

Felipe Ribeiro Preve

**GERAÇÃO DISTRIBUÍDA: ACESSO DE CENTRAIS
GERADORAS HIDRELÉTRICAS À REDE DE MÉDIA TENSÃO-
SIMULAÇÃO**

Trabalho de Conclusão de Curso
submetido ao Curso de Graduação em
Engenharia Elétrica para a obtenção do
Grau de Bacharel em Engenharia
Elétrica.

Orientador: Prof. Renato Lucas
Pacheco, Dr.

Florianópolis
2018

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária da UFSC.

Preve, Felipe Ribeiro

Geração distribuída : acesso de centrais geradoras hidrelétricas à rede de média tensão - simulação / Felipe Ribeiro Preve ; orientador, Renato Lucas Pacheco, 2018.

137 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) - Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico, Graduação em Engenharia Elétrica, Florianópolis, 2018.

Inclui referências.

1. Engenharia Elétrica. 2. Central Geradora Hidrelétrica. 3. Consulta de Acesso. 4. Geração Distribuída. 5. Conexão à rede de média tensão. I. Lucas Pacheco, Renato. II. Universidade Federal de Santa Catarina. Graduação em Engenharia Elétrica. III. Título.

Felipe Ribeiro Preve

**GERAÇÃO DISTRIBUÍDA: ACESSO DE CENTRAIS
GERADORAS HIDRELÉTRICAS À REDE DE MÉDIA TENSÃO-
SIMULAÇÃO**

Este Trabalho foi julgado adequado para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia Elétrica e aprovado, em sua forma final, pela Banca Examinadora

Florianópolis, 02 de julho de 2018.



Prof. Renato Lucas Pacheco, Dr.

Coordenador do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica

Banca Examinadora:



Prof. Renato Lucas Pacheco, Dr.

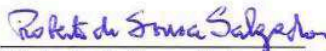
Orientador

Universidade Federal de Santa Catarina



Prof. Hans Helmut Zurn, Ph.D.

Universidade Federal de Santa Catarina



Prof. Roberto de Souza Salgado, Ph.D.

Universidade Federal de Santa Catarina

Este trabalho é dedicado aos meus pais Luiz e Mara, aos meus irmãos Daniel e Daiane, aos meus sobrinhos Lucas e Augusto e à minha namorada Mariana.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, gostaria de agradecer à Deus por tudo que tenho vivido, passado.

Ao suporte dado pela minha família, principalmente a minha Mãe, Mara, e meu Pai, Luiz, que fizeram de tudo para que eu pudesse ter a oportunidade de me formar e chegar até aqui. Nessa lista também incluem-se meus irmãos, Daiane e Daniel, minhas avós, Neli e Adalgiza, meu avô, Euzébio (in memoriam), meus sobrinhos, Lucas e Augusto, que também me ajudaram nessa caminhada.

À minha namorada, Mariana, por todo amor e compreensão dado nos momentos difíceis deste trabalho.

À Universidade Federal de Santa Catarina, pela oportunidade da realização do curso de graduação em Engenharia Elétrica.

Ao Prof. Dr. Renato Lucas Pacheco, meu orientador, pelo auxílio dado ao colocar sua experiência e conhecimento à minha disposição que possibilitaram a realização deste trabalho.

Aos meus colegas da CELESC Distribuição que me possibilitaram um período de muito aprendizado.

Por fim, a todos que contribuíram direta ou indiretamente a este trabalho.

*“Os que se encantam com a prática sem a ciência
são como os timoneiros que entram no navio sem
timão nem bússola, nunca tendo certeza do seu
destino”*

Leonardo da Vinci

RESUMO

Este trabalho tem o objetivo geral de analisar consultas de acesso de Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGHs) à rede de média tensão de uma distribuidora em Santa Catarina no ano de 2017. Inclui explicação teórica sobre as CGHs e seus equipamentos, impactos da geração distribuída, normas da conexão brasileira e catarinense, conceito de consulta de acesso e informação de acesso, simulação de três casos de conexão através de um *software* de distribuição com dados reais e análise dos critérios técnicos e de perdas e custos da conexão. Conclui-se com as alternativas de conexão que possuem o menor custo global e se indica os custos para os acessantes para a realização de ligação com a rede de distribuição de média tensão.

Palavras-chave: Central Geradora Hidrelétrica. Consulta de acesso. Geração distribuída. Conexão à Rede de Média Tensão.

ABSTRACT

This work aims to analyse access queries from Small Hydropowers (SHPs) to the medium voltage grid of a distributor in Santa Catarina in 2017, which includes a theoretical explanation about the SHPs and their equipment, impacts of distributed generation, rules about Brazilian and Santa Catarina state connection, concept of access query and access information. Simulation are made of three cases of connection through a software of distribution with real data and analysis of the technical criteria and losses and costs of the connection. It concludes with the connection alternatives that have the lowest overall cost and indicates the costs for the accessors to connect to the medium voltage distribution network.

Keywords: Small Hydropower. Access Query. Distributed generation. Connection to Medium Voltage Network.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Usina Hidrelétrica de Maroim	32
Figura 2 – Matriz Energética Brasileira	33
Figura 3 – Esquema Típico de Uma Instalação Hidrelétrica.....	38
Figura 4 – Fluxograma do Processo de Geração	40
Figura 5 – Componentes de Uma CGH.....	40
Figura 6 – Central Hidrelétrica de Derivação.....	42
Figura 7 – Barragem de Terra: PCH Ombreiras.....	47
Figura 8 – Barragem da CGH Aurora	47
Figura 9 – Barragem da CGH Rondinha	48
Figura 10 – Vertedouro em Corte Lateral	49
Figura 11 – Tomada de Água da CGH Médio Garcia.....	50
Figura 12 – Corte Longitudinal em Tomada de Água.....	50
Figura 13 – Canal de Adução da CGH Aurora.....	51
Figura 14 – Câmara de Carga da CGH Mambuca.....	52
Figura 15 – Chaminé de Equilíbrio	53
Figura 16 – Conduto Forçado da CGH Willy Faller	53
Figura 17 – Casa de Força da PCH Nova Xavantina	54
Figura 18 – Corte A-A da Casa de Máquinas da PCH	55
Figura 19 – Canal de Fuga	56
Figura 20 – GG de Eixo Horizontal e Acoplamento Direto	57
Figura 21 – Rotores de THs	58
Figura 22 – Gráfico para Seleção Preliminar de Uma TH	59
Figura 23 – Turbina Pelton com Eixo Horizontal	61
Figura 24 – Turbina Pelton Comercializada pela WEG	61
Figura 25 – THs Tipo Francis da CGH Pacheco.....	62
Figura 26 – TH Francis de Eixo Horizontal	63
Figura 27 – TH Kaplan e Componentes.....	64
Figura 28 – TH Kaplan Comercial	65
Figura 29 – TH Michell-Banki e Componentes	65
Figura 30 – TH Michell-Banki da Ossberger.....	66
Figura 31 – Volante de Inércia da CGH Pacheco.....	67
Figura 32 – Hidrogerador Elétrico da WEG.....	68
Figura 33 – Coeficiente de Poisson x Potência/Polo.....	70
Figura 34 – Classificação de GD Quanto à Localização	72
Figura 35 – Classificação Quanto à Potência	73
Figura 36 – Perfil de Tensão de Um Alimentador Radial	77
Figura 37 – Tensão na Barra da GD x Potência Ativa	77
Figura 38 – Contribuição dos Geradores Distribuídos nas Correntes de Falta.....	79

Figure 39 – Fenômeno de Ilhamento	82
Figura 40 – Diagrama Unifilar Simplificado de Um Sistema Elétrico .	83
Figura 41 – Subestação de Distribuição.....	84
Figura 42 – Diagrama de Um Alimentador Radial	85
Figura 43 – Demanda de Um Consumidor	86
Figura 44 – Chave Fusível	87
Figura 45 – Regulador Monofásico Comercializado pela Toshiba.....	88
Figura 46 – Fluxograma de Acesso.....	92
Figura 47 – Etapas de Viabilização de Acesso	92
Figura 48 – Alimentadores.....	105
Figura 49 – Ambiente de Simulação.....	107

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Potencial Hidrelétrico Brasileiro por Região.....	27
Tabela 2 – Empreendimentos em Operação no Brasil	35
Tabela 3 – Empreendimentos em Operação –SC	36
Tabela 4 – Etapas de Implantação de Uma CGH.....	43
Tabela 5 – Níveis de Curto-Circuito Típicos de Geradores Distribuídos	78
Tabela 6 – Especificação das Funções do Sistema de Proteção do Acessante.....	80
Tabela 7 – Etapas para Viabilização de Acesso por Acessante.....	90
Tabela 8 – Tensão em Regime Permanente na Conexão.....	94
Tabela 9 - Níveis de Tensão Considerados para Conexão de Centrais Geradoras	95
Tabela 10 - Proteções Mínimas em Função da Potência Instalada.....	96
Tabela 11 – Dados dos Acessantes.....	104
Tabela 12 – Componentes dos Alimentadores	106
Tabela 13 – Cabos Elétricos da Conexão.....	108
Tabela 14 – Dados do Alimentador e Extensão do Cabo de Conexão	109
Tabela 15 – Simulação da Supervisão de Máxima Carga	109
Tabela 16 – Simulação da Supervisão de Mínima Carga.....	110
Tabela 17 – Simulação de Curto-Circuito	111
Tabela 18 – Custo dos Alimentadores.....	113
Tabela 19 – Fator de Perdas	114
Tabela 20 - Perdas Demanda Máxima (A1 e A2)	114
Tabela 21 – Perdas Demanda Máxima (B1 e B2).....	115
Tabela 22- Perdas Demanda Máxima (C1 e C2).....	115
Tabela 23 – Custos de Perdas.....	116
Tabela 24 – Custos Totais	116

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	- Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	- Agência Nacional de Energia Elétrica
APE CV	- Autoprodutor de Energia com Venda Excedente de Energia
BIG	- Banco de Informações de Geração
CBDB	- Comitê Brasileiro de Barragens
CELESC	- Centrais Elétricas de Santa Catarina
CGCR	- Central Geradora de Capacidade Reduzida
CGH	- Central Geradora Hidrelétrica
EOL	- Central Geradora Eólica
EPE	- Empresa de Pesquisa Energética
kW	- Kilo-Watt
MME	- Ministério de Minas e Energia
MW	- Mega-Watt
PCH	- Pequena Central Hidrelétrica
PIE	- Produtor Independente de Energia
PRODIST-	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
SC	- Santa Catarina
UFSC	- Universidade Federal de Santa Catarina
UHE	- Usina Hidrelétrica
UTE	- Usina Termelétrica

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	27
1.1	MOTIVAÇÃO	27
1.2	OBJETIVO.....	28
1.2.1	Objetivo Geral.....	28
1.2.2	Objetivos Específicos	29
1.3	METODOLOGIA	29
1.4	ORGANIZAÇÃO DO TEXTO.....	30
2	CENTRAL GERADORA HIDRELÉTRICA.....	31
2.1	PRIMEIRAS HIDRELÉTRICAS NO BRASIL E EM SANTA CATARINA	31
2.2	MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA E CGHs.....	33
2.3	CARACTERIZAÇÃO	36
2.4	VISÃO GERAL	37
2.4.1	Princípio de Funcionamento da CGH.....	37
2.4.2	Vantagens.....	38
2.4.3	Componentes de Uma CGH.....	39
2.4.4	Central Geradora Quanto à Capacidade de Regularização	41
2.4.4.1	Central Geradora a Fio d'Água	41
2.4.4.2	Central Geradora de Acumulação	41
2.4.5	Central Geradora Quanto ao Tipo de Arranjo	41
2.4.5.1	Arranjo de Derivação	41
2.4.5.2	Arranjo Compacto.....	42
2.4.6	Implantação da CGH.....	42
2.4.6.1	Prospecção	43
2.4.6.2	Projetos Técnicos, Econômicos e Licenciamento Ambiental	44
2.4.6.3	Projetos Executivos e Construção.....	45
2.4.7	Componentes Cíveis.....	46
2.4.7.1	Barragem.....	46

2.4.7.2	Vertedouro	49
2.4.7.3	Tomada de Água.....	49
2.4.7.4	Sistema de Adução.....	51
2.4.7.5	Casa de Força (ou Casa de Máquinas).....	54
2.4.7.6	Canal de Fuga	55
2.4.8	Equipamentos Mecânicos e Elétricos da Casa de Força..	56
2.4.8.1	Turbina Hidráulica (TH).....	57
2.4.8.2	Volante de Inércia.....	66
2.4.8.3	Gerador Elétrico (GE).....	67
3	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	71
3.1	CARACTERÍSTICAS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	71
3.2	PIE E APE CV	75
3.3	EFEITOS DA GD NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO	76
3.3.1	Mudanças nas Tensões da Rede.....	76
3.3.2	Alteração no Nível de Curto-Circuito	78
3.3.3	Perda da Coordenação do Sistema de Proteção	78
3.3.4	Alteração nas Perdas Elétricas	81
3.3.5	Ilhamento.....	82
3.4	SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO.....	83
3.4.1	Alimentadores	84
3.4.2	Transformadores	86
3.4.3	Chave Fusível	87
3.4.4	Regulador de Tensão	87
4	NORMAS DA CONEXÃO.....	89
4.1	PRODIST.....	90
4.1.1	Procedimentos de Acesso.....	90
4.1.2	Critérios Técnicos e Operacionais.....	93
4.1.3	Demais Seções.....	96
4.2	INSTRUÇÃO NORMATIVA DA CELESC.....	97

4.2.1	Conceito Básicos.....	97
4.2.2	Procedimentos Gerais	98
5	SIMULAÇÃO.....	103
5.1	ANÁLISE DOS CRITÉRIOS TÉCNICOS.....	104
5.2	ANÁLISE DE PERDAS E CUSTOS	112
5.2.1	Custo dos Alimentadores.....	112
5.2.2	Custos de Perdas	113
6	CONCLUSÃO	119
	REFERÊNCIAS.....	121
	APÊNDICE A – Custo de Perdas	129
	ANEXO A – Fluxograma de Atividades para Estudos e Projeto Básico de Uma PCH	131
	ANEXO B – Proteção do Acessante (CGH).....	133
	ANEXO C – Consulta de Acesso.....	135
	ANEXO D – Supervisão de Máxima (Despacho)	137
	ANEXO E - Custos.....	139

1 INTRODUÇÃO

1.1 MOTIVAÇÃO

A matriz energética brasileira baseia-se principalmente em fontes hídricas. Nesse contexto inserem-se as usinas hidrelétricas que produzem boa parte da energia desta matriz. No entanto, na última década, esse tipo de empreendimento diminuiu devido ao impacto ambiental, os custos de implantação e a crescente busca por novas formas de energia renováveis tais como fotovoltaica, solar, eólica e, da própria mudança da matriz hídrica, buscando-se empreendimentos de menor impacto ambiental, tais como as Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGHs) e Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs).

Além disso, nota-se que, no Brasil, apesar de seu grande potencial hidrelétrico, explora-se aproximadamente 30% desse potencial. Em comparação a outros países industrializados (Alemanha, Japão, Estados Unidos e Noruega), a taxa de utilização brasileira para esse potencial ainda é baixa (FERREIRA et al, 2016). A Tabela 1 mostra que todas as regiões brasileiras possuem uma exploração dos recursos hídricos abaixo de 50% (no norte do país este valor chega a 8,4%).

Tabela 1 – Potencial Hidrelétrico Brasileiro por Região

Estado	Potencial	Explorado	Construído
Brasil	260,1 GW	28,2%	-
Centro-Oeste e Sudeste	79,9 GW	41,5%	4,6%
Nordeste	26,0 GW	42,0%	2,3%
Norte	111,0 GW	8,4%	1,0%
Sul	43,1 GW	46,3%	3,5%

(Fonte: FERREIRA et al, 2016)

Dessa forma, inserem-se as CGHs e as PCHs, que possuem capacidade reduzida em relação às Centrais Hidrelétricas (UHEs) como alternativas válidas para explorar esse grande potencial disponível de maneira econômica e sem agredir o meio ambiente. Além disso, as Centrais Geradoras, podem ajudar até mesmo as distribuidoras de energia com a geração distribuída permitindo injetar potência diretamente na

rede, diminuindo as perdas dos alimentadores e o investimento em ampliação do sistema.

Nos próximos dez anos prevê-se que as CGHs e PCHs crescerão a um ritmo alto (2400 MW), beneficiando empresas como a WEG e outras similares com a venda de seus equipamentos eletromecânicos. Além do mais, a legislação do setor elétrico abre cada vez mais as portas para esses empreendimentos (a capacidade máxima de centrais geradoras hidrelétricas aumentou para 5 MW), com menos burocracia e mais agilidade no processo para aprovação de estudos, atraindo mais interessados em investir neste setor elétrico (ABRAPCH, 2017a).

Em Santa Catarina, incentivos como o SC mais Energia (programa catarinense de energias limpas) têm beneficiado as centrais hidrelétricas de pequeno porte com investimentos do Banco Regional de Desenvolvimento do Extremo Sul (BRDE) da ordem de R\$ 1 bilhão para financiamentos em pesquisa e desenvolvimento, produção de equipamentos, eficiência energética e investimentos na transmissão, distribuição e geração de energia (SANTA CATARINA, 2018).

Assim, empreendimentos como a CGH Aparecida no município de Jardinópolis-SC, permitem a criação de empregos, geração de tributos municipais, melhorias nos acessos próximos à central geradora e crescimento do turismo, tudo isso com financiamento do BRDE, que já contempla 59 projetos de energia hídrica, totalizando R\$638 milhões aplicados (ABRAPCH, 2017b).

Diante disso, busca-se, neste trabalho, analisar consultas de acesso de centrais geradoras hidrelétricas a rede de média tensão de uma distribuidora no estado de Santa Catarina no ano de 2017. Espera-se um aumento dessas consultas para os próximos anos.

1.2 OBJETIVO

1.2.1 Objetivo Geral

Analisar alguns casos de consulta de acesso de centrais geradoras hidrelétricas (CGHs) à rede de média tensão de uma distribuidora em Santa Catarina no ano de 2017. Descrever, preliminarmente, a resposta da acessada (distribuidora), chamada de informação de acesso, à consulta de acesso (realizada por produtor ou autoprodutor independente de energia) através de uma estimativa para o ponto de conexão elétrico com as devidas justificativas técnicas e econômicas, utilizando-se de um *software* de distribuição.

1.2.2 Objetivos Específicos

Assim, a fim de atingir o objetivo desejado, seguem-se os seguintes passos:

(1) Explicar, de maneira geral, as características principais de uma Central Geradora Hidrelétrica, sua estrutura, funcionamento, fatia na matriz energética brasileira e em Santa Catarina e equipamentos básicos;

(2) Descrever os principais atributos da geração distribuída e os seus efeitos na conexão da rede de média tensão;

(3) Apontar as normas atuais do setor elétrico e de uma distribuidora em Santa Catarina, referentes à conexão de Centrais Geradoras na modalidade de autoprodutor e produtor independente de energia com venda excedente de energia e as particularidades de uma consulta de acesso;

(4) Analisar os passos e o resultado da simulação, num programa de distribuição, de três casos de conexão de Centrais Geradoras Hidrelétricas à rede de média tensão de uma distribuidora em Santa Catarina no ano de 2017, descrevendo, de maneira sucinta, as características técnicas e econômicas obtidas e suas alternativas relacionadas a autoprodutores e produtores independentes de energia com venda excedente.

1.3 METODOLOGIA

Na primeira parte busca-se material para produzir a fundamentação teórica que se alinhe com o objetivo geral. Desse modo, após a identificação das palavras-chave, se faz o levantamento bibliográfico (ALMEIDA, 2011). Essa pesquisa realiza-se através de artigos científicos, livros, periódicos, teses, dissertações e monografias encontrados tanto no ambiente digital, como nos repositórios digitais da Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC) e em outras universidades brasileiras, banco de dados do IEEE Xplorer, Elsevier, Scopus, portal da Capes e na própria biblioteca central da UFSC. Além disso, se pesquisará as normas do setor elétrico relacionadas à conexão à distribuição, com enfoque em uma distribuidora em SC.

Em seguida, com toda a pesquisa bibliográfica realizada sobre Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGHs), geração distribuída e a

legislação pertinente, se realizará a simulação de três unidades geradoras conectadas à rede de média tensão de uma distribuidora num programa de distribuição. Serão usados dados coletados no estágio realizado pelo autor na citada distribuidora.

Por fim, com a simulação já realizada, irá se fazer uma breve análise econômica e técnica das alternativas escolhidas para a consulta de acesso, com foco em suas viabilidades nesses aspectos.

1.4 ORGANIZAÇÃO DO TEXTO

Este trabalho de conclusão de curso foi dividido em seis capítulos, organizados da seguinte forma: no **capítulo 1** ocorre a introdução do tema, explica-se a metodologia utilizada, assim como se definem os objetivos geral e específicos.

A seguir, no **capítulo 2**, apresentam-se as principais definições e termos de energia hidráulica, implantação de centrais geradoras hidrelétricas (CGHs), grupos geradores, turbinas hidráulicas. Em resumo, as características básicas para o entendimento das CGHs.

Depois, no **capítulo 3**, apresenta-se o conceito de geração distribuída com algumas definições importantes da ANEEL e de alguns autores, o impacto de geração na rede de média tensão e a introdução de alguns conceitos de alimentadores de distribuição e seus componentes.

Em seguida no **capítulo 4**, tem como objetivo apresentar e analisar as normas vigentes relacionadas à conexão de CGHs à rede de média tensão de uma distribuidora em Santa Catarina nas modalidades de Autoprodutores e Produtores Independentes de energia. Citam-se como principais normas a Instrução Normativa I-432.003 da CELESC e os Procedimentos de Distribuição da ANEEL.

No **capítulo 5**, realiza-se a simulação num *software* de distribuição da conexão de CGHs à rede de média tensão de uma distribuidora em SC. Através das simulações, analisa-se os critérios técnicos de tensão, curto-circuito, dentre outros, e os custos de perdas que irão compor e definir as alternativas vencedoras da informação de acesso.

Por último, no **capítulo 6**, analisam-se os resultados, fazem-se comentários sobre os objetivos alcançados e sugerem-se temas para futuros trabalhos correlacionados

2 CENTRAL GERADORA HIDRELÉTRICA

Este capítulo visa apresentar a definição de Central Geradora Hidrelétrica (CGH), suas características principais, equipamentos que a compõem, princípio de funcionamento, aspectos construtivos e um breve contexto histórico para os primeiros empreendimentos hidrelétricos aos quais, atualmente, podem ser considerados como CGHs, por seu tamanho e potência reduzidos.

2.1 PRIMEIRAS HIDRELÉTRICAS NO BRASIL E EM SANTA CATARINA

No ano de 1883, a primeira usina hidrelétrica brasileira entrou em funcionamento. Para os parâmetros de hoje considerava-se uma CGH por sua potência. Construída no rio Jequitinhonha, em Diamantina (MG), sua queda líquida tinha 5 metros e possuía dois dínamos (geradores de corrente contínua) que geravam 8HP com uma linha de transmissão de dois km. Já em 1887, na mesma Minas Gerais, instalou-se uma usina de 500 HP (aproximadamente 373 kW) para suprir uma mineração de ouro e para iluminar a região. Há de se considerar que ela também, por sua potência, se enquadraria, atualmente, como uma Central Geradora Hidrelétrica. A seguir, em 1889, através da Companhia Mineira de Eletricidade, instalaram-se duas unidades geradoras de 252 kW para fornecer energia para a cidade de Juiz de Fora em Minas Gerais (PEREIRA, 2015). Aqui também, nos dias de hoje, esse empreendimento enquadrar-se-ia como uma CGH.

Na região Nordeste, em janeiro de 1913, a Usina Hidrelétrica de Angiquinho abriu as portas como a primeira usina dessa região. Sua capacidade de aproximadamente 1,1 MW, com três unidades geradoras, localizava-se numa região com uma queda de 42 m e possuía uma tensão de saída de 3000 V. Ela supria energia para uma indústria têxtil importante da região. Já na Amazônia, a hidrelétrica de Itapecuruzinho, iniciou seu funcionamento pioneiro no município de Carolina, estado do Maranhão, com uma turbina de 110 kW e um gerador de 120 kVA na tensão de 380/220 V, frequência de 50 Hz, 750 rpm de velocidade e com um único transformador elevador trifásico de 11 kV na subestação. Esta usina ligava-se à cidade de Carolina através de uma linha de transmissão de 28,5 km com perdas de energia da ordem de 5,2 % (CBDB, 2011).

Além disso, no estado do Paraná, em 1910, construiu-se a primeira hidrelétrica para suprir a cidade de Paranaguá. Nomeada como

Hidroelétrica Serra do Prata, este empreendimento elétrico possuía 510kW de potência e foi construída por técnicos Ingleses. Em seguida, ainda no Paraná, no ano de 1911, a usina Pitangui entrou em operação com 760 kW de potência (CBDB, 2011).

