	52.029,21	73.820,37	26.625,78	152.475,36

Pelos cálculos resumidos na Tabela 27, estima-se que se o projeto do ilhamento automático tivesse sido implantado em 2011, em 2,3 anos a concessionária haveria economizado mais de R\$ 150mil, que representa um montante significativo em comparação com o custo de implantação do projeto. A tabela abaixo mostra os custos estimados dos equipamentos necessários para a implantação do SCIA na LSA Tamandaré.

Tabela 28: Estimativa de custo do SCIA.

Equipamento	Custo Estimado
5 Rádios Digitais	R\$ 40.000,00
5 interfaces de comunicação	R\$ 20.000,00
Religador Projetado	R\$ 60.000,00
CLP ou Remota	R\$ 20.000,00
Total	R\$ 140.000,00

As figuras 140 a 142 mostram uma projeção desses dados para 3 anos, trazendo os valores de 2011 e 2012 para o valor presente de 2013 e projetando os resultado de 2013 para o ano inteiro, utilizando uma taxa de juros de 15% ao ano.

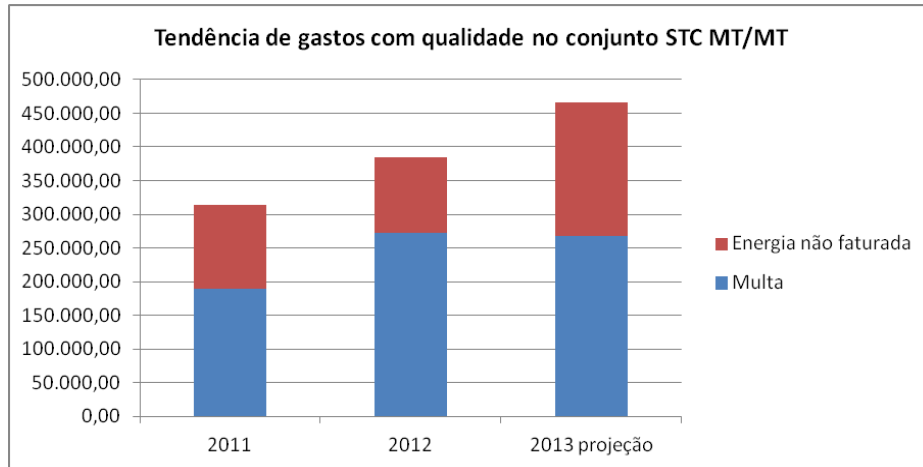


Figura 140: Tendência de gastos por falta de qualidade de fornecimento no conjunto estudado.

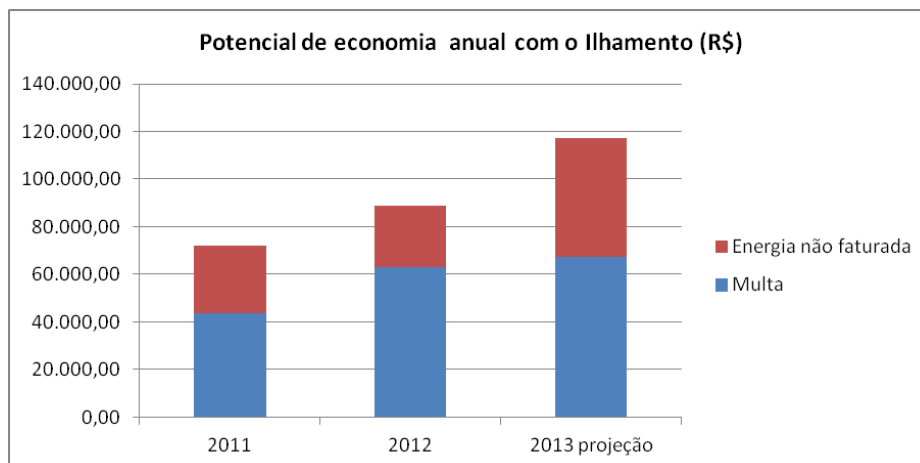


Figura 141: Potencial de economia pela aplicação do projeto do ilhamento automático.