A primeira usina inaugurada em Santa Catarina foi a Usina Hidrelétrica de Maroim, que fornecia uma potência de 600 kW e localizava-se no município de São José. Toda a energia gerada atendia à região de Florianópolis. Na década de 50 ela acabou sendo substituída pela Usina Termoelétrica Jorge Lacerda em Capivari de Baixo-SC, uma vez que não apresentava mais condições de atender à demanda da capital. Assim, ela passou a atender somente os municípios próximos de São José e Biguaçu. Por fim, a desativação de Maroim ocorreu em 1972, após estender em vários anos a garantia de funcionamento, sem trocas do maquinário original e apenas com a realização de alguns reparos. A figura 1 mostra uma foto de época desse empreendimento elétrico. Também há de se mencionar a Usina de Pirai, inaugurada em 1908 na cidade de Joinville, com 408 kW de capacidade; Salto, com 6,3 MW em Blumenau, no ano de 1914; São Lourenço, de 420 kW, em Mafra, também em 1914, e a Hidrelétrica de Bracinho, com 2,45 MW de capacidade, em Schroeder (CELESC, 2018).

Figura 1 – Usina Hidrelétrica de Maroim



(Fonte: <http://www.celesc.com.br/portal/index.php/celesc_geracao/sobre-a-celesc-geracao/historico-geracao>. Acesso em: 03 mar. 2018)

Cabe ressaltar aqui que outros empreendimentos pioneiros de grande porte também tiveram papel importante na construção do perfil histórico das hidrelétricas brasileiras, mas já saem dos parâmetros de CGHs atuais: Usina Hidrelétrica Fontes Velha (RJ) de 12 MW de potência (na época a maior da América Latina e a segunda do mundo), a UHE Delmiro Gouveia no rio São Francisco, dentre outras (PEREIRA,2015). Todos esses pequenos empreendimentos elétricos

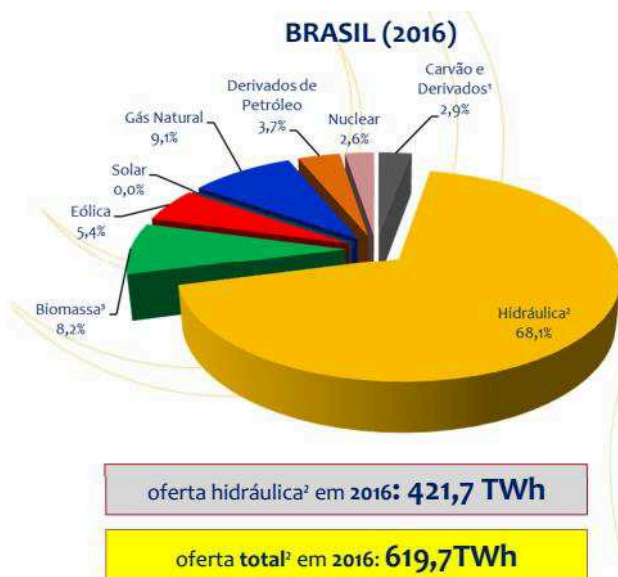
tiveram um papel crucial para o desenvolvimento das regiões brasileiras e, se fossem classificadas conforme a definição brasileira atual de usinas, eles pertenceriam ao grupo das Centrais Geradoras Hidrelétricas.

Assim, nas próximas seções se mostrará o perfil da matriz energética brasileira, a fatia ao qual as CGHs pertencem, tanto nacional como catarinense, e as definições dessas pequenas unidades geradoras tanto no Brasil como em SC.

2.2 MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA E CGHs

Segundo estudo apresentado em junho de 2017 tomando como base o ano de 2016 (Epe, 2017), a matriz energética brasileira teve uma oferta hidráulica de 421,7 TWh e uma oferta total de energia de 619,7 TWh. Assim, a oferta de energia das fontes hídricas representa 68,1% da produção de energia da matriz brasileira. A figura 2 mostra essa situação, destacando a fatia que cada fonte primária representa.

Figura 2 – Matriz Energética Brasileira



(Fonte: EPE, 2017)

Pode-se perceber que a oferta de energia brasileira ainda se baseia fortemente na fonte hidráulica. Com certeza, suas características tropicais, grande quantidade de rios, distâncias continentais e enormes investimentos governamentais nas décadas passadas; tudo isso contribuiu para alavancar toda essa expansão da capacidade dos empreendimentos de fontes hidráulicas.

Além disso, conforme Silva (2017), o consumo de energia elétrica brasileiro vai chegar a valores entre 950 e 1250 TWh por ano em 2030, exigindo investimentos no setor de oferta. Assim, uma saída proposta pelo autor seria o aumento na capacidade das hidrelétricas (aumento de 120 GW de potência) que, apesar de todo esse montante, talvez não consiga suprir a demanda exigida.

Ainda há que se destacar que outros autores, como (Ferreira et al., 2016) e (ABRAPCH, 2017b), também identificam que o potencial hidrelétrico pode ajudar ainda mais o setor de energia brasileiro. Projeções futuras, como a do Plano Decenal de Energia, idealizam um crescimento de 1500 MW no período de 2022 a 2026 para PCHs e CGHs, com 300 MW a cada ano. Destacam, ainda, a importância que essas pequenas usinas poderão trazer para a matriz energética brasileira e, além disso, deduzem que podem superar a previsão devido à sua alta competitividade econômica (MME, 2017).

Portanto, neste contexto, as CGHs, em relação à matriz energética, podem contribuir para o aumento da capacidade brasileira e catarinense, com várias vantagens em relação a outros empreendimentos hidrelétricos, como baixo impacto ambiental, investimento menor e incentivos do governo, como o previsto no art. 8º da Lei nº 13.360/2016, conforme explicado com mais profundidade no capítulo quatro.

Tudo isso, nos últimos anos, causou um aumento das Centrais Geradoras no Brasil. Essa situação pode ser verificada observando que, em 2007, a potência instalada dessas pequenas usinas era de 112 MW e, já no ano de 2016, esse valor passou para 484 MW, ou seja, um aumento, em média, de 36,9% ao ano (EPE, 2017). Comparando-se com as UHEs, com 2,5% ao ano no mesmo período, e PCHs, 19,0% anual, observa-se que as CGHs, dentro das usinas em operação de fonte hídrica, superou o crescimento dos outros empreendimentos.

Dados do Banco de Informações de Geração, Aneel (2018a), indicam que existem 4927 empreendimentos em operação com potência instalada de aproximadamente 158,5 GW até início de abril de 2018. Destes, 670 são de Centrais Geradoras Hidrelétricas, totalizando 627,4 MW de potência fiscalizada. É importante se destacar aqui que existe a potência fiscalizada e a potência outorgada. A primeira refere-se quando

ocorre a operação comercial da primeira unidade geradora e, a segunda, acontece ao momento do ato de outorga, sem ainda estar em operação. A tabela 2 mostra esses dados. Além do mais, há sete CGHs em construção com potência outorgada somando 10,4 MW e mais uma com potência outorgada de 1 MW sem construção iniciada.

Tabela 2 – Empreendimentos em Operação no Brasil

Empreendimentos em Operação				
Tipo	Quantidade	Potência Outorgada (MW)	Potência Fiscalizada (MW)	%
CGH	670	625,1	627,4	0,40
EOL	511	12.560,7	12.537,9	7,91
PCH	429	5.070,1	5.042,7	3,18
UHE	220	101.883,5	95.619,5	60,33
UTE	3.003	43.299,5	41.550,8	26,22
Outras	94	3.123,4	3.119,1	1,97
Total	4.927	166.562,3	158.497,4	100,00

(Fonte: Adaptado ANEEL, 2018a)

De outra maneira, observando-se a capacidade instalada por estados, vê-se que o estado com maior número de CGHs em operação é o estado de Santa Catarina, com 178 empreendimentos; Minas Gerais com 154; Paraná com 65; Mato Grosso, 62; Rio Grande do Sul, 53; São Paulo, 40. Os demais estados abaixo de 20 empreendimentos ou nenhum (ANEEL, 2018b).

Seguindo as informações da ANEEL (2018b), do banco de informações de geração, verifica-se que no estado de Santa Catarina existem 381 empreendimentos em operação, totalizando 4,71 GW de potência. Deste total, aproximadamente 70,6% apresentam-se por CGHs, UHEs e PCHs somados. Conclui-se que este estado é predominantemente de empreendimentos de fontes hídricas, o que, portanto, pode alavancar ainda mais o crescimento de Centrais Geradoras Hidrelétricas. A tabela 3 representa essa informações.

Tabela 3 – Empreendimentos em Operação –SC

Empreendimentos em Operação - SC			
Tipo	Quantidade	Potência (MW)	%
CGH	178	187,5	4,0
EOL	16	245,5	5,2
PCH	55	516,6	11,0
UFV	3	4,0	0,1
UHE	12	2.621,2	55,6
UTE	117	1.136,3	24,1
Total	381	4.711,0	100,0

(Fonte: Adaptado ANEEL, 2018b)

Portanto, dadas essas informações, percebe-se que as CGHs ainda vão contribuir em muito para o setor energético brasileiro e catarinense, ainda que existam tecnologias crescentes como as eólicas e fotovoltaicas. Todas essas informações são essenciais para a contextualização do papel ao qual este empreendimento hidrelétrico de pequeno porte se insere. Para a compreensão da consulta de acesso, que nada mais é do que uma consulta prévia para conexão na distribuição, precisa-se entender algumas características das Centrais Geradoras Hidrelétricas. Na próxima seção realiza-se isso.

2.3 CARACTERIZAÇÃO

A fim de que se chegue ao objetivo deste trabalho, que é a análise de consultas de acesso de CGHs à uma distribuidora em Santa Catarina caracterizada pela geração distribuída, deve-se entender as características básicas de uma Central Geradora Hidrelétrica. Além disso, o acessante (aquele que deseja fazer a conexão elétrica junto à distribuidora de energia) necessita fazer alguns estudos preliminares que compõem o projeto hidrelétrico para só então fazer o pedido formal à acessada (distribuidora) dessa conexão.

Os conceitos de classificação de CGHs segundo a potência variaram durante o tempo no Brasil. Isso ocorreu devido às mudanças no

setor elétrico e na própria legislação brasileira. Verifica-se isso conforme Abreu (2015), ao qual diz que, nos anos 2000, a Eletrobrás considerava CGH como um empreendimento de até 1MW, PCH de 1MW a 30 MW e UHE acima de 30MW. Em 2015, com a Lei Federal nº 13.097, essa potência passou para 3 MW para as Centrais Geradoras.

Atualmente, consoante a Lei nº 9.074, de julho de 1995, alterada pela Lei nº 13.360, de 2016, em seu artigo 8º, define-se Central Geradora Hidrelétrica como o empreendimento de potência de até 5 MW dispensada de concessão, permissão ou autorização, devendo apenas a comunicação ao poder concedente. Portanto, aqui neste trabalho de conclusão de curso, definir-se-á **CGH como um empreendimento hidrelétrico de potência até 5 MW**, valor estipulado pela citada lei. Em Santa Catarina, esta definição de potência também é seguida pela distribuidora e pelas permissionárias de energia.

2.4 VISÃO GERAL

2.4.1 Princípio de Funcionamento da CGH

Conforme a figura 3, a água contida no reservatório 1 detém energia potencial em relação a água contida no canal de fuga 2. Em 3 têm-se a casa de força onde se encontra a turbina hidráulica acoplada por um eixo ao gerador elétrico. A altura H representa a queda bruta e é a diferença dos níveis dos reservatórios e do canal de fuga. Além disso, despreza-se a altura de velocidade, $v^2/2g$, com valor de apenas 0,2 m.

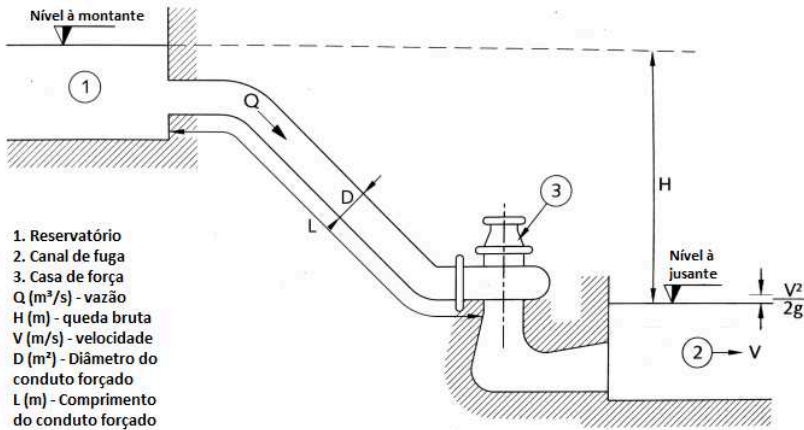
Dessa maneira, em funcionamento, a CGH transforma a energia hidráulica em energia mecânica pela turbina, que é convertida em energia elétrica pelo gerador. Consideram-se rendimentos de 90% para a turbina e 98% para o gerador, produzindo um rendimento final de 88%. Há que se considerar que esses valores podem variar com o fabricante. Além disso, há perdas de carga nos circuitos de adução (conduto onde a água flui até a casa de máquinas) e restituição da ordem de 2 a 5%. Isso implica em perdas na queda bruta (PEREIRA, 2015). Logo, (1) indica a potência útil de uma CGH:

$$P = \mu \cdot \rho \cdot g \cdot Q \cdot H_L \quad (1)$$

P representa a potência útil da CGH em watts (W); μ o rendimento final da turbina e do gerador; ρ a massa específica da água (kg/m^3); g a aceleração da gravidade local (m/s^2); Q a vazão (em m^3/s) e H_L queda

líquida (em m), ou seja, a diferença entre a altura bruta e as perdas de carga hidráulicas.

Figura 3 – Esquema Típico de Uma Instalação Hidrelétrica



(Fonte: adaptado de PEREIRA, 2015)

2.4.2 Vantagens

Resumidamente, segundo os autores BHA (2018), Enercons (2018) e Fritz (1984) os principais benefícios dessas pequenas usinas são:

- Baixo impacto ambiental comparando-se com outras fontes de energia renovável e as térmicas;
- Alto fator de capacidade (maior que 50%) comparando-se com menos de 10% das solares e os 30% das eólicas;
- Por ser uma tecnologia consolidada desde as primeiras décadas do Século XX, possui alta eficiência das turbinas e da conversão de energia (70 a 90%), além de apresentar pouco mal funcionamento durante sua vida útil (tecnologia para uso por 50 anos ou mais);
- Geram oportunidades econômicas para o local de construção como criação de empregos, receita para o município através do aumento

da quota do ICMS, valorização imobiliária no entorno, turismo, piscicultura, melhora da qualidade de energia da região, atraindo indústrias;

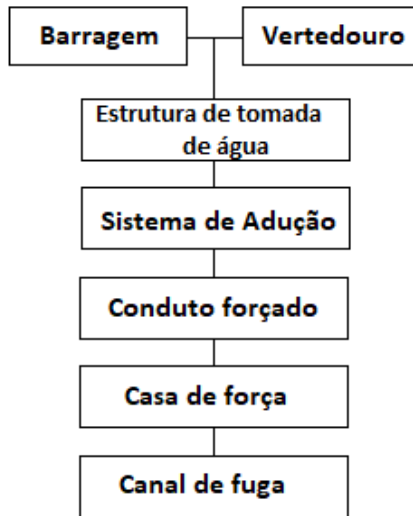
- Devido a estarem próximas aos centros de consumo, evitam investimentos altos em linhas de transmissão e na conexão, assim como, a diminuição das perdas elétricas nos horários de ponta;
- Na sua maioria pertencem às usinas a fio d'água (*run of river*) que, por sua característica, possuem barragem pequena e pouco ou nenhum reservatório de água. Portanto, podem ser construídas com tecnologia mais simples e em menos tempo (tempo de construção de 1 a 2 anos), necessitando de poucas pessoas para se manterem em operação.

2.4.3 Componentes de Uma CGH

Em relação aos arranjos de construção, os diferentes tipos de CGHs dependem basicamente das características topográficas e geológicas do local escolhido para a obra (PEREIRA, 2015). Portanto, muitas vezes, um arranjo pode ser ótimo para um determinado local, mas ruim para outro. Neste trabalho considera-se também os arranjos que têm barragens e vertedouros.

Assim, segundo Pereira (2015), um empreendimento hidrelétrico compõe-se basicamente de **barragem, vertedouro, estrutura de tomada de água, conduto forçado, casa de força** (ou casa de máquinas), **canal de fuga e sistema de adução**. As CGHs têm uma barragem bastante reduzida, ou muitas vezes nem a possuem, dependendo da potência. Por isso, sua estrutura não agride tanto o meio ambiente quanto as PCHs e as UHEs. O autor considera ainda como componentes da CGH os equipamentos como turbina, gerador, sistemas de equipamentos auxiliares (mecânicos e elétricos), transformadores, subestação e linha de transmissão (neste trabalho as Centrais Geradoras Hidrelétricas se conectarão diretamente à rede de distribuição – aos alimentadores). A figura 4 e a figura 5 mostram o esquema básico de uma CGH partindo-se da nascente do rio em direção à sua foz.

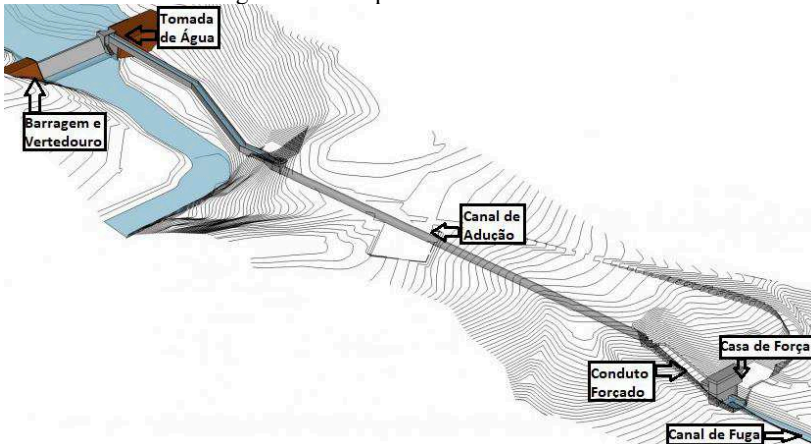
Figura 4 – Fluxograma do Processo de Geração



(Fonte: Autoria Própria, 2018)

Todos os componentes da figura 4, serão explicados em itens posteriores neste capítulo.

Figura 5 – Componentes de Uma CGH



(Fonte: adaptado de ABRAPCH, 2017c)

2.4.4 Central Geradora Quanto à Capacidade de Regularização

2.4.4.1 Central Geradora a Fio d'Água

Neste tipo de centrais, conhecidas por usinas a fio d'água (*run of river*) não se utilizam recursos hídricos do reservatório, ou seja, não há reservatório de regularização. Além disso, o nível de operação não varia muito (PEREIRA, 2015).

Para Eletrobras (2000), a vazão de estiagem suprida pelo rio à usina é maior ou igual à potência de instalação necessária a demanda máxima. Portanto, para o autor, requiere-se um sistema de adução, dado que se despreza o volume do reservatório.

2.4.4.2 Central Geradora de Acumulação

Para este tipo de empreendimento, a vazão mínima do rio não consegue suprir a potência necessária à demanda máxima. Com isso, recorre-se à contribuição do reservatório. Ressalta-se que a regularização do reservatório pode ser de acumulação diária (ELETROBRÁS, 2000). Caso não seja suficiente a utilização de um reservatório para suprir a demanda de potência, utiliza-se, em complementação, um canal de adução (ELETROBRÁS, 1985).

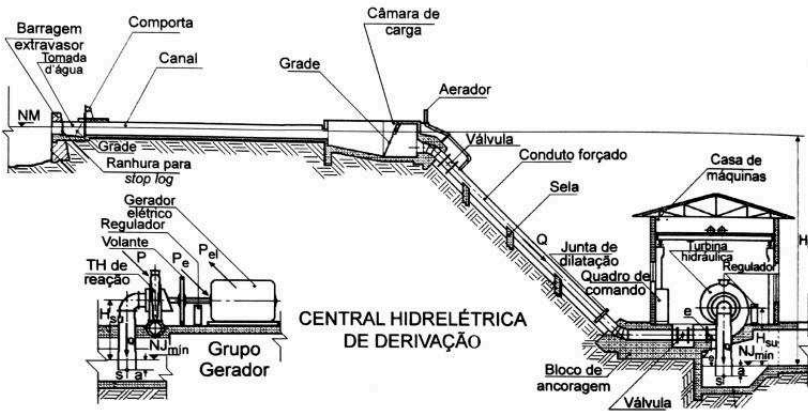
Neste trabalho, a maioria das CGHs serão consideradas usinas a fio d'água, uma vez que a potência instalada desses empreendimentos, em Santa Catarina, na sua maioria, não passam de 3 MW (ainda que o limite na legislação seja 5 MW para CGHs) e os rios considerados conseguem suprir a descarga para a potência máxima.

2.4.5 Central Geradora Quanto ao Tipo de Arranjo

2.4.5.1 Arranjo de Derivação

As CGHs com arranjo de derivação ou desvio qualificam-se por se encontrarem em locais com evidenciada queda natural num curto trecho do rio. O circuito de adução e geração encontram-se numa das ombreiras, a barragem à montante da queda (antes da queda em relação a nascente do rio) e a casa de força à jusante (após a queda em relação a nascente do rio), longe da barragem (PEREIRA, 2015). A figura 6 identifica esse tipo de arranjo.

Figura 6 – Central Hidrelétrica de Derivação



(Fonte: Adaptado de Souza; Santos; Bertoni, 2009)

2.4.5.2 Arranjo Compacto

As centrais hidrelétricas implantadas com arranjo compacto caracterizam-se por estarem num trecho de rio e ligarem-se diretamente à barragem e à casa de máquinas por um conduto forçado. Utiliza-se este tipo de arranjo em grandes centrais hidrelétricas como as UHEs (SOUZA; SANTOS; BERTONI, 2009).

De maneira mais clara, Pereira (2015) diz que esses arranjos são caracterizados por possuírem uma estrutura de tomada de água, casa de força e do vertedouro juntos à barragem. O autor considera como exemplos desse tipo de obra a UHE de Itaipu, Balbina, Tucuruí, Sobradinho, entre outras. Portanto, as CGHs não se enquadram neste tipo de arranjo.

2.4.6 Implantação da CGH

Não há um estudo, manual ou livro nacional com procedimentos específicos para a implementação de uma CGH. No entanto, ressalta-se que o projeto da CGH possui certas similaridades com as etapas realizadas para implantação das PCHs (excetuando-se as etapas vigentes em lei específicas das pequenas centrais hidrelétricas). Com isso, neste item, seguir-se-á os parâmetros de manuais, livros e referências relacionados às PCHs, com algumas particularidades das Centrais

Geradoras Hidrelétricas devido aos seus tamanho e potências reduzidos e das Mini Centrais Hidrelétricas. Ainda há de se considerar que empresas especializadas na construção de CGHs também possuem etapas de implantação que parecem mais próximas da realidade desses empreendimentos, visto que possuem experiência diária desses projetos.

Assim, para a implantação de uma CGH, conforme Welt Energia (2018), existem basicamente três etapas: a primeira, chamada de prospecção; a segunda, de projetos técnicos, econômicos e licenciamento ambiental e, por último, projetos executivos e construção. Essas etapas serão descritas a seguir. A tabela 4 indica essas fases.

Tabela 4 – Etapas de Implantação de Uma CGH

Etapas de Implantação de uma CGH		
Etapa	Tempo	
1	2 a 9 meses	Prospecção
2	10 a 18 meses	Projetos técnicos, econômicos e licenciamento ambiental
3	9 a 12 meses	Projetos executivos e Construção

(Fonte: Adaptado de Welt Energia, 2018)

2.4.6.1 Prospecção

Consoante o citado autor, nesta etapa ocorrem a avaliação da queda, os estudos hidrológicos, a verificação de impedimentos ambientais, a análise por uma conexão elétrica realizável, a avaliação de legislação pertinente e a exequibilidade econômica.

Para Souza, Santos e Bortoni (2009), esta etapa relaciona-se à estimativa do potencial hidrelétrico, buscando-se uma análise superficial das características da bacia hidrográfica em que se encontra o rio visando aos aspectos topográficos, hidrológicos e ambientais.

Enquanto isso, para Pereira (2015), nesta fase, denominada de estudos de inventário hidrelétrico pelo autor, ocorrem a caracterização do potencial da bacia e a identificação do aproveitamento hidrelétrico ótimo para ser implantado.

2.4.6.2 Projetos Técnicos, Econômicos e Licenciamento Ambiental

Durante esta fase do empreendimento acontece a elaboração do projeto básico da CGH, levantamento topográfico, medição de vazão, licenciamento ambiental, estudos de conexão (referidos à conexão ao sistema de distribuição) através da informação de acesso e o parecer de acesso e, por último, o financiamento - projeto econômico (WELT ENERGIA, 2018).

Para Pereira (2015), que considera o desenvolvimento do projeto básico de PCHs como praticamente o mesmo procedimento adotado para Mini Centrais Hidrelétricas, estendendo o mesmo para CGHs, identifica que, neste estágio de projeto, ocorrem levantamentos de campo, estudos básicos, estudos alternativos, seleção de uma alternativa, orçamento padrão, conexão da usina ao sistema elétrico e atratividade econômica. O autor baseia-se nas Diretrizes para Estudos e Projetos de PCHs da Eletrobras de 2000. O fluxograma de atividades para estudos e projeto básico de uma PCH, que se encontra no ANEXO A, é seguido pelo citado autor e é uma boa base para o projeto básico de uma CGH. Algumas etapas desse fluxograma são desenvolvidas a seguir, como os estudos topográficos, geológicos e geotécnicos, hidrológicos, ambientais, energéticos e econômicos.

- Estudos Geológicos e Geotécnicos: Extremamente importantes para o projeto, definem a segurança e a construção de uma CGH. Toda a geologia do solo deve ser minuciosamente investigada por equipe com experiência no assunto a fim de que o projeto das fundações das estruturas do arranjo geral sejam solidamente embasadas (PEREIRA, 2015). Além disso, Eletrobrás (2000) identifica mais dois parâmetros importantes nessa etapa como a caracterização das jazidas para uso na construção e, para barragens de terra, estudos de estabilidade;
- Estudos Topográficos: ocorrem vários levantamentos tais, como a determinação da queda presente no local; perfil do rio na área desejada; locação das estruturas; locação dos furos de sondagem; planialtimétrico das áreas de extração de solo, jazidas de areia, cascalho e pedreiras; cadastro jurídico de propriedades próximas, topo-batimetria (levantamento do fundo do rio) e a elaboração de base cartográfica (ELETROBRÁS, 2000);

- Estudos Hidrológicos: Compõem-se de estudos das vazões (média mensal, máxima e mínima), da fisiografia do rio e de previsões climáticas que têm grande importância para a estimativa do potencial instalado da CGH (MARTINS, 2015);
- Estudos Energéticos e Econômicos: Consistem de estudos para a escolha da turbina através da estimação da queda e da vazão, simulação energética, seleção do número de unidades geradoras, determinação da garantia física (conexão ao sistema elétrico), dos níveis operativos essenciais para definição de queda bruta, custos, e tarifas (PEREIRA, 2015). Em resumo, esses estudos buscam a viabilidade econômica da CGH em relação à sua produção energética;
- Estudos Ambientais: Apesar de a Lei nº 9.074/1995, em seu art.8º, determinar que as CGHs não precisam de autorização, exigindo-se somente seu registro no sítio da ANEEL, esses empreendimentos possuem obrigações ambientais junto aos órgãos públicos federais, estaduais e municipais. Portanto, para CGHs, por causar um impacto reduzido, podem ser apresentados o Relatório Ambiental Simplificado (RAS) e o Relatório de Detalhamento dos Programas Ambientais (RDPA) como estudos ambientais. Além disso, apesar de não serem estudos, a licença Ambiental Prévia (LAP), a de instalação (LAI) e a de Operação (LAO) devem ser consideradas, visto que são essenciais para o projeto básico, obras e operação das Centrais Geradoras Hidrelétricas (CARNEIRO; COLI; DIAS, 2017).

2.4.6.3 Projetos Executivos e Construção

Nesta parte, o empreendedor deve realizar o projeto executivo com as obras civis e elétricas da CGH (WELT ENERGIA, 2018).

Enquanto isso, para Souza, Santos e Bortoni (2009), neste ponto ocorre a elaboração dos desenhos das obras civis, dos equipamentos mecânicos, elétricos, hidromecânicos e eletromecânicos importantes para o projeto executivo. Além disso, para os autores, é neste momento que as obras civis são executadas e todos os equipamentos descritos anteriormente são fabricados, instalados e testados para posterior operação da CGH. Além do mais, conforme Pereira (2015), os

cronogramas da implantação dos programas ambientais são ajustados e detalhados em função das obras.

A seguir, todos os componentes de uma CGH (civis e elétricos) e alguns aspectos técnicos serão explicados, de maneira resumida, para a compreensão geral da contribuição de cada parte para o funcionamento destas pequenas centrais. Sem essa parte, com certeza, um empreendedor não irá conseguir fazer uma consulta de acesso para o possível local de conexão da CGH à rede elétrica de distribuição, de forma satisfatória, visto que o entendimento de cada parte irá influenciar nos parâmetros escolhidos para cada componente e assim para o ponto de acesso e para os custos de conexão.

2.4.7 Componentes Civis

Os componentes civis básicos de uma central geradora hidrelétrica são: barragem, vertedouro, estrutura de tomada de água, canal de adução, casa de máquinas (componente estrutural), conduto forçado, canal de fuga, câmara de carga e chaminé de equilíbrio (os dois últimos itens não são componentes recorrentes em todas as CGHs).

2.4.7.1 Barragem

Uma barragem tem a função de reter a água para um fim pretendido, criando-se, de maneira artificial, um desnível (SOUZA; SANTOS; BERTONI, 2009). Esse desnível, neste trabalho, têm a função de geração de energia elétrica através de uma quantidade suficiente de água que entra na tomada de água e vai suprir o canal de adução e o conduto forçado até a casa de força.

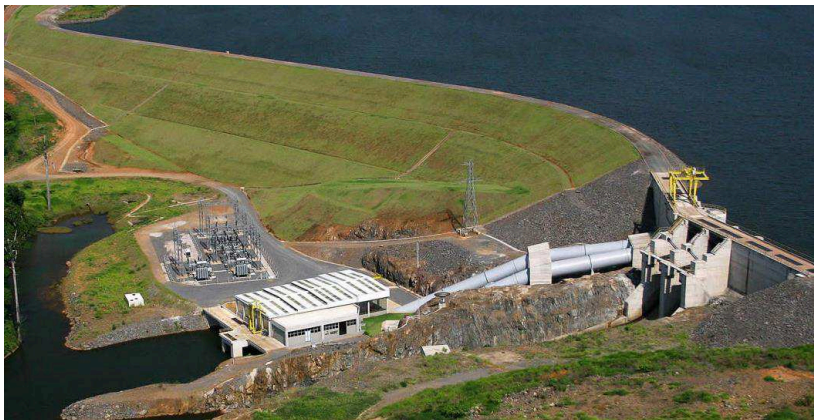
Conforme Abreu (2015), escolhe-se o tipo da barragem observando os aspectos topográficos, geológicos e geotécnicos do local de instalação do empreendimento. Além disso, afirma o autor, a escolha é influenciada pela disponibilidade de materiais naturais para a construção.

Existem vários tipos de barragens e, neste trabalho, não cabe exaurir todos. Portanto, os principais tipos são:

a) Barragem de terra: O tipo mais comum de barragem, uma vez que o processo de construção exige materiais naturais com pouca ou nenhuma manipulação - utiliza-se do próprio solo do local de construção (PEREIRA, 2015). Além disso, a terra é compactada e sua seção transversal possui a forma trapezoidal, com um núcleo de material

impermeável (SOUZA; SANTOS; BERTONI, 2009). A figura 7 mostra esse tipo de construção.

Figura 7 – Barragem de Terra: PCH Ombreiras



(Fonte: Brennd Energia, 2018)

b) Barragem de Concreto: Possuem dois tipos. A primeira, chamada de barragem em concreto à gravidade, resiste às forças atuantes na sua estrutura através de seu próprio peso. Já a segunda, denominada de barragem de concreto em arco, tem sua estrutura encravada nas paredes da rocha da secção do barramento (ABREU, 2015). A figura 8 mostra uma CGH com barragem à gravidade.

Figura 8 – Barragem da CGH Aurora



(Fonte: Diário Catarinense, 2009)

c) Barragem de Contrafortes: este tipo de barragem é formada por superfícies planas ou curvas as quais recebem a força do empuxo da água e se apoiam em estruturas triangulares chamadas de contrafortes, que têm a função de transmitir a força dos esforços do peso da estrutura e outros esforços existentes e que venham a ocorrer para as fundações (SOUZA; SANTOS; BERTONI, 2009). O projeto da CGH mostrada na figura 9 possui este tipo de barragem.

Figura 9 – Barragem da CGH Rondinha



(Fonte: Construível Construtora, 2018)

Existem outros tipos de barragem que não cabe aqui exaurí-los, mas se encontram em várias literaturas sobre o tema: barragem de enrocamento, mista, inflável de borracha, de alvenaria de pedra e argamassa e cimento, dentre outras.

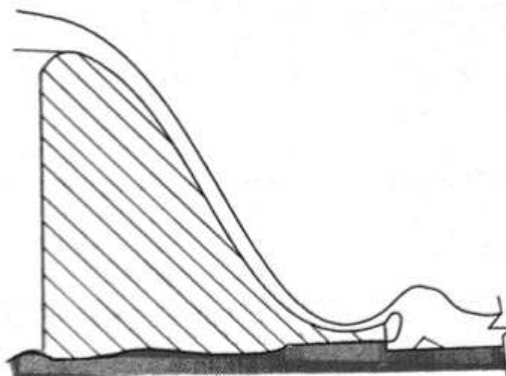
A fim de que a estabilidade da barragem seja mantida e o excesso de água não comprometa sua integridade, necessita-se da estrutura chamada vertedouro ou extravasador. Para coletar a água da barragem para levá-la à turbina necessita-se da tomada de água. Esses e outros sistemas são vistos na sequência.

2.4.7.2 Vertedouro

Extravasador ou vertedouro é uma estrutura que tem a finalidade de escoar o volume de excesso das águas do reservatório em período de cheias, possibilitando-se que o nível de água máximo não seja ultrapassado (PEREIRA, 2015). Além disso, sua estrutura responsabiliza-se pela garantia das condições técnicas da barragem através do controle da vazão (ABREU, 2015).

Existem, basicamente, três tipos de vertedouro. O primeiro, constituído por um canal lateral à barragem; o segundo, construído junto à própria barragem, estendendo-se por toda a crista ou parte dela e, por último, aquele que possui uma combinação dos outros dois tipos anteriores (ELETROBRÁS, 2000). A figura 10 mostra um exemplo de um vertedouro em corte lateral.

Figura 10 – Vertedouro em Corte Lateral



(Fonte: Adaptado de Souza; Santos; Bertoni, 2009)

2.4.7.3 Tomada de Água

É uma obra civil que tem a função de captar água suficiente para que o fluxo hidráulico de energia mantenha em operação a turbina hidráulica. Esta estrutura civil deve ainda possuir recursos que permitam destruir ou deter materiais sólidos que poderiam avariar a turbina hidráulica (TH) e outros sistemas (SOUZA; SANTOS; BERTONI, 2009).

Além do mais, a tomada de água precisa ter um formato que permita o escoamento de maneira uniforme e com uma aceleração progressiva, a fim de que o rendimento da turbina seja o melhor possível (PEREIRA, 2015). As figuras 11 e 12 mostram exemplos dessa construção civil.

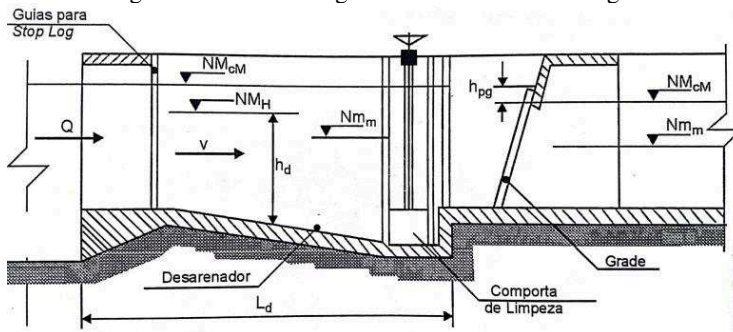
Existem, basicamente, dois tipos de estruturas de tomada de água. A primeira ocorre na superfície, já a segunda fica afogada no reservatório no fundo da barragem. Neste trabalho, pelo tamanho reduzido da barragem de uma Central Geradora Hidrelétrica, considerar-se-á somente as estruturas de superfície.

Figura 11 – Tomada de Água da CGH Médio Garcia



(Fonte: Impacto Acessoria Ambiental, 2018)

Figura 12 – Corte Longitudinal em Tomada de Água



(Fonte: Souza; Santos; Bertoni, 2009)

2.4.7.4 Sistema de Adução

O sistema de adução compõem-se, basicamente, por um conduto de baixa pressão (pode ser um canal de adução, tubulação ou túnel), conduto de alta pressão (conduto forçado), câmara de carga e chaminé de equilíbrio. Esse sistema tem a função de levar a água da tomada de água até a casa de força. É importante ressaltar aqui que nem todos esses componentes são usados numa CGH. Dessa forma, dependendo da geologia, topografia e estudos de viabilidade econômica, variam-se os tipos de sistema de adução (ABREU, 2015).

No sistema de adução, os canais são os elementos mais usados para compor o sistema de baixa pressão das centrais hidrelétricas. Seu funcionamento baseia-se pela diferença de cotas ao longo de sua calha, fazendo com que a água desloque-se do ponto de maior altura para o de menor (SOUZA; SANTOS; BERTONI, 2009). Além disso, podem possuir formatos trapezoidais, no solo, ou retangulares, na rocha, com ou nenhum revestimento (ELETROBRÁS, 2000). A figura 13 mostra o canal da CGH Aurora, em construção no estado de Santa Catarina.

Figura 13 – Canal de Adução da CGH Aurora



(Fonte: Comax Construtora de Obras, 2008)

Na transição entre o canal de adução (conduto de baixa pressão) e o conduto forçado (conduto de alta pressão), utiliza-se uma câmara de carga, que tem a função de impedir a entrada de ar no conduto forçado em partida brusca e, em parada brusca, de assegurar a estabilidade

funcional da câmara de carga e do canal adutor através do escoamento da vazão em excesso devido às variações de carga do grupo gerador - turbina hidráulica mais o gerador elétrico (SOUZA; SANTOS; BERTONI, 2009). A figura 14 mostra um exemplo de uma câmara de carga.

Figura 14 – Câmara de Carga da CGH Mambuca



(Fonte: Hidrawatt, 2017)

Caso a alternativa de baixa pressão com canal de adução não seja utilizada, os condutos (ou tubulação) em baixa pressão feitos de aço, concreto armado ou cimento-amianto podem ser usados. Dessa forma, ao invés de usar a câmara de carga, emprega-se a chaminé de equilíbrio entre a tubulação em baixa pressão e o conduto forçado - conduto de alta pressão (ELETROBRÁS, 2000). Ressalta-se que a função da chaminé tem o mesmo objetivo que a câmara de carga dita anteriormente, tanto em partida brusca como em parada brusca, além de evitar o golpe de aríete, que pode danificar severamente as tubulações. A figura 15 exemplifica uma chaminé de equilíbrio.

E, por último, tem-se o conduto forçado (ou conduto de alta pressão), com a função de levar a água até a casa de força. Seu material pode ser chapas de aço soldada, aço laminado sem costura, ferro fundido, cimento-amianto ou PVC. Há duas maneiras de instalar sua estrutura: a primeira feita a céu aberto e segunda, enterrada. Observa-se que todas essas condições dependem dos requisitos técnicos e econômicos (ABREU, 2015). Portanto, um arranjo com determinado material pode ser

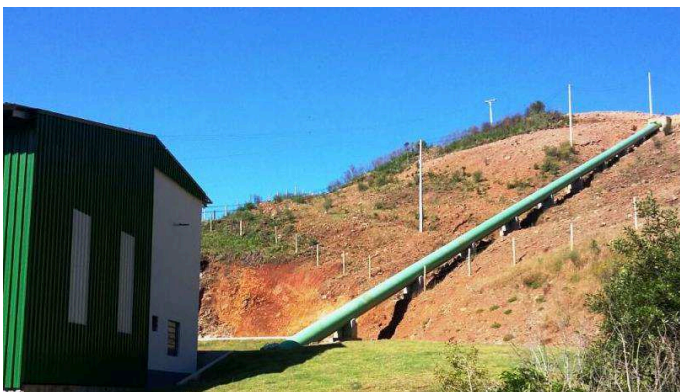
ótimo num local e ruim em outro, cabendo ao projetista e ao empreendedor da CGH a melhor escolha. A figura 16 mostra um exemplo de um conduto forçado chegando à casa de força da CGH Willy Faller.

Figura 15 – Chaminé de Equilíbrio



(Fonte: Grupo Marcon, 2006)

Figura 16 – Conduto Forçado da CGH Willy Faller



(Fonte: Mafrás Energia e Reflorestamento, 2017)

2.4.7.5 Casa de Força (ou Casa de Máquinas)

A casa de força ou casa de máquinas é uma estrutura civil que abriga o grupo gerador (turbina hidráulica e gerador elétrico), os equipamentos elétricos e mecânicos auxiliares, a estrutura de montagem ou desmontagem (como a ponte rolante) e um centro de operação.

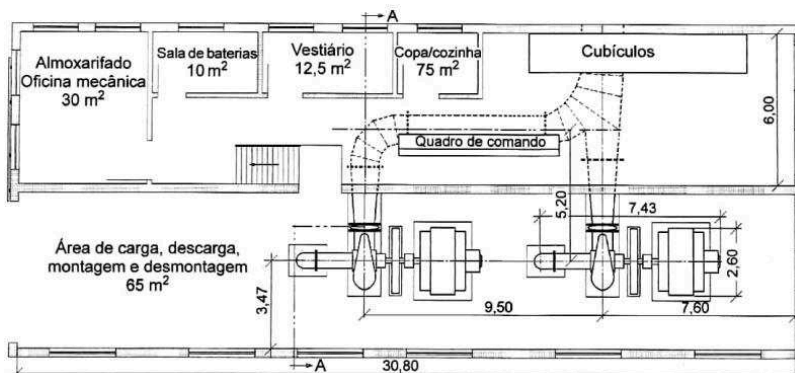
Destaca-se que para pequenas centrais como as CGHs, os equipamentos podem chegar pré-montados (PEREIRA, 2015). As figuras 17 e 18 mostram a planta da casa de força da PCH Nova Xavantina.

Ainda, conforme referido o autor, existem dois tipos de arranjo de casa de máquinas para as centrais hidrelétricas: a primeira, com a casa de força exterior (abrigada ou desabrigada) e, a segunda, com a casa de força subterrânea. Dado que este trabalho enfoca-se nas CGHs, o arranjo será com a casa de força exterior abrigada.

Ressalta-se que as dimensões de uma casa de força dependem da quantidade e dimensões das turbinas e geradores (ELETROBRÁS, 2000). Portanto, à medida que a potência ativa aumenta, exige-se uma estrutura maior da casa de força. Além disso, conforme Pereira (2015), o nível de água do tubo de sucção define a cota da fundação da casa de força e das galerias de drenagem.

Por fim, o transformador elevador que liga a CGH à linha de alimentação deve ser situado fora da casa de força, impedindo que o equipamento eletromecânico interno danifique-se no caso de incêndio e permitindo maior ventilação (ELETROBRÁS, 1985).

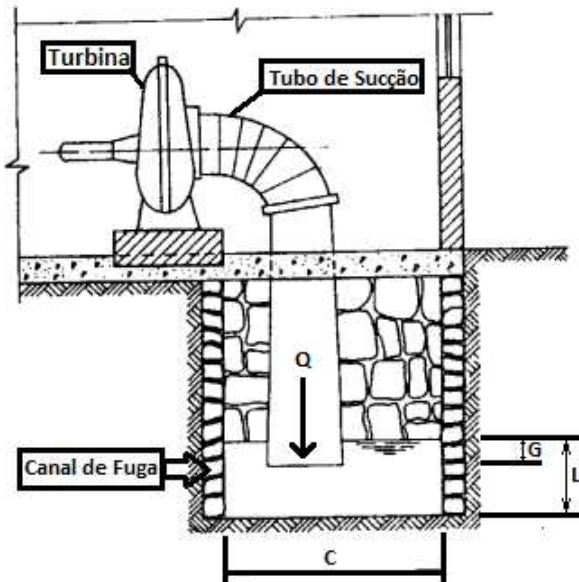
Figura 17 – Casa de Força da PCH Nova Xavantina



(Fonte: Souza; Santos; Bertoni, 2009)

$$C = 0,05 \cdot Q + 2,30 \quad (3)$$

Figura 19 – Canal de Fuga



(Fonte: adaptado de Eletrobrás, 1985)

2.4.8 Equipamentos Mecânicos e Elétricos da Casa de Força

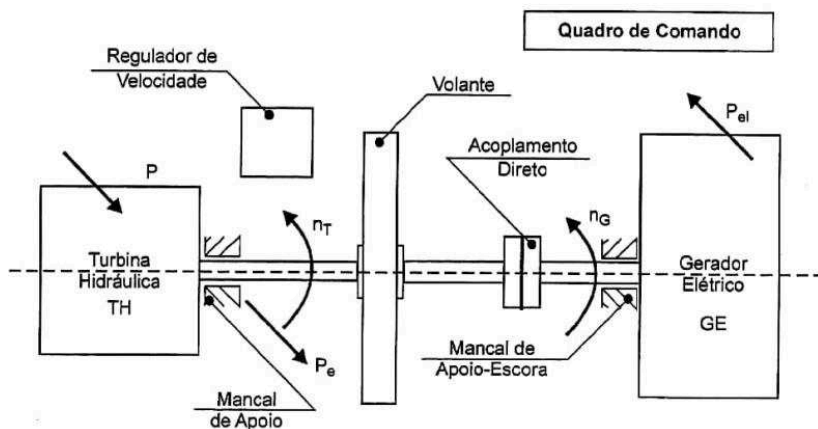
Os equipamentos mais importantes de uma casa de máquinas são: a turbina hidráulica (TH), o gerador elétrico, o regulador de velocidade, regulador de tensão, o volante de inércia e os sistemas de proteção. Nos próximos itens, o gerador e a TH serão explicados detalhadamente.

O grupo gerador (GG), como é conhecido o conjunto da turbina hidráulica com o gerador elétrico (GE), tem a função de transformar a energia hidráulica do rio em energia elétrica nos bornes da saída do GG.

Devido às suas pequenas dimensões, é mais comum em PCHs o uso de equipamentos com eixo de rotação horizontal para a TH e o GE. Em grandes empreendimentos hidrelétricos, como as UHEs, o uso de eixo de rotação vertical é mais comum (SOUZA; SANTOS; BERTONI, 2009). Neste trabalho, com foco nas Centrais Geradoras Hidrelétricas, utilizar-se-á o perfil com eixo de rotação horizontal para o conjunto turbina e gerador. A figura 20 retrata um grupo gerador com eixo

horizontal, acoplamento direto, componentes e a simbologia das rotações e das potências, onde P é a potência hidráulica disponível; P_e é a potência no eixo da TH; P_{el} é a potência elétrica nos bornes da saída do GG; n_T e n_G são as rotações da TH e do GE.

Figura 20 – GG de Eixo Horizontal e Acoplamento Direto



Fonte: (Souza; Santos; Bertoni, 2009)

Ainda conforme os autores Souza; Santos; Bertoni (2009), o dimensionamento, a especificação dos componentes do GG e do quadro de comando e da proteção dependem do número de grupos geradores e da especificação das turbinas hidráulicas.

2.4.8.1 Turbina Hidráulica (TH)

Equipamento essencial para o funcionamento de uma Central Geradora Hidrelétrica, a turbina hidráulica é uma máquina giratória que tem a função de transformar a energia hidráulica em energia mecânica no eixo da turbina.

Conforme ABNT (2016), na sua norma NBR 6445; Pereira (2015); Souza, Santos, Bertoni (2009) e Abreu (2015), classificam-se as turbinas hidráulicas em, basicamente, dois tipos:

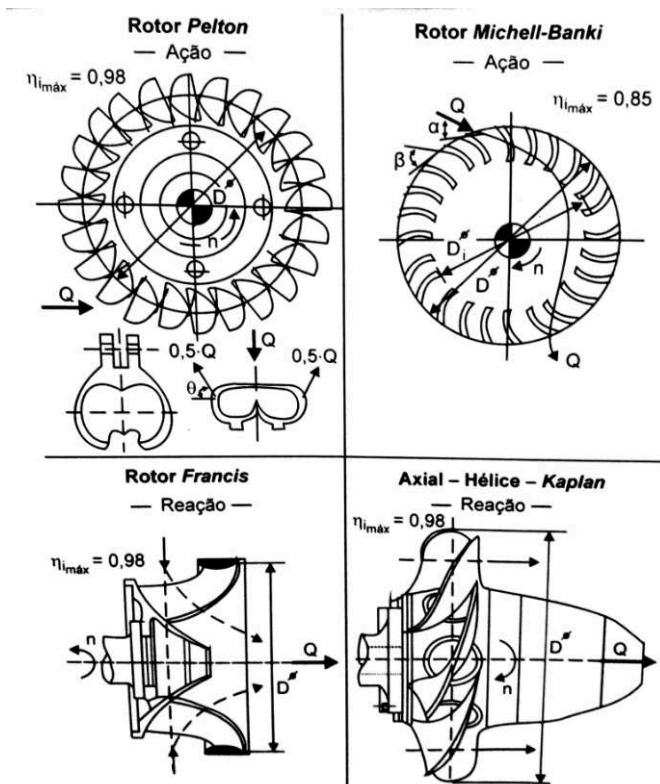
a) **Turbina de ação:** aquela em que a energia cinética do fluxo de água é transformado em energia mecânica, através do rotor. Neste caso, o rotor não trabalha mergulhado na água (atua próximo da pressão

atmosférica). As turbinas tipo Pelton e Michell-Banki são exemplos dessa categoria.

b) **Turbina de reação:** aquela em que a energia cinética e de pressão do fluxo de água são transformados em energia mecânica através do rotor. Seu rotor trabalha mergulhado na água. As turbinas tipo Francis e Kaplan fazem parte desta classe.