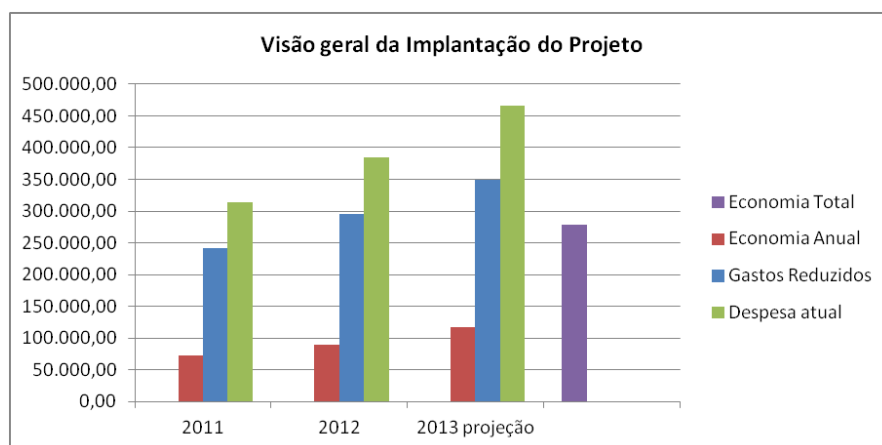


Figura 142: Visão geral da implantação do projeto.

A segunda análise indica que em 3 anos, o projeto traria uma economia de mais de R\$ 250 mil para a distribuidora, sendo comparável ao prejuízo nesse período sem a implantação do ilhamento, que chega a um total de mais de um milhão de reais.

6 CONCLUSÃO E TRABALHOS FUTUROS

O objetivo desta dissertação foi mostrar a viabilidade do ilhamento realizado automaticamente numa rede de distribuição. A partir dos estudos e pesquisas mostrados nesse trabalho, percebemos que a automatização do ilhamento é viável e benéfica em diversos aspectos.

Foi apresentada a base teórica sobre a qual esse trabalho foi construído, definindo cada um dos conceitos-chave envolvidos: geração distribuída, *smart grids* e microrredes. Percebemos que esse trabalho representa a integração desses conceitos, permitindo resultados inovadores com acréscimo de novas tecnologias a um sistema de distribuição existente.

A pesquisa regulatória e de normas técnicas mostra que apesar de não haver impeditivos para a operação ilhada explicitamente, também pouco se determina nos aspectos econômicos e de qualidade especificamente para microrredes. Verificou-se que em países como Inglaterra e Alemanha é prevista a operação ilhada como um caso especial, tendo requisitos de qualidade, proteção e comportamento especiais para esse caso. Assim para o estudo de caso, cabe à distribuidora e ao proprietário entrar em acordo sobre o ilhamento e as regras que deverão seguir, sendo as únicas restrições à segurança das pessoas e do patrimônio e a manutenção da qualidade de fornecimento.

Aspectos relativos a sistemas de comunicação, proteção e automação foram abordados, apresentando os requisitos para um sistema de alto desempenho capaz de tomar decisões autonomamente. A interface de equipamentos, os meios físicos de comunicação e arquitetura simples e descentralizada, permitem respostas rápidas, permitindo a automação do sistema com velocidades de proteção. Foi visto que o SCIA pode não somente controlar o ilhamento, mas também possuir uma série de funções auxiliares, convenientes à concessionária e à usina e facilitadas pela arquitetura distribuída do sistema.

A infraestrutura física requerida pelo SCIA é tecnicamente viável de ser atingida, utilizando um esquema baseado em rádio digital. Precedentes na bibliografia mostram a aplicação dessa infraestrutura em esquemas de teleproteção, que se mostra vantajosa em comparação com outras tecnologias pesquisadas. As lógicas da automação

proposta são de simples implementação e grande benefício, permitindo um comportamento inteligente e responsivo típico de uma *smart grid*.