A figura 21 mostra os quatro tipos de rotores mais industrializados e seus rendimentos internos máximos.

Figura 21 – Rotores de THs



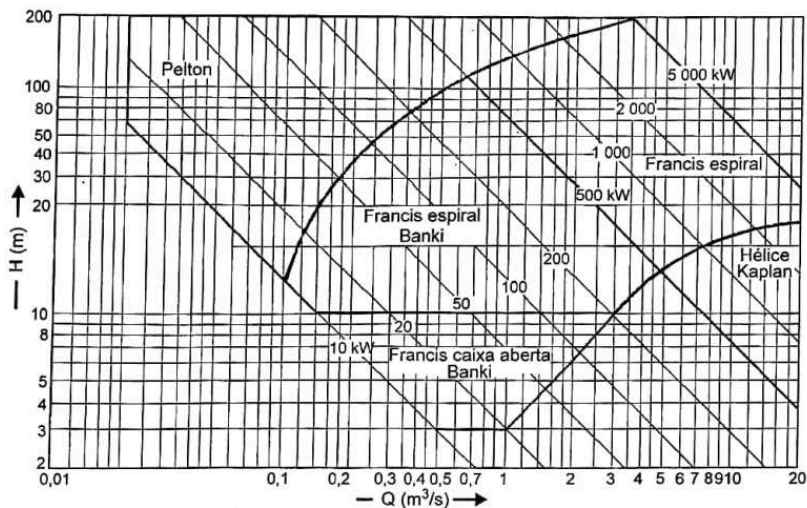
(Fonte: Souza; Santos; Bertoni, 2009)

Uma turbina hidráulica compõe-se, essencialmente, de um distribuidor, de um rotor, de um tubo de sucção e de um corpo ou carcaça. O primeiro componente tem a função de acelerar o fluxo de água, dirigir a água para o rotor e regular a vazão; o segundo componente, formado por uma série de pás, transforma a energia hidráulica em energia mecânica; o terceiro, apresentando o formato de duto divergente, realiza a restituição de parte da energia cinética da água na saída do rotor e; por último, este componente possui todos os elementos da turbina (ABREU, 2015).

No momento da escolha de uma turbina hidráulica, as duas características principais que devem ser observadas preliminarmente são a **queda líquida**, H_L (m), e a **vazão de projeto**, Q (m³/s) (ELETROBRÁS, 2000).

A figura 22 revela o gráfico queda líquida por vazão e as respectivas faixas de atuação das turbinas hidráulicas. Deve-se notar que esse gráfico serve apenas como uma escolha preliminar, uma vez que não existem fronteiras bem definidas entre os diferentes tipos de THs. Dessa maneira, a escolha definitiva deve ser analisada junto ao fabricante da turbina (ELETROBRÁS, 1985).

Figura 22 – Gráfico para Seleção Preliminar de Uma TH



(Fonte: Souza; Santos; Bertoni, 2009)

Outros fatores que devem ser observados no momento da escolha da turbina para CGHs, além do preço e de parâmetros técnicos, são a facilidade de manutenção e de operação, confiabilidade e disponibilidade por parte do fabricante para fornecimento de peças (ELETROBRÁS, 2000).

Além disso, a velocidade de rotação da turbina e do gerador devem ser a velocidade síncrona de rede, que é de 60 Hz. Além do que, o empreendedor deve escolher por velocidades rotacionais mais altas. Desta forma, o Grupo Gerador terá tamanho reduzido, assim como a casa de força implicando em custos menores. Calcula-se a velocidade de rotação através de (4).

$$n = \frac{120 \cdot f}{p} \quad (4)$$

Em (4), **n** representa a velocidade de rotação síncrona (em rpm); **f**, a frequência da rede (em Hz) - neste caso 60 Hz - e **p** o número de polos do gerador.

Devido a este trabalho focar-se nas Centrais Geradoras Hidrelétricas, somente se apresentará as turbinas hidráulicas utilizadas nestes empreendimentos e as mais industrializadas. Ressalta-se que nas referências de Pereira (2015) e Souza, Santos e Bertoni (2009) existem vasta bibliografia na qual se pode consultar os demais tipos.

Portanto, a seguir, descreve-se as turbinas do tipo Pelton, Francis, Kaplan e Michell-Banki:

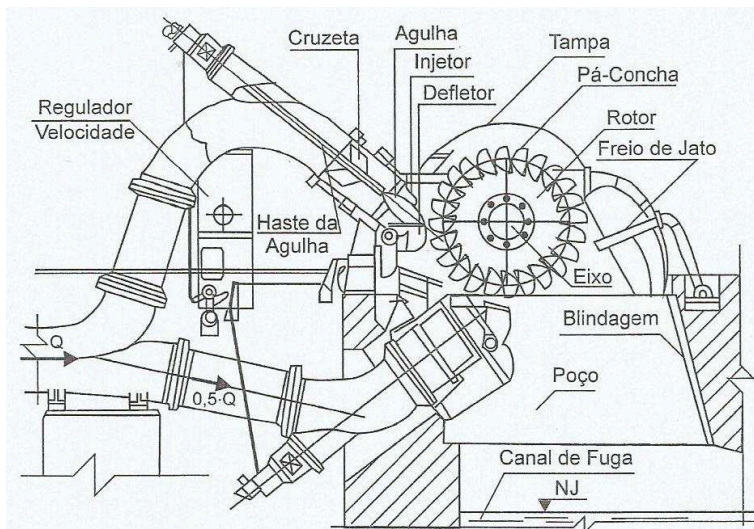
a) **Turbina Pelton:** opera em quedas relativamente altas e pequenas vazões. Possui no máximo de um a dois jatos com eixo horizontal e de três a seis jatos para o eixo vertical. Além disso, pode alcançar potências de 150 MW por unidade e operar em quedas de até 1900 m (SOUZA; SANTOS; BERTONI, 2009).

Compõem-se de uma coroa circular de aço inoxidável rodeada por pás ou conchas fixas; uma tubulação de adução que alimenta um ou mais injetores; defletores de água para bloquear a água que entra à frente de cada jato; e agulha móvel, localizada dentro dos injetores, que tem a função de controlar a vazão turbinada (ELETROBRÁS, 2000).

Sua eficiência de pico encontra-se entre 91% e 92% para projetos bem executados (PEREIRA, 2015). Ressalta-se que, como as CGHs têm uma potência de até 5MW, a escolha do jato com eixo horizontal satisfaz esses empreendimentos. A figura 23 mostra o corte transversal de uma

TH do tipo Pelton de dois jatos com eixo horizontal. Já na figura 24, é mostrada uma TH de dois jatos comercializada pela WEG.

Figura 23 – Turbina Pelton com Eixo Horizontal



(Fonte: Souza; Santos; Bertoni, 2009)

Figura 24 – Turbina Pelton Comercializada pela WEG



(Fonte: WEG, 2018)

b) **Turbina Francis:** atua em quedas de 60 m a 300 m, mas pode chegar a um limite superior de 750 m. Entre o intervalo de 300 a 750 m podem ser utilizadas tanto a TH do tipo Francis, quanto a do tipo Kaplan (PEREIRA, 2015). Para Souza, Santos e Bertoni (2009), o intervalo de queda bruta estende-se de 8 m até 600 m, com potências de até 850 MW.

Constitui-se de uma caixa espiral de aço ligada a um conduto forçado e de um anel rígido suportando as pás fixas do pré-distribuidor na sua parte interna. Sua potência pode ser controlada pela abertura e fechamento das palhetas diretrizes do distribuidor, que são móveis, localizadas também na parte interna da caixa espiral (ELETROBRÁS, 2000).

Sua faixa de atuação é mais abrangente que outras THs, possuindo um pico de eficiência de 93% a 96%, de acordo com a velocidade e com o seu tamanho. Para pequenas turbinas hidráulicas utiliza-se a configuração com eixo horizontal e, já para as médias e grandes, usa-se sempre com eixo vertical (PEREIRA, 2015).

A figura 25 mostra duas THs tipo Francis da CGH Pacheco no município de Abelardo Luz, em Santa Catarina.

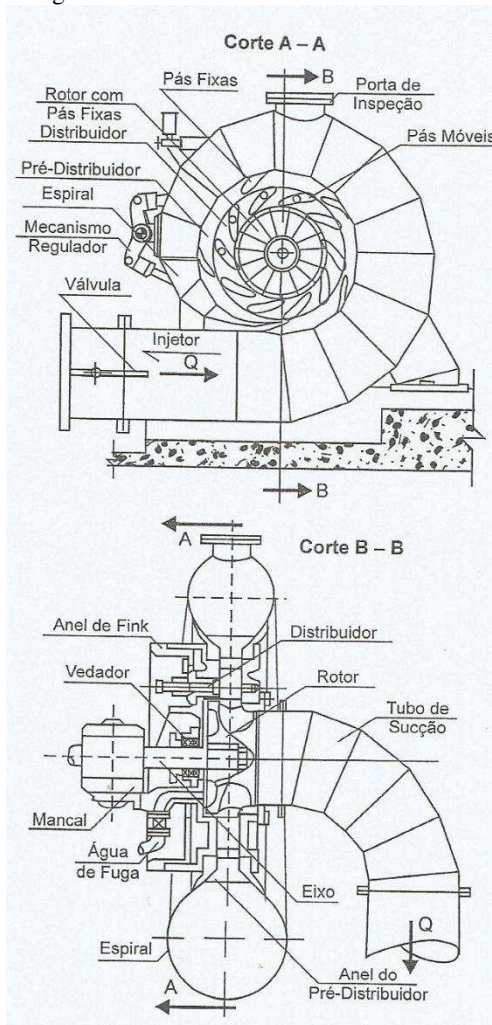
Figura 25 – THs Tipo Francis da CGH Pacheco



(Fonte: ENERGYX, 2018)

A turbina Francis ainda pode ser usada com dois rotores em paralelo no mesmo eixo horizontal, denominada TH Francis gêmea ou dupla (ABREU, 2015). A figura 26 mostra uma Turbina Francis de eixo horizontal com seus componentes.

Figura 26 – TH Francis de Eixo Horizontal



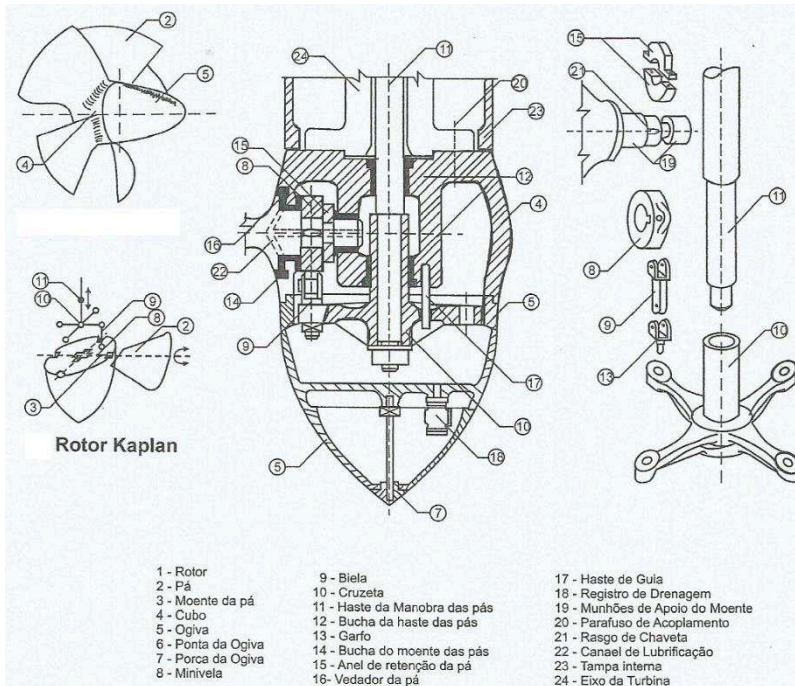
(Fonte: Souza; Santos; Bertoni, 2009)

c) **Turbina Kaplan:** sua região de funcionamento compreende quedas baixas e altas vazões. Por motivos técnicos, se considera como limite máximo de queda a altura de 70 m (PEREIRA, 2015).

A turbina hidráulica Kaplan possui grande parte dos seus componentes e da carcaça semelhantes aos da turbina Francis. No entanto, a diferença reside na geometria do rotor, que se compõe de um cubo com pás em forma de asa de sustentação (SOUZA; SANTOS; BERTONI, 2009). A figura 27 mostra uma TH do tipo Kaplan e seus componentes.

As pás mostradas na citada figura movimentam-se em relação ao cubo, permitindo a regulação de velocidade com um ângulo ótimo para determinada vazão da turbina. Além disso, as THs do tipo Kaplan possuem um pico de eficiência entre 93% e 95% em função do projeto e do seu tamanho (PEREIRA, 2015).

Figura 27 – TH Kaplan e Componentes



(Fonte: Souza; Santos; Bertoni, 2009)

A figura 28 mostra uma TH do tipo Kaplan vendida comercialmente com enfoque no mercado de CGHs. Sua potência fica

entre 0,5 MW a 3 MW; vazão de até 20 m³/s; altura de queda na faixa de 5 a 30 m; rendimento de aproximadamente 92% e construída com eixo horizontal.

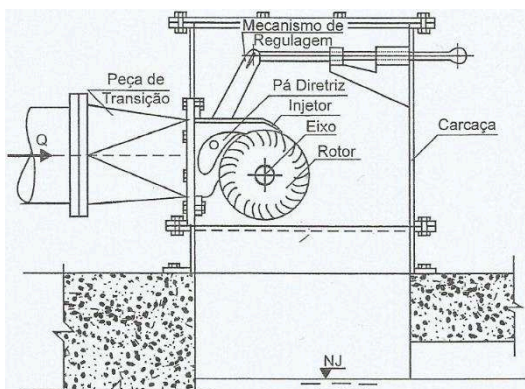
Figura 28 – TH Kaplan Comercial



(Fonte: TECHYDRO BRASIL, 2016)

d) **Turbina Michell-Banki:** também chamada de turbina de fluxo cruzado ou de fluxo transversal, esta TH de ação geralmente tem potência máxima de 2 MW por unidade e eixo com posição horizontal. Prefere-se este tipo de TH para regiões distantes dos grandes centros, que exigem pouca potência, por ser de fácil construção, de pouca manutenção e custo baixo (SOUZA; SANTOS; BERTONI, 2009). A figura 29 mostra um corte transversal da TH do tipo Michell-Banki e seus componentes.

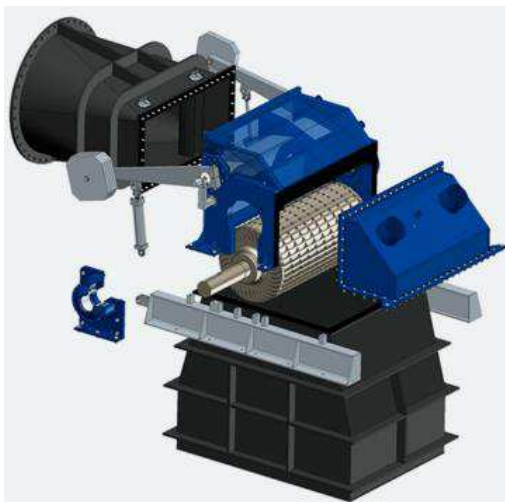
Figura 29 – TH Michell-Banki e Componentes



(Fonte: Souza; Santos; Bertoni, 2009)

Apesar do citado autor considerar o uso dessas turbinas no Brasil, outros autores, como Eletrobrás (2000), consideram que a utilização dessas THs é pequena, tanto aqui quanto internacionalmente. Há fabricantes internacionais pouco tradicionais, como a Ossberger no sul da Alemanha. Ressalta-se que, apesar dessas considerações, elas atualmente podem contribuir com o mercado crescente das CGHs. Na figura 30, apresenta-se uma TH Michell-Banki da Ossberger. Conforme o fabricante dessa TH, a potência varia de 15 kW a 5 MW, para quedas de 2,5 a 200 m e vazões de aproximadamente 0,04 a 13 m³/s.

Figura 30 – TH Michell-Banki da Ossberger



(Fonte: OSSBERGER, 2018)

2.4.8.2 Volante de Inércia

Em unidades geradoras de pequeno porte, como são as CGHs, devem ser utilizados volantes de inércia para garantir uma regulação de velocidade estável, uma vez que o efeito de inércia das massas girantes pode ser insuficiente e o regulador não conseguirá controlar as variações bruscas de carga dentro dos limites de regulação (ELETROBRÁS, 2000).

O volante de inércia é um disco de aço ou ferro fundido conectado diretamente ao eixo do gerador, permitindo o acréscimo desejado do efeito de inércia. Seu custo tem valor estimado de 0,1% do custo do gerador para cada 1% de aumento no efeito de inércia das partes rotativas.

A figura 31 mostra o volante de inércia da CGH Pacheco acoplado à TH e ao gerador elétrico.

Figura 31 – Volante de Inércia da CGH Pacheco



(Fonte: ENERGYX, 2018)

2.4.8.3 Gerador Elétrico (GE)

Nas centrais hidrelétricas, os geradores elétricos (GE) são conhecidos como hidrogeradores e compreendem dois tipos: os GEs síncronos e os assíncronos. Historicamente, o primeiro é mais utilizado e tem maior aceitação (SOUZA; SANTOS; BERTONI, 2009).

Ressalta-se ainda que, neste trabalho sobre CGHs, se utilizará somente os GEs do tipo síncronos, uma vez que o manual de procedimentos da CELESC S.A., instrução normativa código I-432.003, item 5.6.2, determina que a conexão de Produtores Independentes de Energia (PIE) e Autoprodutores de Energia (APE) deve ser realizada por geradores trifásicos do tipo síncronos (CELESC, 2017).

Conforme Chapman (2013), os geradores síncronos são máquinas síncronas que têm a função de transformar a potência mecânica em potência elétrica (a corrente obtida na saída do gerador é alternada).

No rotor do gerador síncrono produz-se um campo magnético ao se aplicar uma corrente contínua no enrolamento de campo. Alternativamente, poderia ser usado um imã permanente, com as consequentes limitações no controle de tensão e da potência reativa geradas. Através de uma máquina motriz primária [aqui neste trabalho,

por meio de uma turbina hidráulica] aciona-se o rotor que gera um campo magnético girante dentro da máquina. Esse campo girante induz tensões trifásicas nos enrolamentos de estator do gerador (CHAPMAN, 2013).

A figura 32 mostra um hidrogerador da linha GH10, com alta performance e baixo custo, comercializado pela WEG. Sua faixa de potência varia entre 500 kVA até 4500 kVA; número de polos variando de quatro a dezesseis; tensão nominal de 480 V até 4.160 V para 60 Hz e eixo horizontal (WEG, 2016).

Figura 32 – Hidrogerador Elétrico da WEG



(Fonte: WEG, 2016)

O gerador síncrono compõe-se basicamente de um rotor e um estator, explicados a seguir. Na grande maioria dos casos, o enrolamento de campo (percorrido por corrente contínua) é montado no rotor e o enrolamento de armadura, trifásico (percorrido por corrente alternada) é montado no estator.

a) **Rotor - enrolamento de campo:** fundamentalmente um grande eletroímã, esse componente pode ser construído com polos magnéticos lisos ou de polos salientes. No primeiro, os enrolamentos dos polos

encaixam-se na estrutura do rotor e são aplanados com a superfície do rotor. Já no segundo, o polo magnético se projeta de maneira radial para fora do rotor (CHAPMAN, 2013).

O rotor de polos salientes normalmente é utilizado em usinas de média ou baixa queda, baixas velocidades e com grandes diâmetros. Enquanto isso, usa-se o rotor de polo liso para alta queda, velocidade elevada e com diâmetro pequeno (PEREIRA, 2015). A corrente contínua necessária para gerar o campo magnético no sistema de excitação, a qual cria a tensão interna do gerador, pode ser obtida por meio de excitatrizes rotativas ou estáticas.

b) **Estator - enrolamento de armadura:** constitui-se de enrolamentos trifásicos defasados de 120° no espaço, sendo a parte imóvel ou fixa do gerador. Sua forma de construção pode ser de três tipos: imbricado, concêntrico ou ondulado (ABREU, 2015). Deve-se ancorar de maneira forte sua carcaça na casa de máquinas para resistir às máximas torções causadas em curto-circuito (PEREIRA, 2015).

Define-se a potência elétrica nominal de um gerador elétrico como a potência fornecida em seus bornes. Assim, especifica-se essa potência em termos da potência elétrica aparente conforme (5) (SOUZA; SANTOS; BERTONI, 2009).

$$S_n = \frac{P_t \cdot \eta_e}{\cos(\theta)} \quad (5)$$

Em (5), S_n representa a potência elétrica aparente nominal em kVA; P_t , a potência no eixo da turbina da turbina hidráulica em kW; η_e , o rendimento do gerador e, $\cos(\theta)$, o fator de potência nominal.

Conforme Souza, Santos e Bertoni (2009), consideram-se importantes outros fatores, tais como classe de isolamento, que determina a vida útil do equipamento; a tensão nominal, que se baseia em critérios de confiabilidade operacional e critérios financeiros; rotação nominal, definida por (4), velocidade de disparo, que pode danificar o gerador devido à proximidade com a tensão de ruptura, e o momento inércia das massas girantes, que pode ser atenuado pelo volante de inércia.

Pode-se dimensionar preliminarmente o gerador através da fórmula de Poisson (PEREIRA, 2015).

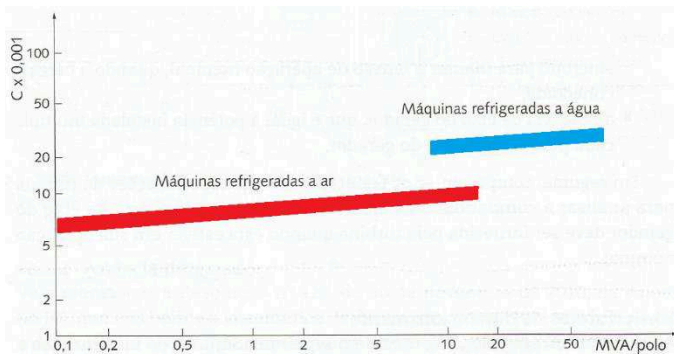
$$S = c \cdot D^2 \cdot L \cdot n \quad (6)$$

Em (6), **S** representa a potência nominal (em MVA); **c**, a constante de Poisson – outros autores a denominam de constante tecnológica (em MVA/rpm.m³); **D**, o diâmetro interno do estator (em m); **L**, o comprimento do núcleo do estator (em m) e **n**, a velocidade nominal (em rpm).

(6) diz que a potência aparente da máquina girante é diretamente proporcional ao seu volume e à sua rotação. O coeficiente **c** varia com o tempo, significando a evolução tecnológica. Esta constante permite a repotenciação de usinas com o mesmo volume ocupado anteriormente pelo antigo gerador (SOUZA; SANTOS; BERTONI, 2009).

Além disso, consoante Pereira (2015), estima-se o coeficiente tecnológico usando-se o gráfico mostrado na figura 33. Assim, conhecendo-se o valor do coeficiente **c**, obtém-se o valor de $D^2.L$.

Figura 33 – Coeficiente de Poisson x Potência/Polo



(Fonte: adaptado de Pereira, 2015)

Portanto, para rotações baixas, tem-se um grande número de polos e o diâmetro do gerador aumenta, implicando em máquinas de eixo vertical como nas UHEs. Já para o caso de altas rotações, o número de polos é pequeno, assim como o diâmetro do gerador. Os principais exemplos desse último caso são as CGHs e as PCHs, que possuem eixos horizontais em sua grande maioria (ABREU, 2015).

Por fim, outros equipamentos com certas funções também compõem o gerador: sistema de proteção, sistema de refrigeração, sistema de excitação, regulador de tensão. Estes componentes não serão aprofundados aqui, visto que este capítulo tem o objetivo de informar as características principais de uma CGH, sem entrar em seus detalhes.

3 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Este capítulo descreve os principais atributos da geração distribuída (GD) e os seus efeitos na conexão de uma Central Geradora Hidrelétrica na rede elétrica de média tensão. Neste trabalho serão consideradas a conexão de um Autoprodutor de Energia (APE) com venda excedente de energia ou a de um Produtor Independente de Energia (PIE) à rede de um concessionário de distribuição em Santa Catarina.

3.1 CARACTERÍSTICAS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Conforme destacado por vários autores, dentre eles Ackermann, Andersson e Söder (2001), Tonhá (2017), Severino, Camargo e Oliveira (2008), Maiola (2014) e Pizzali (2006), ainda não há um conceito largamente aceito por todos sobre o termo GD.

Assim, várias definições são encontradas na literatura e órgãos do setor elétrico no mundo: O Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE) define GD como a conexão de pequenas usinas em qualquer ponto do sistema elétrico; já o International Council on Large Electric Systems (CIGRÉ) considera GD uma geração conectada à distribuição com capacidade menor que 100 MW, sem centralização ou despacho de energia; enquanto que a International Energy Agency (IEA) determina geração distribuída como pequenos motores ou turbinas, sistemas fotovoltaicos ou células a combustível que alimentam o consumidor local ou abastecem a rede de distribuição. Portanto, esse pluralismo de idéias implica em vários denominações da GD no mundo: geração dispersa (*dispersed generation*), geração descentralizada (*decentralized generation*), geração integrada (*embedded generation*) e energia distribuída (*distributed power resources*) (TONHÁ, 2017).

Logo, com a diversidade relacionada à definição de GD, autores como Ackermann, Andersson e Söder (2001) e Severino, Camargo e Oliveira (2008) propõem uma lista de características que, ao serem observadas em várias referências pelos autores, definem mais precisamente a GD. Ressalta-se que aqui serão discutidas as principais características observadas por esses dois autores e as que aparecem mais nas suas referências. Lista-se essas características a seguir:

a) **Localização:** conforme descrito pelos autores citados, essa característica aparece em todas as fontes pesquisadas. Assim, a localização da GD está na rede de distribuição ou no lado do consumidor

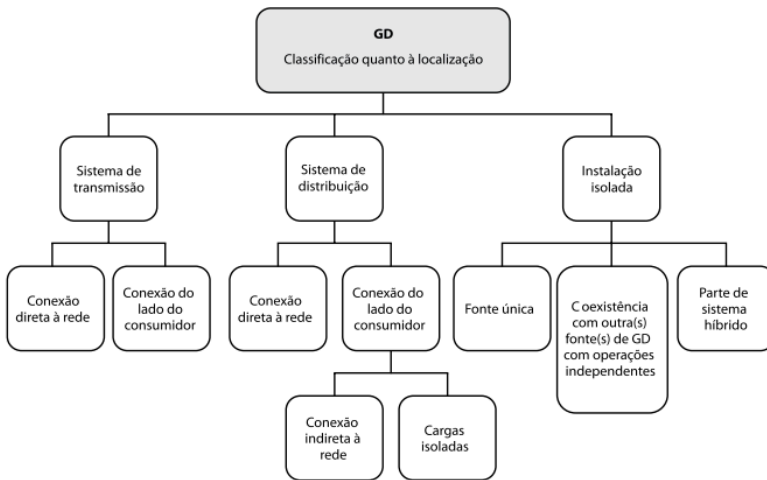
(em raras exceções no lado da transmissão). Os autores Severino, Camargo e Oliveira (2008) ainda identificam que essa característica deve ser deixada à cargo da legislação para cada caso concreto.

Um exemplo na legislação brasileira sobre a GD é o **Decreto nº 5.163 de 2004**, em seu **artigo catorze**, que regulamenta a comercialização de energia e define a Geração Distribuída como:

Art. 14 Para os fins deste Decreto, considera-se geração distribuída a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados, incluindo aqueles tratados pelo art.8º da Lei no 9.074, de 1995, conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador ... (BRASIL, 2004).

Este decreto delimita a geração distribuída tanto para as concessionárias, permissionárias ou autorizados assim como para empreendimentos do **art. 8º da Lei nº 9.074 de 1995**. Estes empreendimentos, definidos pela Lei, são as Centrais Geradoras Hidrelétricas de capacidade máxima de geração de até 5 MW. A figura 34 mostra a classificação de GD quanto a sua localização.

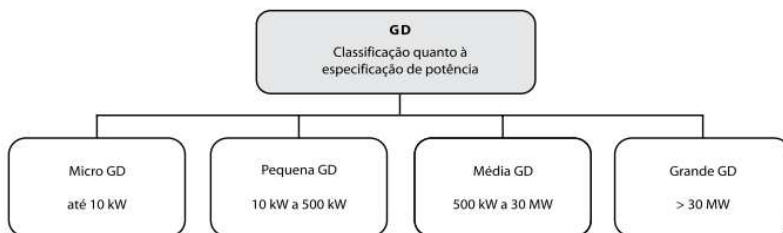
Figura 34 – Classificação de GD Quanto à Localização



(Fonte: Severino; Camargo; Oliveira, 2008)

b) **Potência:** conforme os autores Ackermann, Andersson e Söder (2001) e Severino, Camargo e Oliveira (2008), a potência de unidades de GD varia de poucos Watts até 300 MW, consoante as referências pesquisadas pelos autores. Isso implica em problemas técnicos pela ampla variabilidade de potência. Portanto, sugere-se criar faixas de potência para a GD. A figura 35 mostra a classificação de potência sugerida por um dos autores.

Figura 35 – Classificação Quanto à Potência



(Fonte: Severino; Camargo; Oliveira, 2008)

Este trabalho foca-se nas Centrais Geradoras Hidrelétricas de potência máxima de 5 MW. Portanto, a faixa de potência destes empreendimentos fica entre a pequena e a média GD.

Salienta-se que os autores expõem que essa característica não é importante para definição de GD.

c) **Propósito:** o principal propósito da GD é o fornecimento de energia elétrica ativa. Ressalta-se que a GD não tem a obrigação de prover energia elétrica reativa. Este propósito tem a função técnica de geração. Há outros propósitos, menos importantes, também mencionados, como o econômico, o ambiental e o social (SEVERINO; CAMARGO; OLIVEIRA, 2008). Os autores ainda consideram que essa não é uma característica tão relevante para a definição de GD.

d) **Propriedade:** confunde-se GD somente com propriedades de produtores independentes de Energia (PIE), autoprodutores independentes de energia (AIE) e a de cogeneradores, ou seja, de consumidores. No entanto, essa característica não deve ser relevante (SEVERINO; CAMARGO; OLIVEIRA, 2008).

Outras características também são mencionadas pelo o autor, mas, como dito pelo mesmo, não são tão relevantes para a definição de GD como o nível de penetração, o impacto ambiental, a tecnologia e a área de energia entregue.

Assim, após todas essas características, os autores propõem definir GD como:

GD é a denominação genérica de um tipo de geração de energia elétrica que se diferencia da realizada pela geração centralizada por ocorrer em locais em que não seria instalada uma usina geradora convencional, contribuindo para aumentar a distribuição geográfica da geração de energia elétrica em determinada região (SEVERINO; CAMARGO; OLIVEIRA, 2008, p. 66).

Além disso, módulo um dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) da ANEEL, em seu item 2.196, define muito bem a GD:

Centrais geradoras de energia elétrica, de qualquer potência, com instalações conectadas diretamente no sistema elétrico de distribuição ou através de instalações de consumidores, podendo operar em paralelo ou de forma isolada e despachadas – ou não – pelo ONS (ANEEL, 2016, p. 38).

Portanto, seguindo a definição do PRODIST, da ANEEL, do decreto nº 5.163 de 2004 e de Severino, Camargo e Oliveira (2008) referidos anteriormente sobre GD, este trabalho trata da conexão de uma Central Geradora Hidrelétrica na rede de média tensão de uma distribuidora em Santa Catarina (no lado do consumidor), mais especificamente num alimentador, na modalidade de Produtor Independente de Energia (PIE) ou Autoprodutor Independente de Energia, com venda excedente de energia (APE CV), operando em paralelo com o sistema.

Ressalta-se que essa conexão é apenas simulada num programa de fluxo de potência de distribuição, mas suas características são aqui elencadas para o entendimento do leitor sobre o processo real da conexão de uma CGH na modalidade descrita anteriormente.

Dessa maneira, para o entendimento da GD realizada pela CGH na rede de média tensão de uma distribuidora em Santa Catarina, é preciso delimitar alguns conceitos, dentre eles o de Produtor Independente de Energia (PIE) e o de Auto Produtor Independente de Energia com venda excedente de energia (APE CV).

3.2 PIE E APE CV

Para entender o conceito de Produtor Independente de Energia (PIE) e o de Autoprodutor Independente de Energia com venda excedente de energia (APE CV) relacionados com as CGHs deve-se compreender como se faz o registro de Central Geradora de Capacidade Reduzida (CGCR).

Conforme ANEEL (2017a) e Carneiro, Coli e Dias (2017), regulamenta-se o registro na modalidade de CGCR de duas formas: uma que concede a venda de energia produzida e a outra aonde a energia injetada é compensada em relação a energia consumida.

Além disso, conforme as citadas referências, na Resolução nº 673 da ANEEL, de 2015, em seu Capítulo IV, regulamenta-se a categoria de registro de CGCR para a venda de energia, para CGHs com potência menor ou igual a 5MW.

Seguindo esta linha, as CGHs podem vender energia na forma de PIE e APE CV. Ressalta-se que o PIE pode também ser uma modalidade de venda de energia de uma PCH, mas que nesse trabalho apenas se refere às CGHs.

Adequando-se ao objetivo desse trabalho, em Santa Catarina, a CELESC Distribuição S. A. domina grande parte do estado e, portanto, seguir-se-á as normas dessa concessionária de energia como modelo de normas de conexão de CGHs na modalidade PIE e APE CV na sua rede. Uma norma essencial para o entendimento sobre isso, é a Instrução Normativa código I-432.003 de que determina os requisitos gerais para conexão de autoprodutor e produtor independente de energia à rede da CELESC.

Assim, define-se PIE, no item 4.17, da Instrução Normativa I-432.003:

É a pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebem concessão, autorização ou registro do poder concedente, para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco (CELESC, 2017, p. 5)

E para APE CV, no item 4.4a da mesma instrução normativa:

É a pessoa física, pessoa jurídica, ou consórcio de empresas, que receba concessão, autorização ou registro do poder concedente, para produzir energia elétrica destinada ao consumo próprio, podendo comercializar a energia elétrica excedente ao seu consumo próprio, por sua conta e risco (CELESC, 2017, p. 3).

É importante relatar aqui que a maioria das solicitações de acesso para conexões de CGHs dá-se na modalidade de PIE, visto que a forma de venda de energia do autoprodutor somente ocorre com o excedente de energia e, muitas vezes, não compensa o investimento. Neste trabalho, as consultas de acesso obtidas para simulação estão enquadradas na modalidade de PIE.

3.3 EFEITOS DA GD NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Segundo Pizzali (2006), Maiola (2014), Santos (2006) e Bittencourt (2011), ao se conectar um gerador distribuído [neste trabalho, uma CGH] na rede de distribuição, alguns efeitos podem ser percebidos. Destacam-se os impactos mais importantes identificados pelos autores: mudanças nas tensões da rede, mudança de direção do fluxo de potência, alteração das perdas elétricas da rede, mudança dos níveis de curto-circuito, perda da coordenação do sistema de proteção e ilhamento indesejado.

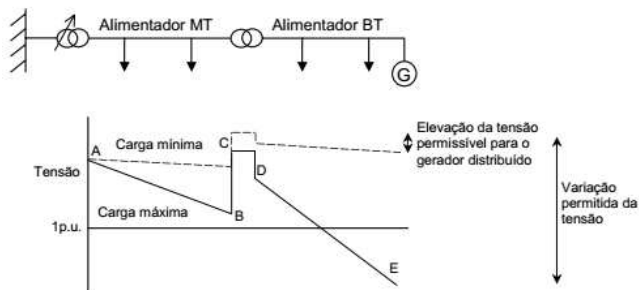
3.3.1 Mudanças nas Tensões da Rede

As concessionárias de distribuição devem sempre fornecer uma tensão dentro dos limites especificados. No momento da conexão de um gerador distribuído (ou uma CGH), conforme a figura 36, o fluxo de potência mudará, implicando também na mudança do perfil de tensão. Este perfil poderá chegar a um valor próximo ou até mesmo passar do limite permitido pela concessionária (PIZZALI, 2006).

Conforme Maiola (2014), num período de carga leve e de grande produção de geração distribuída [ou seja, de grande injeção de potência] é onde a contribuição da GD será ruim para o perfil de tensão da rede de distribuição. No entanto, para esses momentos, a rede pode ter sua tensão

adequada aos limites da distribuidora com a introdução de um regulador de tensão.

Figura 36 – Perfil de Tensão de Um Alimentador Radial

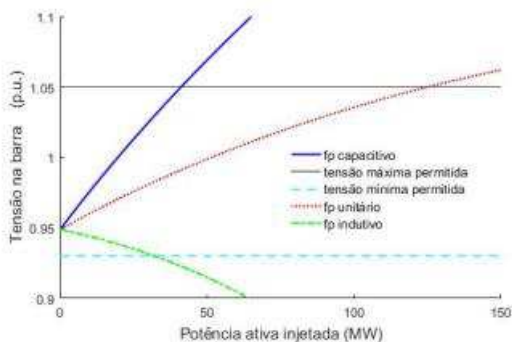


- A tensão mantida constante pelo tap do transformador de distribuição
- A-B queda de tensão devido à carga do alimentador MT
- B-C elevação de tensão devido aos taps do transformador MT/BT
- C-D queda de tensão no transformador MT/BT
- D-E queda de tensão no alimentador BT

(Fonte: Pizzali, 2006)

Além disso, Tonhá (2017) dita que a limitação de tensão devido à injeção potência na barra da GD torna-se mais comum pelo limite superior, visto que o fator de potência de operação da GD [aqui neste trabalho acontece através da conexão de uma CGH] ocorre de forma capacitiva ou unitária. A figura 37 mostra isso.

Figura 37 – Tensão na Barra da GD x Potência Ativa Injetada



(Fonte: Adaptado de Tonhá, 2017)

3.3.2 Alteração no Nível de Curto-Circuito

Os níveis de curto circuito aumentarão ao se inserir a GD na rede de distribuição. Com isso, altera-se a capacidade de curto-circuito que se utiliza para dimensionar equipamentos como disjuntores, religadores e fusíveis, além de ser usado na coordenação dos equipamentos de proteção (BITTENCOURT, 2011).

Alguns valores comuns de curto-circuito para geradores distribuídos podem ser observados na tabela 5. Ressalta-se que a corrente de curto-circuito do gerador síncrono depende da tensão de pré-falta, reatâncias transitórias e subtransitórias da máquina e de algumas características da excitatriz (PIZZALI, 2006).

Tabela 5 – Níveis de Curto-Circuito Típicos de Geradores Distribuídos

Tipo de Gerador	% da Corrente de Falta relativa da Corrente Nominal
Inversor	100 - 400 % (a duração dependerá do ajuste do controlador, a corrente pode ser menos de 100% para alguns inversores)
Gerador Síncrono com excitação separada	Começando desde 500 - 1000 % nos primeiros ciclos, diminuindo para 200 - 400 %
Gerador de Indução ou Gerador Síncrono com auto-excitação	500 - 1000 % nos primeiros ciclos, diminuindo para valores desprezíveis em 10 ciclos

(Fonte: Adaptado de Pizzali, 2006)

3.3.3 Perda da Coordenação do Sistema de Proteção

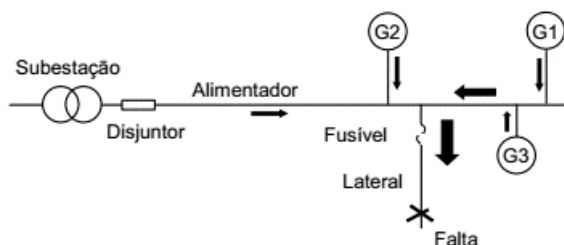
Projeta-se e ajusta-se os equipamentos de proteção tais como fusíveis, religadores, seccionalizadoras, relés de sobrecorrente, dentre outros, com base na unidirecionalidade radial do fluxo de potência injetado de um sistema de distribuição. Todavia, com a inserção de um ou mais geradores distribuídos à rede, muda-se as condições de falta devido ao novo fluxo ser bidirecional (MAIOLA, 2014).

Ainda conforme a autora acima, não se consegue isolar mais as faltas somente com a abertura dos circuitos da subestação. Então, deve-se

extinguir também a contribuição dos geradores distribuídos à jusante da falta. Para permitir essa operação, necessita-se que novos ajustes ocorram nos equipamentos de proteção ou até mesmo a utilização de novos aparelhos. A autora indica como exemplo de novos aparelhos a utilização de relés direcionais.

Além disso, a coordenação dos fusíveis pode ser afetada, acarretando a diminuição da confiabilidade e da segurança do sistema de distribuição. Na figura 38, o ramo lateral com fusível de um alimentador é afetado pela GD devido à corrente de falta alta, impedindo sua coordenação com o disjuntor do alimentador (PIZZALI, 2006).

Figura 38 – Contribuição dos Geradores Distribuídos nas Correntes de Falta



(Fonte: Pizzali, 2006)

Além do mais, Bittencourt (2011) indica que se deve fazer um estudo detalhado para avaliar o impacto causado pela GD na seletividade e na coordenação dos equipamentos de proteção. Neste estudo reavalia-se os valores *pickup/dropout* e curvas de atuação dos mesmos equipamentos.

Esta autora ainda dita que os grandes impactos causados com a conexão dos geradores distribuídos ocorrem na coordenação da proteção de sobrecorrente (seletividade e velocidade de atuação) e nos esquemas de religamento automático. A autora ainda diz que o tipo de conexão do transformador de ligação entre a concessionária de distribuição e a GD [neste trabalho a CGH] tem extrema importância para a coordenação de proteção.

Portanto, seguindo esta lógica, a CELESC Distribuição colocou em sua instrução normativa **I-432.003** os principais instrumentos que devem compor o sistema de proteção do acessante (aqui neste trabalho considerado como a CGH) na fronteira com a CELESC.

Ressalta ainda que no acesso (conexão) de produtores de energia nas tensões de média tensão (13,8 kV, 23 kV ou 34,5 kV) deve-se ter no lado de alta tensão, pelo lado da CELESC, a conexão em triângulo. A tabela 6 indica as funções de cada elemento de proteção do acessante [dono do empreendimento da CGH] especificados pela CELESC que, conforme esta distribuidora, ainda dependerão da análise de cada conexão (CELESC, 2017).

Tabela 6 – Especificação das Funções do Sistema de Proteção do Acessante

RELÉ	TIPO	FUNÇÃO
59N	Desequilíbrio de tensão	Abertura do disjuntor/religador, quando da ocorrência de faltas à terra na rede ou linha de interligação
27	Subtensão instantâneo	Abrir e bloquear o fechamento do disjuntor/religador, quando da falta de tensão
81	Frequência	Abertura do disjuntor/religador
59	Sobretensão trifásico temporizado e instantâneo	Abertura do disjuntor/religador, em caso de sobretensão
67	Sobrecorrente direcional instantâneo	Abertura do disjuntor/religador, para faltas localizadas na rede da Celesc com contribuição do acessante
50/51	Sobrecorrente instantâneo/temporizado	Abertura do disjuntor/religador, em caso de ocorrência de faltas localizadas na linha de interligação
32	Direcional de potência	Abertura do disjuntor/religador, quando fluir potência do acessante para a rede da Celesc
25	Sincronismo	Verificar se no ponto de interligação, os parâmetros de frequência e ângulo de fase de tensão estão dentro dos limites desejados para permitir a conexão
78	Anti-Ilhamento	Abertura do disjuntor/religador em caso de operação em modo ilhado
81 df/dt	Varição de Frequência	Abertura do disjuntor/religador em caso de variação súbita de frequência

(Fonte: CELESC, 2017)

No Anexo B, também se encontram os valores de referência do sistema de proteção do acessante, conforme os valores definido pela

Celesc. Valores fora dos especificados pela distribuidora devem ser justificados pelo acessante (CELESC, 2017). Ainda nesse anexo é mostrado o esquema de proteção para conexão orientado pela Celesc como modelo para média tensão.

3.3.4 Alteração nas Perdas Elétricas

As perdas elétricas na rede de distribuição alteram-se quando o fluxo de potência muda devido à conexão do gerador distribuído. Ao se colocar um gerador na rede distribuição próximo a uma carga de valor alto, as perdas se reduzem devido ao fornecimento de potência ativa e reativa desta unidade de geração à carga. Em contrapartida, quando colocado longe da carga, é presumível que as perdas aumentem (Pizzali, 2006).

Além disso, Maiola (2014) expõe que, com a GD, evitam-se investimentos na construção de subestações, de alimentadores e na compra de equipamentos devido à redução do carregamento.

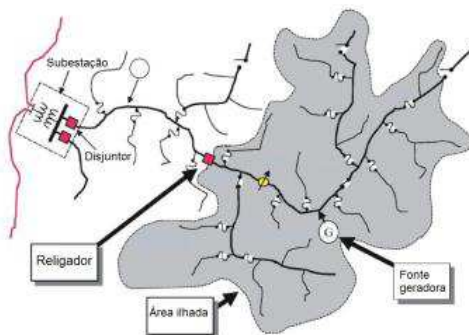
Para a simulação, a Celesc Distribuição indica um fator de potência unitário no ponto de conexão, isto é, não se considerará injeção ou absorção de potência reativa. No entanto, para a conexão física, a ligação de uma CGH na rede de distribuição não poderá comprometer os reativos do mercado da Celesc, ou seja, seu controle de reativos deve somente ajudar a manter adequado o desempenho do sistema elétrico (CELESC, 2017). Os requisitos exigidos de controle de reativos por esta distribuidora são:

- a) durante o regime de carga pesada (ponta noturna de dia útil) e carga média (horário comercial em dia útil), a usina não poderá absorver reativos do sistema da Celesc. Poderá fornecer reativo ou operar, no máximo, com fator de potência unitário;
- b) durante o regime de carga leve (madrugada de dia útil) e carga mínima (manhã e tarde de domingo), a usina não poderá fornecer reativos para o sistema da Celesc. Poderá absorver reativos ou, no máximo, operar com fator de potência unitário (CELESC, 2017, p. 17).

3.3.5 Ilhamento

Quando se conecta um gerador distribuído na rede de distribuição de forma paralela com outra fonte de energia da mesma rede, pode acontecer ilhamento em alguma parte do sistema. Isso ocorre no momento em que uma parte da rede fica eletricamente isolada da concessionária de distribuição, mas, neste mesmo trecho, o gerador distribuído continua a manter a energização (BITTENCOURT, 2011). A figura 39 mostra um exemplo de ilhamento na rede de distribuição.

Figure 39 – Fenômeno de Ilhamento



(Fonte: Maiola, 2014)

Ainda, conforme a autora, o impacto de ilhamento pode causar pontos positivos e negativos, tanto para a concessionária de distribuição, como para os consumidores. A autora considera como efeito positivo a alimentação de cargas em momentos emergenciais pela GD, quando o resto do sistema está desenergizado. Como negativos, ela considera os seguintes efeitos: riscos letais para técnicos e para a população próxima ao ilhamento, visto que essa parte da rede permanece energizada; dificuldade em manter os padrões técnicos de tensão e frequência na qualidade do fornecimento por parte da concessionária na região de ilhamento; o aterramento pode ocorrer de maneira inadequada e, finalmente, a recomposição do sistema fora de sincronismo quando o gerador distribuído sai de fase com o resto do sistema da rede.

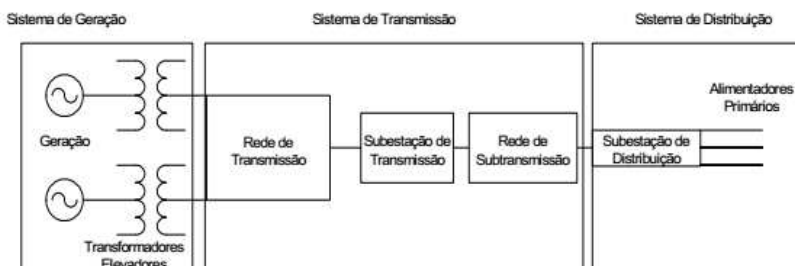
A seguir será dada uma explicação superficial sobre um sistema de distribuição de energia elétrica com enfoque no objetivo deste trabalho, qual seja, sobre a conexão de uma CGH à rede de média tensão de uma distribuidora em SC.

3.4 SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

Neste subitem são descritos os principais componentes de um sistema de distribuição e sua topologia.

Por todo o sistema elétrico, a energia elétrica passa, basicamente, por três processos: a geração, a transmissão e a distribuição de energia (BITTENCOURT, 2011). A figura 40 mostra o caminho percorrido pela energia elétrica da geração até a distribuição.