Os estudos dinâmicos mostram que é possível fisicamente que uma PCH mesmo após a ocorrência de um curto-circuito na rede de distribuição, alimente uma microrrede em operação ilhada. A detecção do ilhamento é feita por técnicas de proteção bem consolidadas, utilizando infraestrutura já existente, mostrando que não há necessidade de grandes investimentos na estrutura de proteção existente ou desenvolvimento de novas tecnologias. Basta que os elementos de proteção sejam monitorados e contem com um sistema de comunicação que atenda aos requisitos de velocidade determinados.

A dinâmica da máquina permite que o sistema se mantenha estável, sem interrupção de fornecimento e entregando uma qualidade de energia satisfatória do ponto de vista regulatório. Para tanto são determinados critérios muito simples baseados em pontos operativos do sistema determinando faixas de viabilidade de ilhamento. Esses critérios permitem ao controlador determinar a viabilidade do ilhamento num tempo mínimo, desde que sejam feitos os estudos previamente, contribuindo para a eficiência do SCIA.

Finalmente, foi estimado o benefício econômico em relação à distribuidora, mostrando que é financeiramente vantajosa a automação do ilhamento intencional como resposta a defeitos no sistema distribuidor.

Em continuação ao desenvolvimento deste trabalho, sugere-se como proposta de trabalhos futuros:

A simulação dos defeitos monofásicos e sua respectiva modelagem, investigando questões relativas à detecção de defeitos para esse tipo de falta.

A extensão das lógicas implementadas para esse estudo de caso específico para uma microrrede genérica, com um número 'n' de geradores, cargas e barras, podendo inclusive formar múltiplas microrredes. A abrangência desse estudo poderia chegar ao âmbito de falha na alimentação de uma subestação inteira, quantificando quanta carga poderia ser formada em várias microrredes e como seria feito esse processo em interação com a distribuidora.

Uma análise quantitativa mais detalhada sobre os impactos econômicos do ilhamento também se faz necessária, incluindo o método de apuração dos índices de

continuidade e outras vantagens resultantes desse tipo de operação, como impacto na imagem da distribuidora e valorização diferenciada da energia suprida em modo ilhado.

Sugere-se também a pesquisa sobre como o método seria executado em sistemas no qual a geração e a carga são mais distribuídas, utilizando várias gerações de menor porte com uma infraestrutura AMI. Nessas redes o impacto de veículos elétricos e a interface com inversores característica dos geradores menores, assim como a intermitência da geração, são características que merecem atenção. Essas características são encontradas principalmente no âmbito da geração solar e eólica, cada vez mais difundidas como recursos viáveis de GD.

7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] – B. Lasseter, “Microgrids [distributed power generation]”, Power Engineering Society Winter Meeting, 2001.
- [2] – R.H.Lasseter, “MicroGrids”, 2002 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, 2002.
- [3] – C. Marnay, F.J. Robio e A.S. Siddiqui, “Shape of the microgrid”, Power Engineering Society Winter Meeting, 2001.
- [4] – S.Chowdhury, S.P. Chowdhury e P.Crossley. “*Microgrids and Active Distribution Networks.*” IET 2009 (1ª ed.). Cap. 1,2,3,4 e 7
- [5] – Yang Fan, Ville Rimali, Markson Tang, Chem Nayar; “Design and Implementation of Stand-alone *Smart grid* Employing Renewable Energy Resources on Pulau Ubin Island of Singapore”; Asia-Pacific Symposium on Electromagnetic Compatibility (APEMC), 2012.
- [6] – R. Palma-Behnke, D. Ortiz, L. Reyes, G. Jimenez-Estevez, N. Garrido, “A social SCADA approach for a renewable based microgrid; The Huatacondo project”, IEEE Power and Energy Society General Meeting, 2011.
- [7] – Jing Ma, Tong Wang, Jie Wu, Zengping Wang; “Integration of Protection and Control Systems for Smart Substation” 5th International Conference on Critical Infrastructure (CRIS), 2010.
- [8] – Luciano Mauro Arley Sup, “Arquitetura Física e Lógica de uma Smart Microgrid para a Gestão Integrada da Energia: um Modelo para o Parque Tecnológico Itaipu”, M.Sc, UNIOESTE, 2012.
- [9] – A.G. Phadke, J.S. Thorp; “Communication needs for wide area measurement application” 5th International Conference on Critical Infrastructure (CRIS), 2010
- [10] – Seeley, N.C., “Automation at Protection Speeds: IEC 61850 GOOSE Messaging as a Reliable, High-Speed Alternative to Serial Communications”, 10th Annual Western Power Delivery Automation Conference, 2008.

- [11] – Behrendt, K.C., “Relay-To-Relay Digital Logic Communication for Line Protection, Monitoring, and Control”, 23rd Annual Western Protective Relay Conference, 1996.
- [12] – Wen-Di Zheng, Jin-Ding Cai, “A Multi-Agent System for Distributed Energy Resources Control in Microgrid”, 2010 5th International Conference on Critical Infrastructure (CRIS), 2010.
- [13] – A. Colet-Subirachs, A. Ruiz-Alvarez,; O. Gomis-Bellmunt,; F. Alvarez-Cuevas-Figuerola, A.Sudria-Andreu. “Centralized and Distributed Active and Reactive Power Control of a Utility Connected Microgrid Using IEC61850”, IEEE Systems Journal, 2012.
- [14] – Albert Ruiz-Álvarez, Alba Colet-Subirachs, Felipe Álvarez-Cuevas Figuerola, Oriol Gomis-Bellmunt, e Antoni Sudrià-Andreu, “Operation of a Utility Connected Microgrid Using an IEC 61850-Based Multi-Level Management System”, IEEE Transactions on *Smart grid*, Vol. 3, nº 2, Junho de 2012.
- [15] – Zhifeng Wu, Jie Shu, Guixiu Jiang, Xianyong Zhang, Qiong Cui, “Research on MW Size Stand-alone Microgrid & Its Control System”, International Conference on Electrical and Control Engineering (ICECE), 2011.
- [16] – J. A. Peças Lopes, C. L. Moreira, e A. G. Madureira, “Defining Control Strategies for MicroGrids Islanded Operation”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 21, nº 2, Maio de 2006.
- [17] – Marianna Nogueira Bacelar, “Avaliação do Desempenho Estático e Dinâmico de uma Microrrede na Ocorrência de Ilhamentos Intencionais”, M.Sc, COPPE/UFRJ, 2013
- [18] – J. C. Gomez e M. M. Morcos, “Distributed Generation: Exploitation of Islanding Operation Advantages”, IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America, 2008.
- [19] – Hamed Golestani Far, Anthony J. Rodolakis, e Geza Joos, “Synchronous Distributed Generation Islanding Protection Using Intelligent Relays”, IEEE Transactions on *Smart grid*, Vol. 3, nº 4, Dezembro de 2012.
- [20] – Andrew Watts, David Atkinson, Steve McDonald, “A Simulation Environment for the Investigation into Loss of Mains Detection Methods for Grid Connected Single

Phase Inverters”, 2nd International Symposium on Friendly Energies and Applications (EFEA), 2012.

[21] – Klitsanee Prasartsuwan and Peerapol Jirapong, “Analysis of Islanding Detection Methods for Grid-Connected Distributed Generation in Provincial Electricity Authority Distribution Systems”, 9th International Conference on Telecommunications and Information Technology (ECTI-CON), 2012.

[22] – Geethi Krishnan and D.N.Gaonkar, “Intentional Islanding Operations of Distributed Generation Systems with a Load Shedding Algorithm”, 2012 IEEE International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems, 2012.

[23] – Irvin J. Balaguer, Qin Lei, Shuitao Yang, Uthane Supatti, e Fang Zheng Peng, “Control for Grid-Connected and Intentional Islanding Operations of Distributed Power Generation”, IEEE Transactions on Industrial Electronics, Vol.58, nº1, Janeiro de 2011.

[24] – Ramin Moradi, Houshang Karimi e Masoud Karimi-Ghartemani, “Robust Decentralized Control for Islanded Operation of Two Radially Connected DG Systems”, 2010 IEEE International Symposium on Industrial Electronics (ISIE), 2010.