Figura 40 – Diagrama Unifilar Simplificado de Um Sistema Elétrico



(Fonte: Bittencourt, 2011)

O sistema de distribuição se inicia com a subestação de distribuição, que é alimentada por uma ou mais linhas de subtransmissão. Nos casos em que não há uma rede de subtransmissão, a subestação é alimentada diretamente da linha de transmissão de alta tensão (isso depende de cada concessionária de distribuição). Em seguida, a subestação de distribuição supre um ou mais alimentadores. Na maioria dos casos, os alimentadores tem topologia radial, isto é, o fluxo de potência tem direção que flui da subestação até as cargas ou consumidores (KERSTING, 2001).

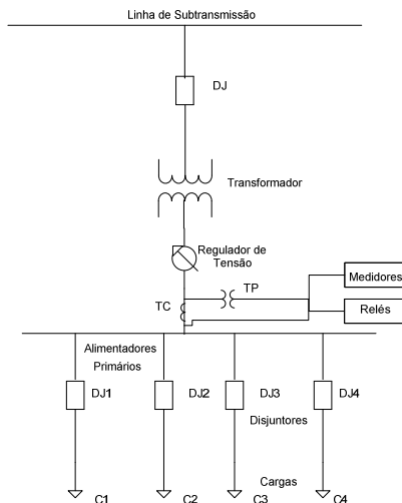
O sistema de distribuição tem a função de suprir energia aos consumidores domésticos, os residenciais, pequenas indústrias e o comércio. Além disso, compreende uma variedade de setores, como as redes aéreas e subterrâneas, medição, manobra e proteção (BITTENCOURT, 2011).

Segundo a CELESC (2017), o sistema de distribuição de média tensão (MT) é aquele que opera nas tensões nominais de 13,8 kV, 23,0 kV e 34,5 kV. Neste trabalho, os pontos de conexão para as CGHs compreendem, na sua maioria, a tensão de 23,0 kV. Ressalta-se que a

CGH opera em tensões de até 4,16 kV e, por intermédio de transformadores elevadores, os cabos de conexão chegam aos níveis de MT para a conexão com a rede da concessionária.

Os principais equipamentos e componentes encontrados numa subestação de distribuição são os seguintes: transformadores, reguladores de tensão, equipamentos de proteção, chave fusível, religadores automáticos, seccionadores, disjuntores, relés, equipamentos de medição, alimentadores e cargas (BITTENCOURT, 2011). Este trabalho explicará, de forma simplificada, alguns equipamentos, visto que a simulação realizada acontece num alimentador de distribuição. A figura 41 mostra uma subestação de distribuição e alguns de seus equipamentos.

Figura 41 – Subestação de Distribuição



(Fonte: Bittencourt, 2011)

3.4.1 Alimentadores

Conforme Bittencourt (2011), os alimentadores possuem tensões e comprimentos menores, comparando-se com as linhas de transmissão, suprindo a energia elétrica da subestação de distribuição até a carga.

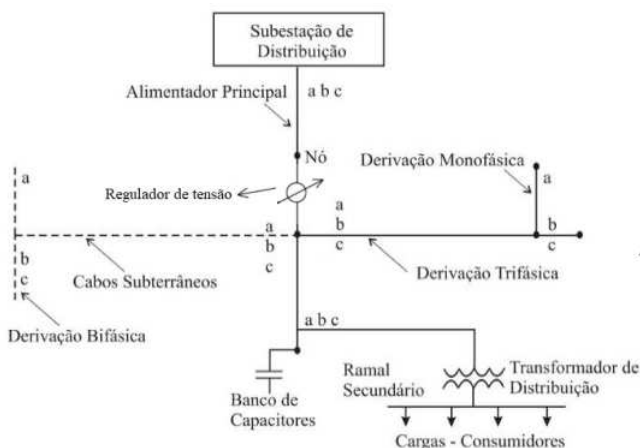
Os alimentadores radiais suprem o fluxo de potência de maneira unidirecional da subestação de distribuição até a carga. Podem existir um ou mais alimentadores numa subestação, sendo que suas cargas sempre

são desbalanceadas em vista do grande número de cargas monofásicas desiguais (KERSTING, 2001). Ainda conforme este autor, descrevem-se os principais componentes do alimentador:

- Alimentador trifásico principal;
- Alimentadores trifásicos, bifásicos ou monofásicos laterais [derivações];
- Banco de capacitores *shunt*;
- Transformadores de distribuição;
- Cargas trifásicas, bifásicas ou monofásicas.

A figura 42 mostra a topologia de um alimentador, com os principais elementos.

Figura 42 – Diagrama de Um Alimentador Radial



(Fonte: Adaptado de Kersting, 2001)

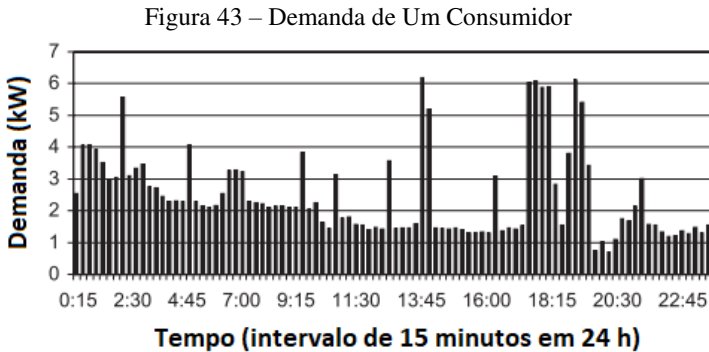
Reforça-se que, com a introdução de CGHs (ou geradores distribuídos), o fluxo de potência não é mais unidirecional e sim, bidirecional, afetando o comportamento do alimentador radial.

Além disso, ainda consoante Kersting (2001) e Bittencourt (2011), o alimentador observa as cargas como valores variáveis, ocorrendo contínuas alterações durante o tempo. Para a compreensão dessas mudanças é necessário que se conheça um pouco de conceitos tais como:

demanda, máxima demanda, fator de carga, fator de demanda [na referência de Kersting (2001) isso é aprofundado muito bem]. A seguir, explicar-se-á a demanda.

A demanda de um alimentador é o carregamento médio num período específico de tempo. Ela pode estar em termos da potência ativa (kW), potência reativa (kvar), potência aparente kVA, ou corrente em ampères (A). Além disso, ela deve incluir o intervalo de tempo [nas simulações deste trabalho ela dar-se-á num período de 24 horas] (KERSTING, 2001).

A figura 43 mostra um exemplo de demanda de um consumidor qualquer durante um intervalo de tempo de 15 minutos num dia, durante um dia.



(Fonte: Adaptado de Kersting, 2001)

3.4.2 Transformadores

Segundo Kersting (2001) e Bittencourt (2011), os transformadores conectam os vários níveis de tensão. Isso é feito para diminuir as perdas durante o transporte de energia da geração até a distribuição. Além disso, a função do transformador de distribuição é abaixar a tensão de níveis de transmissão e subtransmissão para níveis de distribuição. Dentro das subestações podem existir um ou mais transformadores, em conformidade com o tamanho da rede de distribuição. Esses equipamentos elétricos podem compor as subestações como transformadores trifásicos ou bancos trifásicos de transformadores monofásicos.

3.4.3 Chave Fusível

As chaves fusíveis interrompem o circuito em casos de sobrecorrentes e curto-circuitos. Seu baixo custo representa uma vantagem em relação a outros equipamentos de proteção (relés de proteção e disjuntores). No entanto, deve-se substituir a chave fusível manualmente para que o circuito volte a funcionar adequadamente. Utiliza-se largamente este equipamento de proteção em ramais secundários de alimentadores, ramais de entrada de consumidores e transformadores de distribuição (BITTENCOURT, 2011). A figura 44 mostra a proteção realizada por duas chaves fusíveis num ramal secundário e primário, à esquerda, e o equipamento real, à direita.

Figura 44 – Chave Fusível

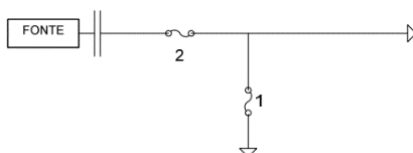


Figura 2.4: Proteção por elo fusível.



(Fonte: Bittencourt, 2011)

(Fonte: ATS Elétrica, 2018)

3.4.4 Regulador de Tensão

O regulador de tensão é um aparelho elétrico que tem a função de sustentar um determinado valor de tensão num sistema elétrico, atuando quando se aplica uma variação de tensão fora dos seus limites estabelecidos. É importante ressaltar que este equipamento tem uma grande importância para as concessionárias de distribuição, uma vez que mantém a qualidade do fornecimento para os consumidores em bons níveis em relação à tensão. Além disso, devido a um pequeno aumento da tensão do consumidor causado pelo regulador de tensão, ocorre um aumento de faturamento da concessionária (MAMEDE FILHO, 2005).

Ainda, conforme o mesmo autor, em redes rurais longas e com cargas não muito grandes, o regulador de tensão ajuda a diminuir a queda de tensão, além de reduzir a faixa de variação de tensão de fornecimento.

Segundo a ANEEL (2018c), a tensão contratada em tensão nominal de operação acima de 1 kV pelos acessantes nos pontos de conexão devem estar entre 95% e 105% da tensão nominal de operação

do sistema no ponto de conexão. Além disso, deve ser igual à tensão dos terminais de derivação do transformador da unidade consumidora. Portanto, a fim de que isso ocorra, devem ser colocados reguladores de tensão para manter as tensões em níveis adequados em todo o sistema de distribuição, como nos alimentadores.

Conforme Mamede Filho (2005), a concepção do regulador de tensão tem origem nos autotransformadores. De acordo com a forma como os enrolamentos se ligam, a tensão pode ser aumentada ou diminuída. A figura 45 mostra um regulador de tensão monofásico da Toshiba, para tensões de distribuição menores que 36,2 kV.

Figura 45 – Regulador Monofásico Comercializado pela Toshiba



(Fonte: Toshiba, 2018)

Na atualidade, comercializam-se dois tipos de reguladores de tensão para as redes de distribuição: o regulador *autobooster* e o regulador de tensão de 32 graus. O primeiro é um equipamento mais simples de regulação de tensão, fabricado em unidades monofásicas, sendo aplicado em redes de distribuição rural em locais com baixa densidade de carga (atende a cidades do interior). Já o segundo mantém, na saída de seus terminais ou num ponto remoto do sistema, uma tensão constante e predeterminada (MAMEDE FILHO, 2005).

4 NORMAS DA CONEXÃO

Este capítulo tem o objetivo de apontar as normas do setor elétrico e de uma concessionária de distribuição em Santa Catarina referentes à conexão de Centrais Geradoras Hidrelétricas na modalidade de PIE e APE CV à rede comercial de energia elétrica. Além disso, descrever-se-á as particularidades de uma consulta de acesso (passos e características). Ressalta-se que serão elencados os principais aspectos, tanto para a conexão física quanto para as regras de conexão das simulações que irão ser discutidas no próximo capítulo.

As principais normas buscadas para dar apoio a este capítulo são, respectivamente, as seguintes:

- Os **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST**, encontrados no sítio da ANEEL e;
- A **Instrução normativa código I-432.003 da CELESC Distribuição**, referente aos requisitos gerais para a conexão de autoprodutor e produtor independente de energia à rede da CELESC em Santa Catarina, encontradas nas referências deste trabalho.

Logo, conforme a ANEEL, os Procedimentos de Distribuição podem ser definidos da seguinte forma:

Os Procedimentos de Distribuição - PRODIST são documentos elaborados pela ANEEL e normatizam e padronizam as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica (ANEEL, 2017b)

É importante ressaltar que o PRODIST divide-se em onze módulos, sendo que o procedimento que regulamenta a conexão de centrais geradoras encontra-se no módulo três, chamado de acesso ao sistema de distribuição. Os outros módulos também contribuem com algumas informações pertinentes, mas, aqui, será dada ênfase às características de conexão das CGHs.

A instrução normativa da CELESC, por seu lado, lida com a conexão de PIE e APE CV. Sua estrutura não se aplica somente as Centrais Geradoras Hidrelétricas, mas também a outros tipos

empreendimentos, como as PCHs, centrais geradoras fotovoltaicas, eólicas e termelétricas, com certas restrições.

4.1 PRODIST

O PRODIST, em seu módulo 3, disciplina as condições de acesso ao sistema de distribuição como a conexão e uso, defini critérios técnicos e operacionais, requisitos de projeto, informações, dados e a implementação da conexão (ANEEL, 2017c).

Esse módulo divide-se em sete seções: introdução; procedimentos de acesso; critérios técnicos e operacionais; requisitos de projeto; implantação de novas conexões; requisitos para operação, manutenção e segurança da conexão; contratos e acesso de micro e minigeração distribuída. As seções mais relevantes para este trabalho serão descritas a seguir.

4.1.1 Procedimentos de Acesso

Existem quatro etapas para viabilização de acesso ao sistema elétrico de distribuição: consulta de acesso, informação de acesso, solicitação de acesso e parecer de acesso. Tanto a consulta como a informação de acesso devem ser formalizadas na área geográfica aonde se encontra o empreendimento do acessante (dono da CGH que será implantada e se encaixa na modalidade PIE ou APE CV neste trabalho). A tabela 7 mostra as etapas a serem seguidas pelo tipo de acessante.

Tabela 7 – Etapas para Viabilização de Acesso por Acessante

ACESSANTE			ETAPAS	
			CONSULTA DE ACESSO / INFORMAÇÃO DE ACESSO	SOLICITAÇÃO DE ACESSO / PARECER DE ACESSO
Unidade Consumidora			Procedimento definido nas Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica	
Central Geradora	Fora de Leilão	Registro	Opcionais	Obrigatórias
		Autorização	Obrigatórias	Obrigatórias
	Dentro de Leilão		Não aplicáveis (aplica-se o DAL)	Obrigatórias
	Concessão		Procedimento definido no edital de licitação	
	Alteração de Autorização		Obrigatórias	Obrigatórias
Distribuidora			Opcionais	Obrigatórias
Agente Importador ou Exportador			Opcionais	Obrigatórias

(Fonte: ANEEL, 2017c)

Neste trabalho, as CGHs são do tipo Central Geradora de Capacidade Reduzida, que somente necessitam de registro na ANEEL (CGHs até 5 MW). Portanto, conforme a tabela 7, tanto a consulta quanto a informação de acesso são opcionais para esses empreendimentos fora do ambiente de leilão. No entanto, elas são essenciais para o empreendedor, uma vez que permitem verificar se o ponto de conexão mais próximo da CGH fica viável economicamente para posterior entrada na solicitação de acesso.

a) **Consulta de acesso:** este procedimento deve ser formalizado pelo o acessante (CGH) para obter a informação de acesso da acessada (distribuidora – neste trabalho a CELESC Distribuição). Isso é necessário a fim de que a distribuidora possa obter informações para realizar seus estudos de acesso.

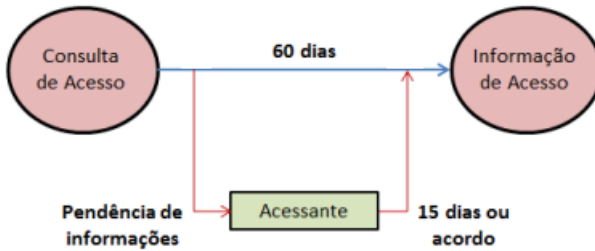
Conforme o item 3.2, essa etapa tem caráter opcional por parte do acessante e, além disso, deve apresentar informações sobre o empreendimento através de formulário específico. O formulário exigido pela CELESC Distribuição encontra-se no Anexo C. Nesse documento exigem-se informações de identificação, classificação do empreendimento, paralelismo e informações gerais das instalações como a localização geográfica, tipo de aproveitamento energético, potência, data prevista para a conexão, mapas cartográficos, dados dos geradores e dos transformadores. O acessante ainda pode indicar um ponto de conexão para que a acessada verifique sua viabilidade.

b) **Informação de Acesso:** documento em que a distribuidora acessada apresenta uma estimativa para o ponto de conexão do acessante sem nenhuma garantia do mesmo para posteriores etapas.

Nesta etapa, a distribuidora deve realizar estudos para definir a alternativa selecionada com base no critério de mínimo custo global dentro das alternativas avaliadas (geralmente duas alternativas avaliadas). Além disso, a acessada deve apresentar as estimativas de custos e justificativas para essas alternativas.

O prazo para a distribuidora acessada apresentar a informação de acesso ao acessante é de sessenta (60) dias, contados a partir do dia em que o documento de consulta de acesso foi recebido. Caso se verifique a falta de informações essenciais de responsabilidade do acessante para a elaboração da informação de acesso, a acessada deve notificar a falta de informação pendente, sendo que os dados faltantes devem ser apresentados em até quinze (15) dias da notificação. A figura 46 mostra as duas etapas de acesso descritas e os seus prazos.

Figura 46 – Fluxograma de Acesso



(Fonte: Adaptado de ANEEL, 2017c)

c) **Solicitação de Acesso e Parecer de Acesso:** a solicitação de acesso é um procedimento que deve ser formulado à distribuidora para acessar o sistema de distribuição de modo a obter o parecer de acesso. Para as CGHs que somente precisam de registro da ANEEL, a apresentação do certificado de registro para a distribuidora pode ocorrer em até trinta (30) dias após a emissão da ANEEL.

Nestas duas etapas, tanto o acessante, quanto para a acessada, devem realizar estudos aprofundados do impacto da conexão, uma vez que são etapas intermediárias para a realização da conexão física e da elaboração de contratos.

O Parecer de Acesso é a resposta da acessada para a solicitação de acesso e o prazo para sua elaboração deve ser de trinta (30) dias, quando não houver necessidade de realização de obras no sistema da distribuidora, ou de cento e vinte (120) dias, com obras. A figura 47 mostra essas duas etapas de acesso.

Figura 47 – Etapas de Viabilização de Acesso



(Fonte: ANEEL, 2017c)

Com a emissão do parecer de acesso, o Contrato de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD) e o Contrato de Conexão ao Sistema de Distribuição (CCD) devem ser acordados em até noventa (90) dias após a emissão do parecer. Tanto a execução de obras, quanto a conexão do acessante, somente serão realizadas após a celebração do CUSD e o CCD com a distribuidora acessada.

A ANEEL reforça, na seção 3.1, no procedimento de acesso, item seis, que o critério de mínimo custo global de investimentos deve considerar as instalações de conexão do acessante, as instalações de reforços e ampliações do sistema elétrico e os custos das perdas elétricas no sistema elétrico num horizonte de cinco anos.

4.1.2 Critérios Técnicos e Operacionais

Em parte do módulo 3 do PRODIST, em sua seção 3.2, se definem os critérios técnicos e operacionais mínimos para o desenvolvimento de projetos de acesso ao sistema de distribuição. No item 5, referem-se esses conceitos à conexão de unidades da categoria de produção ao sistema de distribuição no qual se enquadram as CGHs. Os principais conceitos deste item são as condições gerais, a tensão de conexão, fator de potência e frequência.

a) **Condições gerais:** a seguir, são apresentados os principais conceitos definidos nesta parte.

- O paralelismo do acessante não pode causar impactos na rede da acessada, tais como problemas técnicos ou de segurança ao sistema de distribuição e de pessoas envolvidas com a operação e manutenção da rede;
- O acessante é o único responsável pela sincronização adequada de suas instalações com o sistema de distribuição acessado;
- O acessante deve ajustar suas proteções de maneira a desfazer o paralelismo caso ocorra desligamento, antes da subsequente tentativa de religamento;
- Para o bom desempenho da operação em paralelo, deve existir um sistema de comunicação entre a acessada e o acessante;

- Os estudos básicos, de responsabilidade do acessante, devem avaliar tanto no ponto de conexão, como na sua área de influência no sistema elétrico acessado, os seguintes aspectos: nível de curto-circuito; capacidade de disjuntores, barramentos, transformadores de instrumento e malhas de terra e adequação do sistema de proteção envolvido na integração das instalações do acessante;
- Os estudos operacionais necessários à conexão da instalação do acessante ao sistema de distribuição são de sua responsabilidade, devendo ser aprovados pela acessada.

b) **Tensão de Conexão:** As tensões de conexão padronizadas para MT são 13,8 kV e 34,5 kV. Ressalta-se que, como destacado anteriormente, a CELESC Distribuição trabalha, além das já mencionadas tensões para MT, na tensão de 23 kV.

Além disso, os limites para a variação da tensão em regime permanente no ponto de conexão para MT e AT devem estar de acordo com o que se segue: **a tensão contratada em tensão nominal de operação acima de 1 kV pelos acessantes nos pontos de conexão deve estar entre 95% e 105% da tensão nominal de operação do sistema no ponto de conexão** (ANEEL, 2018c). A tabela 8, se mostra essas variações de tensão no ponto de conexão.

Tabela 8 – Tensão em Regime Permanente na Conexão

Tensão (kV)	13,8	23	34,5
Limite Máximo (kV)	14,49	24,15	36,225
Limite Mínimo (kV)	13,11	21,85	32,775
Tensão (pu)		1	
Limite Máximo (pu)		1,05	
Limite Mínimo (pu)		0,95	

(Fonte: Autoria Própria, 2018)

Ademais, os níveis de tensão considerados para conexão de centrais geradoras em relação à potência instalada podem ser definidos conforme a tabela 9.

Tabela 9 - Níveis de Tensão Considerados para Conexão de Centrais Geradoras

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

(Fonte: ANEEL, 2017c)

c) **Frequência:** O sistema de distribuição e as instalações de geração conectadas ao mesmo devem, em condições normais de operação e em regime permanente, operar dentro dos limites de frequência situados entre 59,9 Hz e 60,1 Hz. Além do mais, quando da ocorrência de distúrbios no sistema de distribuição, as instalações de geração devem garantir que a frequência retorne, no intervalo de tempo de 30 (trinta) segundos após a transgressão, para a faixa de 59,5 Hz a 60,5 Hz, para permitir a recuperação do equilíbrio carga-geração.

Por fim, 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 não pode exceder 66 Hz ou ser inferior a 56,5 Hz, em condições extremas.

d) **Fator de Potência:** o valor do fator de potência deve ser calculado pelos valores registrados de potência ativa e reativa conforme (7).

$$f_p = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} \quad (7)$$

Em (7), **P** é a potência ativa em W; **Q** a potência reativa em var e **f_p** o fator de potência adimensional.

Para central geradora, o fator de potência deve estar compreendido entre os valores estabelecidos nos Procedimentos de Rede. Estes procedimentos são determinados pela distribuidora.

4.1.3 Demais Seções

Na seção 3.3 definem-se os requisitos a serem observados pelos acessantes que necessitam elaborar projetos de instalações de conexão.

Nesta seção, para as redes e linhas da conexão de uma CGH, a escolha do traçado deve ser feita com base em critérios técnicos e econômicos, considerando as questões de preservação ambiental, da segurança e do patrimônio histórico e artístico, devendo ser respeitadas as regulamentações específicas dos órgãos ambientais federais, estaduais e municipais.

No item 5 desta seção definem-se os sistemas de proteção e controle para conexão de centrais geradoras. Ressalta-se que o sistema de proteção já foi descrito anteriormente conforme as normas da CELESC, no capítulo sobre Geração Distribuída. A tabela 10 indica as proteções mínimas relacionadas no item 5, necessárias para o ponto de conexão da central geradora.

Tabela 10 - Proteções Mínimas em Função da Potência Instalada

EQUIPAMENTO	Potência Instalada		
	< 10 kW	10 kW a 500 kW ⁽⁴⁾	> 500 kW ⁽⁴⁾
Elemento de desconexão ⁽¹⁾	Sim	Sim	Sim
Elemento de interrupção ⁽²⁾	Sim	Sim	Sim
Transformador de acoplamento	Não	Sim	Sim
Proteção de sub e sobretensão	Sim ⁽³⁾	Sim ⁽³⁾	Sim
Proteção de sub e sobrefrequência	Sim ⁽³⁾	Sim ⁽³⁾	Sim
Proteção contra desequilíbrio de corrente	Não	Não	Sim
Proteção contra desbalanço de tensão	Não	Não	Sim
Sobrecorrente direcional	Não	Não	Sim
Sobrecorrente com restrição de tensão	Não	Não	Sim

(Fonte: ANEEL, 2017c)

Além disso, os geradores da central geradora de energia devem estar acoplados ao sistema de distribuição da acessada através de um transformador de acoplamento. Este transformador de acoplamento não pode ser protegido por meio de fusíveis e as derivações de quaisquer de seus enrolamentos devem ser definidas no projeto.

Outro ponto importante desse item 5, que vai ser usado como norte para as simulações, é a de que **não podem ser instalados fusíveis entre a saída do circuito da subestação da acessada e o ponto de conexão com a central geradora de energia.**

Ademais, a acessada deve prevenir a inversão de fluxo de potência nos reguladores de tensão.

4.2 INSTRUÇÃO NORMATIVA DA CELESC

A Instrução Normativa I-432-003 da CELESC estabelece os requisitos mínimos necessários para a conexão de autoprodutores e produtores independentes de energia elétrica ao sistema da Celesc Distribuição, nas tensões de 13,8kV, 23kV, 34,5kV, 69kV e 138kV. Esta norma baseia-se principalmente no PRODIST e algumas resoluções da ANEEL (CELESC, 2017). Esta instrução normativa encontra-se nas referências deste trabalho e no sítio da CELESC.

Como a Instrução Normativa se baseia principalmente no PRODIST, repetem-se alguns conceitos. Portanto, as considerações iguais ao PRODIST explicadas no item 4.1, anterior deste capítulo, não serão comentadas novamente. Somente as características que acrescentam conceitos ou que indiquem especificações próprias da CELESC serão abordadas neste item.

Esta instrução normativa divide-se em sete itens: finalidade, âmbito de aplicação, aspectos legais, conceitos básicos, procedimentos gerais, disposições finais e anexos. Destacam-se os principais itens a seguir.

4.2.1 Conceito Básicos

Nesta parte, ela define os conceitos de APE CV e PIE já explicados anteriormente no capítulo sobre GD. Além disso, define acessada como a Celesc Distribuição, agente de distribuição de energia elétrica em cujo sistema elétrico o acessante conecta suas instalações, como os PIEs e os APEs. Neste trabalho, os PIEs e os APE CVs são Centrais Geradoras Hidrelétricas de até 5 MW.

A instrução normativa delimita o registro como o documento emitido pela ANEEL para registro de implantação, ampliação ou repotenciação de centrais geradoras termelétricas, eólicas e de outras fontes alternativas de energia elétrica, com potência igual ou inferior a 5 MW e aproveitamentos hidrelétricos com potência menor ou igual a 3 MW. É importante ressaltar que aqui a potência de uma CGH ainda está

delimitada até 3MW, visto que esta norma entrou em vigor em junho de 2017. No entanto, a adequação de 5MW para registro nesta concessionária só aconteceu no fim de 2017.

Além disso, define a tensão de distribuição de média tensão que esteja operando nas tensões nominais de 13,8 kV, 23 kV e 34,5 kV e o ponto de conexão como o equipamento ou conjunto de equipamentos que se destina a estabelecer a conexão elétrica na fronteira entre os sistemas de dois ou mais agentes.

E, por último, determina que Sistema de Medição para Faturamento (SMF) é um sistema composto pelos medidores principal e de retaguarda, pelos transformadores para instrumentos, pelos canais de comunicação entre os agentes e a CCEE, e pelos sistemas de coleta de dados de medição para faturamento.

4.2.2 Procedimentos Gerais

Parte mais importante desta instrução normativa, define sua aplicabilidade apenas para a conexão de centrais geradoras de energia que injetam energia no sistema de distribuição.

Em seu item 5.2. define, da mesma forma que o PRODIST, consulta de acesso, informação de acesso, solicitação de acesso e parecer de acesso, com alguns detalhes definidos pela CELESC.

Para a consulta de acesso determina que, para empreendimentos sem ato de outorga, ou seja, que somente necessitam de registro, como as CGHs, esta etapa de acesso tem somente caráter preliminar, não havendo garantia do ponto de conexão informado.

Somado ao que o PRODIST define para solicitação de acesso, determina que devem ser encaminhados os estudos elétricos de conexão. Esses estudos consistem em análise de regime permanente e de estabilidade eletromecânica. Os estudos devem ser acompanhados de Anotação de Responsabilidade Técnica (ART) emitidas pelos responsáveis técnicos pelos estudos. As informações e dados técnicos do sistema elétrico necessários à elaboração dos estudos devem ser solicitados pelo acessante à Celesc Distribuição. Além disso, a solicitação de acesso deve ser encaminhada em até um ano após a emissão da informação de acesso, sob pena de perda das condições de acesso estabelecidas na informação de acesso.

Diferentemente da ANEEL, a assinatura dos contratos de uso (CUSD) e de conexão (CCD) devem ser assinados em até (180) dias após a emissão do parecer de acesso. Ademais, define que, após a emissão do Parecer Técnico de Acesso e da assinatura dos contratos, o acessante

deverá submeter para análise da CELESC Distribuição os projetos e estudos relativos à conexão, conforme exigências do Parecer Técnico de Acesso. Nenhum projeto ou estudo será analisado pela CELESC Distribuição antes da assinatura do CUSD e do CCD.

Em seu item 5.4. define os princípios fundamentais de conexão, definidos a seguir:

- A conexão do acessante não poderá prejudicar o desempenho do sistema elétrico ou comprometer a qualidade do fornecimento de energia aos consumidores;
- A conexão do acessante não poderá afetar a segurança do pessoal de manutenção e operação do sistema elétrico da CELESC Distribuição ou a proteção dos equipamentos do sistema elétrico;
- A conexão de usinas ao sistema elétrico não poderá implicar na alteração de níveis de tensão usualmente despachados pela CELESC Distribuição nos barramentos de suas subestações ou em seus reguladores de tensão, ou em restrições quanto ao paralelismo, remanejamento de carga entre alimentadores, religamento automático ou tempo de religamento.

Já em seu item 5.5 delimitam-se os requisitos para o ponto de conexão ao sistema elétrico. Ressalta-se que alguns desses pontos nortearam a simulação do capítulo seguinte. Seguem os requisitos:

- (1) O ponto de conexão do acessante será definido pela Celesc Distribuição com base em critérios técnicos e menor custo global;
- (2) Para a definição do ponto de conexão, a soma das potências nominais das máquinas da usina do acessante, em MVA, poderá ser no máximo igual a 10% do valor da potência de curto-circuito trifásico do ponto de conexão;
- (3) No caso de conexões em alimentador, este valor de nível de curto-circuito deve ser calculado considerando todas as usinas do alimentador fora de operação;
- (4) No ponto de conexão, o impacto elétrico ocasionado pela desconexão repentina da usina não poderá ocasionar variação na tensão superior a

3,0% (três por cento). Esta variação deverá ser verificada por meio de estudos/simulações computacionais. **Considera-se nas simulações fator de potência unitário no ponto de conexão da usina**, ou seja, no ponto de conexão não deverá ser considerada absorção ou injeção de potência reativa;

(5) A tensão em regime permanente da conexão da usina num alimentador de distribuição (nas tensões de MT da CELESC) em carga mínima e carga máxima deve ser mantida entre 1,05 pu e 0,95 pu, conforme descrito anteriormente pelo PRODIST.

(6) Não serão permitidas conexões de unidades geradoras na rede secundária de distribuição da CELESC Distribuição, nas tensões de 380/220V, na modalidade Produtor Independente de Energia Elétrica (PIE) e Autoprodutor (APE).

Em seu item 5.6. determinam-se os requisitos técnicos gerais conforme segue:

- Os reativos da usina não poderão prejudicar a qualidade do mercado da Celesc, devendo contribuir positivamente no sentido de manter adequado o desempenho do sistema elétrico. No capítulo sobre geração distribuída comentou-se sobre isso;
- Na conexão ao sistema elétrico de PIE ou APE CV só será permitida a conexão de geradores trifásicos do tipo síncronos, com fator de potência de pelo menos 0,90 em seus geradores;
- Todos os equipamentos necessários para conexão, a serem instalados nas dependências do acessante, devem ser custeados, instalados e operados por ele;
- Geradores com conexão em alimentadores deverão instalar, em seu ponto de conexão, um dispositivo para acesso remoto por parte da Celesc;
- Não será permitido, ao acessante, energizar um circuito desenergizado da Celesc.

Além disso, nos requisitos de comunicação o acessante deve dispor de um meio de comunicação disponível 24 horas do dia para permitir contato com o Centro de Operação da Distribuição (COD) e o Centro de Operação do Sistema Elétrico de Distribuição (COSD) da CELESC.

Quanto à linha de conexão do acessante e de proteção delimitam-se os seguintes termos:

- A linha de conexão de propriedade do acessante, interligando a usina ao ponto de conexão ao sistema elétrico, deverá obrigatoriamente ter seu traçado previamente aprovado pela CELESC Distribuição;
- É de responsabilidade do acessante a proteção de seus equipamentos. Portanto, a CELESC não se responsabilizará por danos que possam ocorrer em seus geradores, ou em qualquer outra parte do seu sistema elétrico, devidos a defeitos, correntes de sequência negativa excessiva, surtos atmosféricos, religamento fora de fase e outras perturbações.
- O sistema de proteção do acessante deve ter a capacidade de detectar a desconexão do sistema da Celesc e atuar no sentido de impedir que o seu sistema de geração opere ilhado, alimentando consumidores da Celesc.

Após todas essas considerações, o próximo capítulo lidará com a simulação da conexão de CGHs à rede de distribuição através de um *software* de distribuição.

5 SIMULAÇÃO

Neste capítulo analisam-se as etapas e o resultado da simulação da conexão de algumas Centrais Geradoras Hidrelétricas, na modalidade PIE ou APE CV, à rede de média tensão da CELESC Distribuição no ano de 2017, através de um *software* de distribuição. Além disso, descreve-se, de maneira sucinta, as justificativas técnicas e econômicas, conforme as normas do PRODIST e da Instrução Normativa da CELESC do capítulo 4 deste trabalho, que definirão a escolha da alternativa vencedora para o ponto de conexão do acessante, na simulação realizada.

Conforme as normas do capítulo 4 deste trabalho, deve-se seguir os seguintes princípios para a simulação no *software* de distribuição:

(1) O ponto de conexão do acessante (CGH) será definido com base em critérios técnicos e menor custo global (menor perdas e custos);

(2) nas simulações considera-se fator de potência unitário no ponto de conexão da usina;

(3) no ponto de conexão, o impacto elétrico ocasionado pela desconexão repentina da usina não poderá ocasionar **variação na tensão superior a 3,0 % (três por cento)**;

(4) a tensão contratada em tensão nominal de operação pelos acessantes nos pontos de conexão devem estar entre 95% e 105% (**entre 0,95 pu e 1,05 pu**) da tensão nominal de operação do sistema no ponto de conexão;

(5) a soma das potências nominais das máquinas da usina do acessante, em MVA, poderá ser, no máximo, igual a 10% do valor da potência de curto-circuito trifásico do ponto de conexão;

(6) Não podem ser instalados fusíveis entre a saída do circuito da subestação da acessada e o ponto de conexão com a central geradora de energia.

A simulação compõe a informação de acesso que responde à consulta de acesso. Em cada distribuidora do país, existe uma forma de elaborar um estudo de informação de acesso. No entanto, todas devem

seguir as seis premissas elencadas no preâmbulo deste capítulo 5. As seguintes etapas devem ser seguidas para elaborar uma informação de acesso: análise dos critérios técnicos, perdas e custos e elaboração de um documento de resposta para o acessante (carta resposta).

5.1 ANÁLISE DOS CRITÉRIOS TÉCNICOS

Numa distribuidora, a consulta de acesso chega a um departamento de planejamento ou de operação para a obtenção de informações para realização de estudos (simulações). Neste trabalho, obteve-se dados de três consultas de acesso de uma distribuidora em Santa Catarina. Os dados contêm informações pessoais, de localização e técnicas sobre equipamentos conforme o anexo C deste trabalho. No entanto, somente se mantêm as informações técnicas e omitem-se as pessoais e de localização. A tabela 11 mostra alguns dados importantes das CGHs A, B e C.

Tabela 11 – Dados dos Acessantes

Nome	Paralelismo	Modalidade	Pot. Instalada	Fator de Potência	Tensão Nominal	Potência Aparente Nominal
CGH A	Permanente	PIE	1 MW	0,9	4160 V	1,1 MVA
CGH B	Permanente	PIE	0,9 MW	0,8	380 V	1,125 MVA
CGH C	Permanente	PIE	4 MW	0,9	2300 V	4,4 MVA

(Fonte: Arquivo CELESC, 2017)

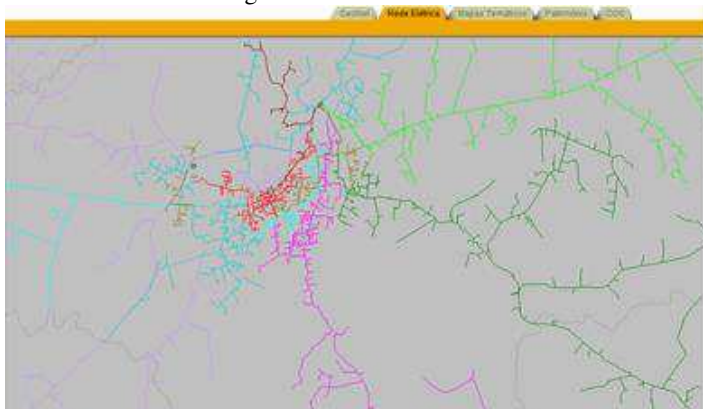
A análise dos critérios técnicos da conexão das CGHs A, B e C no software de distribuição deve respeitar os itens (2) até (6) deste capítulo e indiretamente o item (1).

O primeiro passo para realizar a simulação começa com a localização da CGH. Na consulta de acesso, o acessante indica a coordenada geográfica da casa de máquinas da CGH que será implantada. Com essa informação procura-se o alimentador mais próximo dessa coordenada, visto que, quanto mais próximo do alimentador estiver a central geradora, menores serão os custos da conexão para o acessante. Faz-se isso através do Geonet, que é uma ferramenta georreferenciada que indica todos os alimentadores da rede de distribuição da CELESC no estado de Santa Catarina.

Além disso, deve-se encontrar sempre dois alimentadores de distribuição, uma vez que nem sempre o alimentador mais próximo

consegue cumprir todos os critérios técnicos de tensão exigidos pela ANEEL. A figura 48, mostra a tela de visualização do Geonet e os alimentadores em estudo. As cores identificam, geograficamente, o início e o fim desses alimentadores.

Figura 48 – Alimentadores



(Fonte: Arquivo CELESC, 2017)

Em seguida, após localizar e identificar os alimentadores mais próximos da casa de máquinas das CGHs em estudo, deve-se baixar os arquivos digitais dos alimentadores para execução do *software* de distribuição. Denominam-se esses arquivos digitais de supervisões.

As supervisões contêm dados elétricos coletados da base de dados da distribuidora sobre os alimentadores em estudo num determinado período. Estes dados contêm todas as informações nominais dos equipamentos e de carregamentos dos consumidores do alimentador e dos próprios equipamentos obtidas por medições (LEMOS et al., 2009). Além disso, realizam-se duas simulações do alimentador. Uma com os dados da supervisão de carregamento máximo anual (corrente máxima anual) e outra com a do carregamento mínimo anual (corrente mínima anual).

Portanto, no momento da conexão da CGH num nó do alimentador na simulação, o carregamento do alimentador será o menor possível ou o maior durante o ano, caso sejam as supervisões de mínima ou máxima, respectivamente. Além do mais, na simulação da supervisão, aplica-se uma curva de carga de 24 horas, sendo que se seleciona o horário de máxima ou de mínima anual determinado pelo despacho, conforme o ANEXO D. Dessa forma, o pior caso possível de simulação da conexão da CGH acontece, ou seja, nenhuma simulação pode resultar em valores

de carregamento acima ou abaixo dos valores da supervisão de mínima ou da de máxima.

Sempre devem existir duas alternativas de alimentadores para cada CGH sendo que, além disso, para cada alimentador, há duas simulações de supervisão de máximo e de mínimo. Dessa forma, realizam-se quatro simulações para cada Central Geradora. Assim, se realizarão doze simulações ao total, para as três CGHs (A, B e C).

Os alimentadores da CGH A são A1 e A2; da CGH B, B1 e B2 e da CGH C, C1 e C2. Conforme a tabela 12, indica-se a quantidade de componentes dos alimentadores das CGHs. Nos alimentadores encontram-se capacitores, manobráveis (chaves, chaves-fusíveis, religadores), nós de conexão, reguladores, transformadores de distribuição (da média para baixa tensão), trechos, outras centrais de menor porte (como CGHs ou PCHs).

Tabela 12 – Componentes dos Alimentadores

	Alimentador	Nós	Trechos	Transformadores de Distribuição (MT/BT)	Reguladores de Tensão	Bancos de Capacitores	Manobráveis
CGH A	A1	2430	2296	507	1	2	133
	A2	3622	3408	713	0	3	204
CGH B	B1	3014	2857	430	0	1	158
	B2	4206	3971	663	2	2	2
CGH C	C1	1110	895	156	0	2	70
	C2	7225	6793	1196	2	2	427

(Fonte: Autoria Própria, 2018)

A próxima etapa é a simulação das supervisões de máxima e mínima carga das CGHs. Ressalta-se que as simulações ocorreram na CELESC Distribuição pelo autor deste trabalho, durante o estágio no segundo semestre de 2017. A seguir, uma pequena explicação do *software* utilizado para as simulações na CELESC.

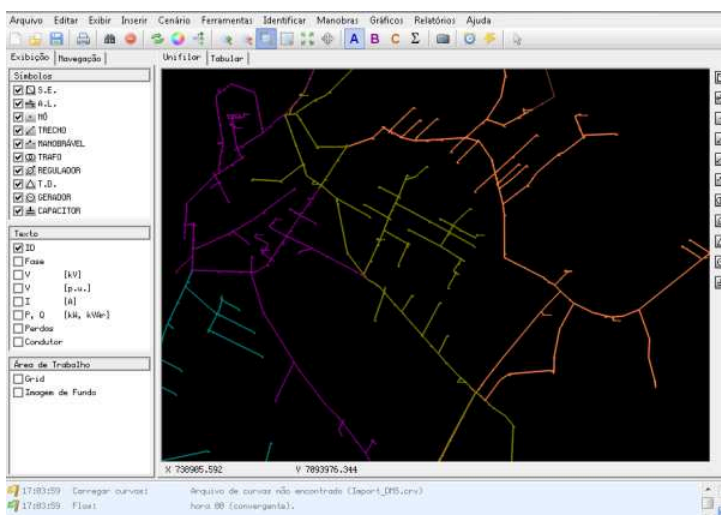
O Sistema de Coordenação de Ações de Controle de Tensão em Alimentadores de Distribuição (SICOTEN) é um programa que realiza simulações e análises estáticas de ações de controle de tensão e potência reativa. Este programa possibilita a edição e exibição das redes de média tensão da CELESC numa plataforma em coordenadas geo-referenciadas (LEMOS et al., 2009).

O sistema dispõe de visualização e navegação gráfica georreferenciada, possibilitando uma visão ampla da rede de distribuição. Além disso, sua interface detém recursos de ambientes tipo CAD (*Computer Aided Design*) para auxiliar na edição e no desenho das redes,

possibilitando estudos e simulações, além de colaborar nas atividades de planejamento de expansão das redes elétricas (LEMOS et al., 2009).

Após baixar as supervisões dos alimentadores, criam-se as CGHs no ambiente de CAD do Sicoten e se inserem valores da potência ativa e reativa nos horários de máxima e de mínima carga definidos pela supervisão. Para cada alimentador analisado, tem-se uma imagem do momento de pior cenário (corrente, tensão) do ano e se roda o estudo com base nesse cenário. Assim, realiza-se a análise de carregamento, queda de tensão e perdas. A figura 49 mostra o ambiente de trabalho do SICOTEN.

Figura 49 – Ambiente de Simulação



(Fonte: LEMOS et al., 2009)

Devem-se fazer algumas considerações no momento da escolha do ponto de conexão nas simulações de máxima e mínima carga.

- Deve-se buscar pontos ou nós de conexão a montante das chaves-fusíveis e dos reguladores de tensão;
- Se a conexão ocorrer a jusante do regulador de tensão, o estudo deverá verificar se o regulador aceita fluxo inverso. Caso aceite, os *taps* do regulador deverão ser fixados antes da desconexão para avaliar a variação de tensão instantânea antes de atingir o regime permanente;

- A conexão pode estar a jusante dos religadores;
- As distâncias dos trechos de conexão do acessante até a acessada devem ser multiplicadas por 130% tendo em vista morros, vegetações e outros obstáculos existentes;
- Deve-se sempre verificar se o trecho para a conexão é trifásica, visto que há ramais monofásicos e bifásicos;
- Os estudos para os trechos de conexão do acessante devem começar com cabos 1/0 CA. Caso a queda de tensão seja superior ao limite aceitável, deve-se mudar para cabos 4/0 CA, ou ainda, para 336.4 CA, nesta ordem;

A tabela 13 mostra algumas características dos cabos de alumínio nu utilizados para a conexão do acessante à rede de distribuição.

Tabela 13 – Cabos Elétricos da Conexão

Seção (AWG ou MCM)	Tipo de Cabo	Código Comercial	Resistência (ohm/km)	Resistência Elétrica Máxima		Capacidade de Condução de Corrente ⁽¹⁾ (A)				Código CELESC
				20 °C	75 °C	Temp. Ambiente (°C)				
						25	30	35	40	
1/0	CA	POPPY	0,3379	0,5369	0,6594	275	261	245	228	5276
4/0	CA	OXLIP	0,3130	0,2675	0,3281	425	402	378	351	5279
336,4	CA	TULIP	0,2913	0,1686	0,2073	570	538	505	469	5280

(Fonte: CELESC, 2015)

Assim, seguindo todos esses conceitos e os princípios do PRODIST e da Instrução Normativa da CELESC, os resultados da simulação da máxima e mínima referentes ao critério de tensão em regime permanente e de variação de tensão dos alimentadores encontram-se nas tabelas 15 e 16. As informações de tensão nominal dos alimentadores, horários de mínima e máxima carga da supervisão, tipo e extensão dos

cabos do nó da conexão da CGH e distância até a subestação do mesmo nó encontram-se na tabela 14.

Tabela 14 – Dados do Alimentador e Extensão do Cabo de Conexão

Alimentador	Tensão Nominal (kV)	Horário de Mínima	Horário de Máxima	Tipo de Cabo	Extensão do Cabo (km)	Distância a Subestação (Km)
A1	23	3:00	17:00	1/0 CA	6,28	13,40
A2	23	2:00	17:00	1/0 CA	15,50	8,80
B1	23	5:00	13:00	4/0 CA	10,87	7,36
B2	13,8	23:00	7:00	336.4 CA	17,60	8,80
C1	23	6:00	15:00	1/0 CA	3,02	5,14
C2	23	3:00	19:00	1/0 CA	2,51	6,43

(Fonte: Autoria Própria, 2018)

Tabela 15 – Simulação da Supervisão de Máxima Carga

Alimentador		Tensão da CGH Ligada (pu)	Tensão da CGH Desligada (pu)	Varição (%)
A1	Nó da CGH	0,998	0,973	X
	Nó da Conexão	0,991	0,973	1,82%
A2	Nó da CGH	1,035	1,006	X
	Nó da Conexão	1,018	1,006	1,18%
B1	Nó da CGH	1,041	1,031	X
	Nó da Conexão	1,035	1,031	0,39%
B2	Nó da CGH	1,004	0,978	X
	Nó da Conexão	0,989	0,978	1,11%
C1	Nó da CGH	1,043	1,014	X
	Nó da Conexão	1,029	1,014	1,46%
C2	Nó da CGH	1,036	1,011	X
	Nó da Conexão	1,025	1,011	1,37%

(Fonte: Autoria Própria, 2018)

Tabela 16 – Simulação da Supervisão de Mínima Carga

Alimentador		Tensão da CGH Ligada (pu)	Tensão da CGH Desligada (pu)	Varição (%)
A1	Nó da CGH	1,046	1,022	X
	Nó da Conexão	1,039	1,022	1,64%
A2	Nó da CGH	1,046	1,018	X
	Nó da Conexão	1,029	1,018	1,07%
B1	Nó da CGH	1,050	1,040	X
	Nó da Conexão	1,045	1,040	0,48%
B2	Nó da CGH	1,027	1,002	X
	Nó da Conexão	1,013	1,002	1,09%
C1	Nó da CGH	1,032	1,003	X
	Nó da Conexão	1,018	1,003	1,47%
C2	Nó da CGH	1,025	1,000	X
	Nó da Conexão	1,014	1,000	1,38%

(Fonte: Autoria Própria, 2018)

Ressalta-se que a tensão nominal de base dos alimentadores estão definidos na tabela 14 e indicados em por unidade (pu) nas simulações indicadas, nas tabelas 15 e 16.

Portanto, percebe-se que as simulações das tabelas 15 e 16 estão de acordo com os critérios técnicos de tensão descritos no início deste capítulo.

Em seguida, deve-se realizar as simulações para verificar se o curto-circuito no ponto de conexão da CGH com a rede de distribuição não ultrapassa os valores definidos pela ANEEL.

Assim, seguindo estas normas, observam-se as seguintes afirmativas para a simulação de curto-circuito:

- A potência nominal da CGH, em MVA, poderá ser no máximo igual a 10% do valor da potência de curto-circuito trifásico do ponto de conexão;

- Realiza-se a simulação de curto-circuito na supervisão de máxima carga;
- Todas as usinas devem estar desconectadas do sistema para análise de curto-circuito, para simular o pior cenário possível.

Na tabela 17 observam-se os valores de corrente de curto-circuito trifásico obtidos da simulação; as potências aparentes dos curto-circuito trifásicos calculados conforme (8); as potências aparentes das CGHs e o valor máximo que as potências aparentes podem ter, a fim de que as conexões das CGHs estejam de acordo com os critérios técnicos de curto-circuito, sob pena de invalidar a conexão.

$$S_{cc3\phi} = \sqrt{3} \cdot V_{Al} \cdot I_{cc3\phi} \quad (8)$$

Em (8), $S_{cc3\phi}$ representa a potência aparente do curto-circuito trifásico na conexão em MVA; V_{Al} , a tensão nominal do alimentador em kV; $I_{cc3\phi}$, a corrente de curto-circuito trifásico obtida da simulação no ponto de conexão da CGH (em Ampère).