[25] – P. M. B. Ferreira, “Avaliação da geração distribuída em redes de distribuição considerando perdas elétricas e custos de investimentos”, M.Sc, PUC-Rio, 2010.

[26] – P. M. B. Ferreira, C. E. V. Pontes, B. S. Abdalla, et.al., "Ilhamento Voluntário de PCH para Melhorar os Indicadores de Qualidade DEC e FEC do Sistema Elétrico de sua Região de Influência", (CIERTEC 2013).

[27] – IEC 61727:2004, “Photovoltaic (PV) systems – Characteristics of the utility interface”, 2004.

[28] – IEC 62116:2008, “Test procedure of islanding prevention measures for utility-interconnected photovoltaic inverters”, 2008.

[29] – Tatiana M. L. Assis, Glauco N. Taranto, “Automatic Reconnection From Intentional Islanding Based on Remote Sensing of Voltage and Frequency Signals”, IEEE Transactions on *Smart grid*, Vol. 3, no. 4, Dezembro/2012.

[30] – Djalma M. Falcão, “*Smart grids* e microrredes: o futuro já é presente”, VIII Simpósio de Automação de Sistemas Elétricos, 2009.

- [31] – Sarvapali D. Ramchurn, Perukrishnen Vytelingum, Alex Rogers, e Nicholas R. Jennings, “Putting the ‘Smarts’ into the *Smart grid*”, Communications of the ACM, col. 55, nº4, Abril/2012.
- [32] – Palak Parikh, Ilia Voloh e Michael Mahony, “Fault Location, Isolation, and Service Restoration (FLISR) Technique using IEC 61850 GOOSE”, 2013 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PES), 2013.
- [33] – Liu Jinsong, Liu Dong, Ling Wangshui e Li Zhibin, “Study on Simulation and Testing of FLISR”, 2010 China International Conference on Electricity Distribution (CICED), 2010.
- [34] – Flávia C. Rodrigues, Carmen L. T. Borges, Djalma M. Falcão, “Programação da contratação de energia considerando geração distribuída e incertezas na previsão de demanda”, Sba Controle & Automação, vol.18, nº.3, 2007.
- [35] – ANEEL, “Resolução Normativa nº652, de 09 de Dezembro de 2003”.
- [36] – Portal do Prodinst no sítio da ANEEL, disponível em:
<<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=82>>
- [37] – ANEEL, “Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição.”
- [38] – ANEEL, “Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, Módulo 4 – Procedimentos Operativos do Sistema de Distribuição.”
- [39] – ANEEL, “Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica
- [40] – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, CCEE, “CCEE – o que fazemos”, disponível em:
<www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos>
- [41] – ANEEL, “Resolução Normativa nº247, de 21 de Dezembro de 2006”
- [42] – Light Serviços de Eletricidade S.A., Interligação de Autoprodutores de Energia Elétrica em Paralelo com o Sistema da Light SESA, em Baixa e Média Tensão, Junho de 2004.

- [43] – Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e.V, BDEW, Technical Guideline Generating Plants Connected to the Medium-Voltage Network”, Junho de 2008.
- [44] – UK Department of Trade and Industry, DTI, “Islanded Operation of Distribution Networks”, 2005.
- [45] – UK Stationery Office, “Statutory Instruments - The Electricity Safety, Quality and Continuity Regulations 2002”, 2002.
- [46] – Technical Committee CENELEC TC 8X, “British Standard EN 50160:2007 - Voltage characteristics of electricity supplied by public distribution networks”, 2007.
- [47] – G.Harrison. “Smartgrid Activity in the U.K.”, Congresso Brasileiro de Automática, 2010.
- [48] – C. Marnay. “Microgrids: Providing Energy Services Locally.”, vídeo disponível em Google Tech Talks < <http://www.youtube.com/watch?v=3XuCJBvq6Sk>>, 2009.
- [49] – Edmund O. Schweitzer III, Gary W. Scheer, Mark W. Feltis, “Uma nova abordagem da Proteção da distribuição”, Segundo Simpósio Internacional sobre Automação da Distribuição e Gerenciamento do Lado da Demanda, 2013.
- [50] – Tiago T. dos Santos, Flávio A. B. Lemos, Erico B. Spier, Eduardo Knorr, “Sistema de aquisição e tratamento de dados de geração distribuída conectada em um sistema de distribuição”, Congresso Latino Americano de Geração e Transmissão de Energia Elétrica, 2003.
- [51] – Koustuv Ghoshalm, “Distribution Automation: SCADA Integration Is Key”, IEEE Computer Applications on Power, vol.10, nº1, 1997.
- [52] – Salman Mohagheghi, Jean-Charles Tournier, James Stoupis, Laurent Guise, Thierry Coste, Claus A. Andersen, Jacob Dall, “Applications of IEC 61850 in Distribution Automation”, IEEE Power Systems Conference and Exposition, 2011.
- [53] – David G. Hart, “Using AMI to Realize the *Smart grid*”, IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008.

- [54] – Qiang Yang, Javier A. Barria, Tim C. Green, “Communication Infrastructures for Distributed Control of Power Distribution Networks”, IEEE Transactions on Industrial Informatics, Vol. 7, N° 2, Maio/2011
- [55] – Marcos V. N. Arruda, Ruy de Oliveira, “Implementação de projetos smart-grid no Brasil”, IFMT, Jornada de pesquisa e extensão, 2013.
- [56] – R. E. Mackiewicz, “Overview of IEC 61850 and benefits”, IEEE PES Transmission Distribution Conference, 2006.
- [57] – Heinz Frank, Sidonia Mesentean, Friederich Kupzog, “Simplified Application of the IEC 61850 for Distributed Energy Resources”, First International Conference on Computational Intelligence, Communication Systems and Networks CICSYN, 2009.
- [58] – Albert Ruiz-Álvarez, Alba Colet-Subirachs, Oriol Gomis-Bellmunt, Josep Maria Fernández-Mola, Felipe Álvarez-Cuevas-Figuerola, Joaquim López-Mestre e Antoni Sudrià-Andreu, “Design, management and comissioning of a utility connected microgrid based on IEC 61850”, 2010 IEEE PES Innovative *Smart grid* Technologies Conference Europe (ISGT Europe), 2010.
- [59] – Operador Nacional do Sistema, ONS, “Requisitos mínimos para transformadores e para subestações e seus equipamentos”, Procedimentos de Rede, Submódulo 2.3, Outubro de 2005.
- [60] – Operador Nacional do Sistema, ONS, “Requisitos mínimos para os sistemas de proteção”, Procedimentos de Rede, Submódulo 2.6, Outubro de 2005.
- [61] – Donald J. Marihart, “Communications Technology Guidelines for EMS/SCADA Systems”, IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 16, n° 2, Abril/2001.
- [62] – Edmund Schweitzer III, Dale Finney e Mangapathirao Mynam, “Applying Radio Communication in Distribution Generation Teleprotection Schemes”, Texas A&M Conference for Protective Relay Engineers, 2012.
- [63] – Eric Sagen, “Using the SEL-3031 Serial Radio Transceiver in Distributed Generation Schemes”, SEL Application Note 2013-16, 2013.
- [64] – Neil Higgins, , Valeriy Vyatkin, , Nirmal-Kumar C. Nair, Karlheinz Schwarz, “Distributed Power System Automation With IEC 61850, IEC 61499, and Intelligent
- [65] –ASPEN Oneliner, disponível em: <www.aspeninc.com>.

Control”, IEEE Transactions on systems, man, and cybernetics, vol.41, nº1, 2001

[66] – Simulight, “Manual do Usuário v.3.0”, disponível em:

<<http://www.coep.ufrj.br/~tarang/Simulight>>.

[67] – IEEE Working Group Report, “IEEE screening guide for planned steady-state switching operations to minimize harmful effects on steam turbine-generators,” IEEE Trans. Power App. Syst., vol. PAS-99, no. 4, pp. 1519–1521, Jul./Ago. 1980.

[68] – EPRI, “Effects of Temporary Overvoltage on Residential Products”, disponível em: <[ww.epri.com](http://www.epri.com)>, Mar. 2005.

[69] – ANEEL, “Nota Técnica nº 0022/2011-SRD/ANEEL”, 2011.

ANEXO A

A.1 Ilhamento de modo programado.

Essa rotina é seguida quando a rede será ilhada com as SESDs Santa Isabel e Conservatória, alimentadas pela PCH Areal, para manutenção à jusante do Religador 3839. Este deve estar disponível para ser manobrado, ou localmente ou por telecomando.

A) Manobras para o ilhamento da PCH:

1. O COD informa ao operador da PCH que irá iniciar as manobras para ilhamento da rede e solicita o ajuste do despacho das máquinas para a carga das SESD's conservatória e Santa Isabel.
2. O operador da PCH Areal ajusta o despacho da PCH até um valor compatível com a carga total das SESDs Santa Isabel e Conservatória juntas. O despacho da PCH Areal é determinado por históricos de demanda.
3. O operador da PCH Areal bloqueia funções de proteção dos equipamentos na usina.
4. A equipe na PCH Areal informa ao COD que pode ser aberto o RD-3839
5. O COD abre o RD-3839.
6. O COD confirma com a PCH Areal se a Usina encontra-se operando de forma ilhada com sucesso.
7. Em caso positivo, o operador da PCH Areal reajusta funções de proteção dos equipamentos na usina para esse modo de operação.
8. O COD solicita à turma de manobra que efetue a abertura das chaves seccionadoras (KS) que irão isolar o trecho em que será realizado o serviço.
9. O trecho onde será realizado o serviço deverá ser isolado abrindo uma chave faca à montante e outra à jusante do serviço. O trecho deverá ser aterrado nas duas extremidades, bem como deverão ser realizadas todas as outras medidas de segurança e sinalização.
10. O COD confirma que as seccionadoras foram abertas para isolar o trecho do serviço.

11. A PCH Areal deverá durante o período de operação ilhada, manter sua tensão terminal dentro dos limites determinados em estudo prévio

B) Caso ocorra o desligamento da PCH, quando da abertura do RD-3839, o COD e a PCH deverão proceder da seguinte forma:

1. O COD solicita à turma de manobra que efetue a abertura das chaves seccionadoras que irão isolar o trecho em que será realizado o serviço entre as SESD's Conservatória e Ipiabas
2. O COD confirma que as seccionadoras foram abertas para isolar o trecho do serviço.
3. O COD solicita à turma de manobra a abertura dos religadores de 6 kV, à jusante da da SESD Santa Isabel.
4. O COD abre os 3 Religadores do 6 kV da SESD Conservatória.
5. O COD solicita que a PCH Areal energize o trecho da LSA Tamandaré sem carga (em vazio)
6. O COD confirma com a PCH Areal se a rede está energizada com sucesso.
7. O COD solicita à turma de manobra o fechamento dos religadores de 6 kV da SESD Santa Isabel, um a um, na ordem pré-determinada, com um intervalo de um minuto entre eles.
8. O COD confirma com a PCH Areal se a Usina encontra-se operando de forma ilhada com sucesso
9. O COD fecha os religadores do 6 kV de Conservatória, um a um, em ordem pré-determinada, com um intervalo de um minuto entre cada fechamento.
10. O COD confirma com a PCH Areal se a Usina encontra-se operando de forma ilhada com sucesso.
11. A PCH Areal deverá durante o período de operação ilhada, manter sua tensão terminal dentro dos limites determinados em estudo prévio.

C) Manobras para desfazer o ilhamento e retornar à configuração original da LSA

Tamandaré

1. O COD solicita à PCH Areal que se desconecte da LSA Tamandaré.
2. O operador da PCH Areal desliga a Usina.
3. O COD confirma com a PCH o desligamento da mesma.
4. O COD solicita que sejam fechadas as chaves que foram abertas para isolar o trecho do serviço.
5. O COD confirma que as seccionadoras que foram abertas para isolar o trecho do serviço voltaram a ser fechadas.
6. O COD fecha o RD-3839.
7. O COD autoriza a PCH Areal a iniciar o processo de sincronismo com a LSA Tamandaré.
8. O operador da PCH Areal reajusta as funções de proteção da usina
9. O operador da PCH Areal sincroniza a usina com a rede da Light.

A.2 Ilhamento devido a defeito prolongado.

Essa rotina é seguida quando ocorre um defeito na LSA Tamandaré entre a SETD Santa Cecília e a SESD Conservatória, cujo reparo será demorado. Antes de iniciar qualquer manobra de ilhamento o defeito deverá ser localizado e isolado. Como nesta situação o circuito (ou parte dele) já estará desligado, esse o procedimento é distinto do programado, no qual não há interrupção de fornecimento.

O COD deverá se certificar de que não existe nenhuma equipe de manutenção atuando no trecho a ser energizado pela PCH Areal. Caso haja alguma equipe atuando, o ilhamento não poderá ser realizado sob hipótese alguma.

A) Manobras para o ilhamento da PCH:

1. O COD confirma com a PCH Areal que a mesma está desconectada da rede da Light e que está preparada para assumir carga.
2. O COD verifica se o RD-3839 foi aberto (defeitos à jusante do religador) e, caso não tenha sido, COD promove a abertura do mesmo.

3. O Operador da PCH Areal ajusta as funções de proteção da usina para o modo ilhado.
4. O COD solicita à turma de manobra a abertura dos religadores de 6 kV à jusante da SESD Santa Isabel.
5. O COD abre os 3 Religadores do 6 kV da SESD Conservatória.
6. O COD solicita à turma de manobra que efetue a abertura das chaves seccionadoras que irão isolar o trecho em que será realizado o serviço.
7. Caso haja dificuldade de se localizar o trecho defeituoso, para permitir o ilhamento da SESD Conservatória com a PCH deverá ser aberta a chave faca imediatamente à montante desta subestação (KS-3078).
8. O trecho onde será realizado o serviço deverá ser isolado abrindo uma chave faca à montante e outra à jusante do serviço. O trecho deverá ser aterrado nas duas extremidades, bem como deverão ser realizadas todas as outras medidas de segurança e sinalização.
9. O COD confirma que as seccionadoras foram abertas para isolar o trecho do serviço.
10. O COD solicita que PCH Areal energize a LSA Tamandaré em vazio.
11. O COD confirma com a PCH Areal se a usina encontra-se operando de forma ilhada e sem carga com sucesso.
12. O COD solicita à turma de manobra o fechamento dos religadores de 6 kV na SESD Santa Isabel, um a um, em ordem pré-determinada, com intervalo de um minuto entre eles.
13. O COD fecha, um a um, em ordem pré-determinada, os religadores de 6 kV na SESD Conservatória, com um intervalo de um minuto entre cada fechamento.
14. O COD confirma com a PCH Areal se a Usina encontra-se operando de forma ilhada com sucesso.
15. A PCH Areal deverá durante o período de operação ilhada, manter sua tensão terminal dentro dos limites determinados no estudo de controle de tensão.

B) Manobras para desfazer o ilhamento e retornar à configuração original da LSA

Tamandaré:

1. Esta etapa só poderá ser realizada após o reparo completo do defeito, quando a LSA Tamandaré estiver pronta para ser normalizada.
2. O COD solicita à PCH Areal que se desconecte da LSA Tamandaré.
3. A PCH Areal abre seu ponto de conexão interno.
4. O COD confirma com a PCH o desligamento da mesma.
5. O COD solicita que sejam fechadas as chaves que foram abertas para isolar o defeito.
6. O COD confirma que as seccionadoras foram fechadas.
7. O COD verifica se a função carga-viva (Live Load Blocking) dos religadores 566747 e 3839 está habilitada. Esta função deverá permanecer habilitada nos dois equipamentos.
8. O COD fecha o religador 3839.
9. O COD autoriza a PCH Areal a iniciar o processo de sincronismo com a LSA Tamandaré.
10. A PCH Areal retorna seus ajustes de proteção para o modo conectado.
11. O Operador da PCH Areal sincroniza a usina com a rede da Light.