Tabela 17 – Simulação de Curto-Circuito

Alimentador	Val (KV)	Icc3 ϕ (A)	Scc3 ϕ (MVA)	10% da Scc3 ϕ (MVA)	Scgh (MVA)
A1	23,0	956,6	38,11	3,81	1,11
A2	23,0	1326,7	52,85	5,29	
B1	23	1778,4	70,85	7,08	1,125
B2	13,8	1436,4	34,33	3,43	
C1	23	3389,3	135,02	13,50	4,44
C2	23	2874,9	114,53	11,45	

(Fonte: Autoria Própria, 2018)

Logo, percebe-se que as simulações de curto-circuito dos alimentadores estão de acordo com os critérios técnicos de curto definidos pela ANEEL.

Na próxima etapa passa-se à análise de perdas e custos da conexão das CGHs à cada alternativa dos alimentadores.

5.2 ANÁLISE DE PERDAS E CUSTOS

Todas as alternativas de alimentadoras (A1, A2, B1, B2, C1 e C2) para a conexão das CGHs A, B e C passaram nos critérios técnicos de tensão e de curto-circuito. No entanto, a análise de perdas e custos determinará a alternativa vencedora com menor custo global para compor a informação de acesso das conexões das CGHs.

Dessa forma, a análise de perdas e custos baseia-se, principalmente, no critério de menor custo global. Este custo significa menores perdas e custos para o acessante e para a distribuidora. A seguir, seguem alguns princípios do estudo de perdas e custos da conexão:

- Os custos de equipamentos e de cabos para a conexão elétrica da CGH com a rede de distribuição são de responsabilidade do acessante;
- Deve-se verificar as perdas na subestação do alimentador com a CGH ligada, com a CGH desligada e a perda do trecho construído;
- A análise ou simulação de perdas deve ser realizada com o arquivo de supervisão de máxima carga;
- Para a análise de perdas das CGHs, quando houver mais de uma usina (CGH, PCH) conectada no mesmo alimentador, deve-se considerar todas as demais usinas ligadas para criar o pior cenário.

Para melhor compreensão, divide-se a análise de perdas e custos em custo dos alimentadores, custo de perdas e horizonte de custos.

5.2.1 Custo dos Alimentadores

O custo dos alimentadores (A1, A2, B1, B2, C1 e C2) das alternativas de conexão das CGHs compõem-se:

- Custo da extensão da rede de média tensão construída para a conexão da CGH com a distribuidora;
- Custo de equipamentos e materiais como religadores, transformadores de corrente e potencial (TCs e TPs), para-raios,

módulo de medição padrão e substituição do religador de distribuição e do regulador de tensão, se necessário;

- Custo de serviços que a distribuidora deve realizar para a implantação de equipamentos e materiais na rede de conexão do acessante.

Os custos fixos são constituídos pelos materiais, equipamentos e serviços, enquanto que o custo variável representa-se pela extensão do cabo de conexão da CGH com a distribuidora, que pode variar de alimentador para alimentador. Todos esses custos estão orçados na tabela que se encontra no ANEXO E (custos), obtida de uma distribuidora.

Conforme a tabela do ANEXO E e a extensão do cabo de conexão da CGH, calcula-se o total geral para os custos dos alimentadores na tabela 18.

Tabela 18 – Custo dos Alimentadores

Alimentador	Extensão do Cabo (km)	Tipo de Cabo	Custo Total (Equipamentos, materiais e serviços)
A1	6,28	1/0 CA	R\$ 819.984,49
A2	15,50	1/0 CA	R\$ 1.598.061,12
B1	10,87	4/0 CA	R\$ 1.213.767,46
B2	17,60	336.4 CA	R\$ 2.024.697,02
C1	3,02	1/0 CA	R\$ 510.171,21
C2	2,51	1/0 CA	R\$ 456.196,19

(Fonte: Autoria Própria, 2018)

5.2.2 Custos de Perdas

Conforme descrito anteriormente no início do subitem 5.2., o custo de perdas compreende verificar as perdas na SE com a usina ligada, com a usina desligada e a perda do trecho construído. A fim de que se possa entender os cálculos de perdas técnicas, algumas informações devem ser explicadas sobre a metodologia realizada pela distribuidora:

- Obtém-se as perdas de demanda máxima nos alimentadores de MT através do *software* de distribuição da acessada;
- Estima-se o fator de perdas através do fator de carga anual dos alimentadores, com medições integralizadas em uma hora, conforme (9).

$$F_p = k \cdot F_c + (1 - k) \cdot F_c^2 \quad (9)$$

Em (9), $k=0,15$ definido pela distribuidora; F_c o fator de carga; F_p o fator de perdas. É importante ressaltar que se obteve o fator de perdas dos alimentadores através da tabela 19, fornecida pela distribuidora.

Tabela 19 – Fator de Perdas

Alimentador	A1	A2	B1	B2	C1	C2
Fator de Perdas (F_p)	0,271	0,342	0,330	0,404	0,286	0,421

(Fonte: Arquivo CELESC, 2017)

A perda anual (ou energia perdida) em cada alimentador utilizada nos cálculos dá-se por (10).

$$E_p = P_{m\acute{a}x} \cdot F_p \cdot 8760 \quad (10)$$

Em (10), E_p , representa a energia perdida anualmente num alimentador [kWh]; $P_{m\acute{a}x}$, a perda anual de um alimentador na supervisão da máxima obtida da simulação em kW; F_p , fator de perdas de um alimentador e **8760**, as horas contidas num ano.

Para que se consiga realizar os cálculos para o custo de perdas através de (10), precisa-se do valor de demanda máxima ($P_{m\acute{a}x}$) anual. Portanto, por meio da simulação de supervisão de máxima do *software* de distribuição, foram obtidos os valores conforme as tabelas 20, 21 e 22.

Tabela 20 - Perdas Demanda Máxima (A1 e A2)

Alimentador	Perdas CGH Ligada (kW)	Perdas CGH Desligada (kW)	Perdas da Conexão (kW)
A1	234,761	297,326	7,212
A2	54,287	71,671	16,541

(Fonte: Autoria Própria, 2017)

Tabela 21 – Perdas Demanda Máxima (B1 e B2)

Alimentador	Perdas CGH Ligada (kW)	Perdas CGH Desligada (kW)	Perdas da Conexão (kW)
B1	40,78	37,17	4,555
B2	126,624	112,016	13,908

(Fonte: Autoria Própria, 2017)

Tabela 22- Perdas Demanda Máxima (C1 e C2)

Alimentador	Perdas CGH Ligada (kW)	Perdas CGH Desligada (kW)	Perdas da Conexão (kW)
C1	70,102	54,031	50,853
C2	316,947	326,452	42,788

(Fonte: Autoria Própria, 2017)

Além disso, para calcular as perdas das CGHs, utiliza-se também (10). Contudo, o fator de perdas das CGHs serão dados como 0,40 ($F_p\text{CGH} = 0,40$). Este valor de fator de perdas vem da aplicação de (9) para um fator de carga estipulado pela distribuidora de 60% ($F_c = 0,60$) e $k=0,15$.

O cálculo de custo de perdas começa com o cálculo de perdas dos alimentadores. É importante lembrar que não há como prever de que forma a inserção de CGHs mudará a potência do alimentador sem realizar a simulação. Algumas vezes pode diminuir a potência, ou aumentar, em outras situações.

Assim, com os valores das tabelas 20, 21 e 22 pode-se calcular a energia perdida anualmente nas alternativas (A1, A2, B1, B2, C1 e C2) com o auxílio de (11) e (12), que se encontram no APÊNDICE A, com as devidas explicações. Além disso, deve-se calcular o horizonte de perdas durante 10 anos para as alternativas. Determinou-se, pela distribuidora, que esse horizonte tem um crescimento de demanda de 3% ao ano.

Após calcular a energia perdida anualmente, deve-se multiplicar pela tarifa todos os anos do horizonte das alternativas (alimentadores), que possui o valor de 0,193 R\$/kWh na distribuidora, em estudo em 2017. No APÊNDICE E, com o auxílio de (13) e (14) explica-se tudo isso.

Assim, conforme a tabela 23, apresenta-se o custo de perdas da alternativas com a soma dos valores do horizonte de dez anos.

Tabela 23 – Custos de Perdas

Alimentador	Custos de Perdas (R\$)
A1	R\$ 2.237.663,75
A2	R\$ 2.513.624,70
B1	R\$ 1.485.439,47
B2	R\$ 1.593.603,93
C1	R\$ 3.651.050,31
C2	R\$ 3.308.995,85

(Fonte: Autoria Própria, 2018)

Dessa forma, para a escolha das alternativas com menor custo global (menor perdas e custos) das CGHs A, B e C dentre as alternativas (alimentadores A1, A2, B1, B2, C1 e C2), somam-se os valores das tabelas 23 e 18, resultando na tabela 24.

Tabela 24 – Custos Totais

Alimentador	Custos de Perdas Total (R\$)
A1	R\$ 3.057.648,24
A2	R\$ 4.111.685,82
B1	R\$ 2.699.206,92
B2	R\$ 3.618.300,95
C1	R\$ 4.161.221,52
C2	R\$ 3.765.192,03

(Fonte: Autoria Própria, 2018)

Assim, observando-se a tabela 24, verifica-se que os alimentadores **A1, B1 e C2** são as alternativas com os menores custos, conforme o critério de menor custo global (menor perdas e custos).

Dessa maneira, as alternativas **A1, B1 e C2** de ponto de conexão das CGHs A, B e C são as alternativas onde todos os critérios técnicos da ANEEL e da CELESC foram atendidos (critérios técnicos e de menor custo global).

O próximo passo é notificar o acessante (empreendedor da CGH) com o envio de uma carta-resposta com todos os critérios definidos neste capítulo e as alternativas vencedores. Ressalta-se que, como se tratam de Centrais Geradoras de Capacidade Reduzida, as alternativas vencedoras definidas na informação de acesso e indicadas na carta-resposta não têm garantia do ponto de conexão, além de serem estimativas. A fim de que a alternativa de conexão seja garantida, deve-se entrar com a solicitação de acesso na distribuidora.

6 CONCLUSÃO

O desenvolvimento deste trabalho permitiu analisar as consultas de acesso de Centrais Geradora Hidrelétricas (CGHs) à rede de média tensão de uma distribuidora em Santa Catarina, no ano de 2017. Por ser um conceito ainda recente no sistema elétrico brasileiro e catarinense, as CGHs começam a ganhar força para implantação por parte dos empreendedores, principalmente no oeste catarinense.

Com relação às características básicas das CGHs e seus equipamentos, percebe-se que, para a construção deste empreendimento, exigem-se baixos custos e equipamentos não tão complexos, que podem ser encontrados no país com fornecedores como a WEG, que comercializa turbinas hidráulicas e hidrogeradores. Além disso, o impacto de sua construção não afeta tanto o meio ambiente como as PCHs e as UHEs. Reforça-se que as bibliográficas específicas sobre CGHs ainda são pequenas, mas que podem crescer com o aumento da implantação desses empreendimentos no Brasil.

A definição do limite de potência nos últimos anos dessas pequenas centrais, conforme a legislação, cresceu de 1MW para 5MW, atualmente permitindo que somente necessitem de registro na ANEEL para comercializarem energia com as distribuidoras. Portanto, isso também incentivou o crescimento das Centrais Geradoras Hidrelétricas no mercado.

No momento da conexão da CGH à rede de média tensão de uma distribuidora, alguns impactos podem ser percebidos diretamente, como as mudanças das perdas, mudanças nas tensões da rede, fluxo bidirecional de potência da rede, perda da coordenação dos equipamentos de proteção e ilhamento. Apesar desses impactos, a realização de estudos e a adequação de parâmetros técnicos exigidos pela ANEEL e pela CELESC permitem mitigar o impacto desses empreendimentos elétricos.

As principais normas relacionadas à conexão de CGHs à rede de média tensão, como o PRODIST e a Instrução Normativa da CELESC, delimitam vários princípios a serem seguidos pelos acessantes afim de que as CGHs, nas modalidades de Produtores Independentes de Energia e Autoprodutores de Energia com Venda Excedente, consigam conectar seus equipamentos com a rede elétrica da distribuidora dentro da lei e das normas técnicas mínimas.

Além disso, percebe-se, através da simulação das CGHs num *software* de distribuição que, para implantar uma CGH, necessita-se analisar critérios técnicos de tensão, de curto-circuito, de perdas e custos e horizontes de custos. Dependendo da extensão dos cabos para a conexão

e das perdas nos alimentadores das alternativas, pode-se tornar viável ou inviável economicamente para o empreendedor conectar-se à rede elétrica. Ainda assim, todas essas simulações são estimativas que não garantem o ponto de conexão, uma vez que as CGHs são Centrais Geradoras de Capacidade Reduzida (CGCR) e devem realizar a solicitação de acesso para garantir o ponto de acesso.

Em resumo, as CGHs têm um futuro promissor à frente no estado de Santa Catarina e no Brasil. A legislação está atual e condizente com as condições desses pequenos acessantes, que é o baixo custo e poucas exigências que, no passado, barravam esses pequenos empreendimentos a favor das grandes usinas. As distribuidoras também sentirão mudanças com o aumento da conexão. Portanto, cabe aos seus corpos técnicos e à atualização de seus equipamentos se adequarem aos novos tempos. Mas, percebe-se, com as simulações, que as distribuidoras já estão preparadas para enfrentar essas novas mudanças.

Por fim, o autor sugere algumas propostas de trabalhos futuros visando explorar mais a fundo o ambiente da conexão das CGHs à rede de média tensão.

- Realização de simulação em outros *softwares* de fluxo de potência para comparação de resultados;
- Aquisição de dados reais com equipamentos de medição nas CGHs, para verificação das estimativas das simulações;
- Realizar estudos da legislação para verificar se as CGHs podem participar da venda de energia em leilões de energia ou, por serem de capacidade reduzida, não estão aptas a participar desse ambiente de venda;
- Encontrar arquivos de imagem melhores dos componentes das obras civis ou até mesmo visitar as CGHs para conseguir isso, visto que as bibliografias específicas ainda são poucas;
- Buscar outras legislações das distribuidoras sobre conexão de CGHs (em outros estados) e comparar as diferenças técnicas nos estudos de perdas e custos.

REFERÊNCIAS

ACKERMANN, Thomas; ANDERSSON, Göran; SÖDER, Lennart. Distributed generation: a definition. In: **Electric Power Systems Research**, Elsevier Science, Oxford, UK, v. 57, n. 3, p. 195–204, 2001.

ABREU, Thiago Modesto de. **Proposta de Metodologia para definição de quantidade de grupos geradores de pequenas centrais hidrelétricas**. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de Itajubá, 2015. <<https://repositorio.unifei.edu.br/xmlui/handle/123456789/158>>.

ABNT - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 6445**: Turbinas hidráulicas, turbinas-bombas e bombas de acumulação. 2 ed. Rio de Janeiro, 2016. 53 p.

ABRAPCH (Curitiba). **O Potencial das Pequenas Geradoras**. 2017a. Disponível em: <<http://www.abrapch.org.br/artigos/12/o-potencial-das-pequenas-geradoras>>. Acesso em: 01 mar. 2018.

ABRAPCH (Curitiba). **CGH faz a diferença no Oeste de Santa Catarina**. 2017b. Disponível em: <<http://www.abrapch.org.br/noticias/2846/cgh-faz-a-diferenca-no-oeste-de-santa-catarina>>. Acesso em: 01 mar. 2018.

ABRAPCH (Curitiba). **Hidrawatt Engenharia e Planejamento Energético**. 2017c. Disponível em: <<http://www.abrapch.org.br/associados/prestadores-de-servicos-para-pchs-e-cghs-pessoa-juridica/254/hidrawatt-engenharia-e-planejamento-energetico>>. Acesso em: 30 mar. 2018.

ALMEIDA, Mário de Souza. **Elaboração de projeto, TCC, dissertação e tese: uma abordagem simples, prática e objetiva**. São Paulo: Atlas, 2011.

ANEEL. **Banco de Informações de Geração**: Capacidade de Geração do Brasil. 2018a. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em: 07 abr. 2018.

ANEEL. **Banco de Informações de Geração**: Capacidade Instalada por Estado. 2018b. Disponível em:

<<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/ResumoEstadual/ResumoEstadual1.cfm>>. Acesso em: 07 abr. 2018.

ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST**. 2017b. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/prodist>>. Acesso em: 23 maio 2018.

ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, Módulo 1**. Revisão 9. 2016. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/M%C3%B3dulo1_Revisao_9/1b78da82-6503-4965-abc1-a2266eb5f4d7>. Acesso em: 17 maio 2018.

ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, Módulo 3**. Revisão 7. 2017c. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/PRODIST-M%C3%B3dulo3_Revis%C3%A3o7/ebfa9546-09c2-4fe5-a5a2-ac8430cbca99>. Acesso em: 25 maio 2018.

ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, Módulo 8**. Revisão 10. 2018c. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/M%C3%B3dulo8-Revis%C3%A3o_10/2f7cb862-e9d7-3295-729a-b619ac6baab9>. Acesso em: 23 maio 2018.

ANEEL. **Registro de Central Geradora de Capacidade Reduzida**. 2017a. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/outorgas/geracao/-/asset_publisher/mJhnKli7qcJG/content/registros-de-centrais-geradoras-de-capacidade-reduzida-todas-as-fontes-/655808?inheritRedirect=false>. Acesso em: 15 maio 2018.

BHA - British Hydropower Association (Reino Unido). **A guide to UK mini-hydro developments**. Disponível em: <http://www.british-hydro.org/Useful_Information/A_Guide_to_UK_mini-hydro_development_v3.pdf>. Acesso em: 25 mar. 2018.

BITTENCOURT, Annelise Anderson. **Proteção Adaptativa de Alimentadores de Distribuição de Energia Elétrica Considerando**

Geração Distribuída. 2011. 132 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, Centro Tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2011. Disponível em: <<http://repositorio.ufsc.br/xmlui/handle/123456789/94903>>. Acesso em: 20 maio 2018.

BRASIL. Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5163.HTM>. Acesso em: 02 maio 2018.

BRENNAND ENERGIA. PCH Ombreiras. Disponível em: <http://www.brennandenergia.com.br/site_br/imagens.php>. Acesso em: 04 abr. 2018.

CARNEIRO, Daniel; COLI, Adriana; DIAS, Fábio. **PCHs pequenas centrais hidrelétricas: aspectos jurídicos, técnicos e comerciais.** 2. ed. Rio de Janeiro: Synergia, 2017. 224 p.

CBDB – COMITÊ BRASILEIRO DE BARRAGENS. A história das barragens no Brasil, séculos XIX, XX e XXI: cinquenta anos do Comitê Brasileiro de Barragens. Coordenação de Flávio Miguez de Mello. Edição de Corrado Piasentin. Rio de Janeiro: CBDB, 2011.

CELESC; CELESC DISTRIBUIÇÃO S.A.. I-432.0003: Requisitos Gerais para Conexão de Autoprodutor e Produtor Independente de Energia à Rede da Celesc. Florianópolis, 2017. 43 p. Disponível em: <<http://www.celesc.com.br/portal/images/arquivos/normas-tecnicas/conexao-centrais-geradoras/requisitos-conexao-autoprodutor-produtor-independente.pdf>>. Acesso em: 07 mar. 2018.

CELESC; CELESC GERAÇÃO S.A.. Breve histórico da geração de energia em Santa Catarina. Santa Catarina, 2018. Disponível em: <<http://www.celesc.com.br/portal/index.php/celesc-geracao/sobre-a-celesc-geracao/historico-geracao>>. Acesso em: 03 mar. 2018.

CELESC; CELESC DISTRIBUIÇÃO S.A.. E-313.0018: Cabo de Alumínio Nu - CA e CAA. Florianópolis, 2015. 29 p. Disponível em: <

<http://www.celesc.com.br/portal/images/arquivos/normas-tecnicas/especificacoes-tecnicas/e3130018.pdf>>. Acesso em: 27 maio 2018.

CHAPMAN, Stephen J.. **Fundamentos de máquinas elétricas [recurso eletrônico]**. 5. ed. Porto Alegre: Amgh, 2013. Tradução: Anatólio Laschuk.

COMAX CONSTRUTORA DE OBRAS (Xanxerê). **CGH Aurora**. 2008. Disponível em: <http://www.comaxco.com.br/index.php/obra_integra/cgh_aurora/>. Acesso em: 15 abr. 2018.

CONSTRUNÍVEL CONSTRUTORA. **CGH Rondinha**. Disponível em: <http://construnivelconstrutora.com.br/wp-content/uploads/2015/10/DJI_0027-1.jpg>. Acesso em: 05 abr. 2018.

DIÁRIO CATARINENSE. **Usina hidrelétrica é inaugurada no Oeste**. 2009. Disponível em: <<http://www.clicrbs.com.br/blog/jsp/default.jsp?source=DYNAMIC,blog.BlogDataServer,getBlog&uf=2&local=18&template=3948.dwt&ion=Blog&post=210046&blog=674&coldir=1&topo=4023.dwt>>. Acesso em: 08 abr. 2018

ELETROBRÁS; DEPARTAMENTO NACIONAL DE ÁGUAS E ENERGIA ELÉTRICA. **Manual de Minicentraís Hidrelétricas**. Rio de Janeiro, 1985. Disponível em: <<http://eletrobras.com/pt/AreasdeAtuacao/geracao/Manuais%20para%20Estudos%20e%20Projetos%20de%20Gera%C3%A7%C3%A3o%20de%20Energia/livro-MMH.zip>>. Acesso em: 03 mar. 2018.

ELETROBRAS – Centrais Elétricas Brasileiras S.A.; ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Diretrizes para estudos e projetos de pequenas centrais hidrelétricas**. Rio de Janeiro, 2000. Disponível em: <<http://eletrobras.com/pt/AreasdeAtuacao/geracao/Manuais%20para%20Estudos%20e%20Projetos%20de%20Gera%C3%A7%C3%A3o%20de%20Energia/Diretrizes%20PCH.zip>> . Acesso em: 30 mar. 2018.

ENERGYX (Xanxerê). **CGH Pacheco**. Disponível em: <<https://www.energyx.com.br/cgh-pacheco>>. Acesso em: 28 abr. 2018.

EPE - Empresa de Pesquisa Energética. **Balanco Energético Nacional 2017: Relatório Síntese**. Rio de Janeiro, 2017. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-46/topico-81/Síntese do Relatório Final_2017_Web.pdf>. Acesso em: 04 mar. 2018.

ENERCONS (Curitiba). **CGH's**. Disponível em: <<http://www.enercons.com.br/produtos-e-servicos/projetos-de-pequenas-centrais-hidreletricas-cghs-eolicas-solar-e-biomassa/28/cghs-2>>. Acesso em: 25 mar. 2018.

FERREIRA, J.H.I. et al. Assessment of the potential of small hydropower development in Brazil. **Renewable Sustainable Energy Reviews**, v.56, p.380-387, abr. 2016.

FRITZ, Jack J.. **Small and Mini Hydropower Systems: Resource Assessment and Project Feasibility**. New York: Mcgraw-hill, 1984.

GRUPO MARCON (Cuiabá). **PCH Aquárius**. 2006. Disponível em: <<http://www.grupomarcon.com/engenharia-e-metalurgica/ver/18-pch-aquarius>>. Acesso em: 16 abr. 2018.

HIDRAWATT - ENGENHARIA E PLANEJAMENTO ENERGÉTICO (Ijuí). **CGH Mambuca**. 2017. Disponível em: <<http://hidrawatt.com.br/2017/02/13/cgh-mambuca/>>. Acesso em: 15 abr. 2018.

IMPACTO ACESSORIA AMBIENTAL. **CGH Médio Garcia: Tomada de Água**. 2018. Disponível em: <<http://cghmediogarcia.blogspot.com.br/>>. Acesso em: 06 abr. 2018.

MAMEDE FILHO, J.; 2005. **Manual de Equipamentos Elétricos**. 3 ed. Rio de Janeiro: LTC.

KERSTING, William H.. **Distribution System Modeling and Analysis**. New York: CRC,2001.

LEMONS, F. A. B. et al. **Melhoria da Operação do Sistema CELESC através de Integração de Informações para Simulação e Análise.V**

CONGRESSO DE INOVAÇÃO TECNOLÓGICA EM ENERGIA ELÉTRICA, 2009, Belém. [s. L.]: [s. L.], [S. 1.]. 9 p. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/livros/-/asset_publisher/eZ674TKh9oF0/content/manual-de-procedimentos-operacionais-do-programa-minha-casa-minha-vida/656835?inheritRedirect=false>. Acesso em: 27 maio 2018.

MAIOLA, Patrícia Cristina. **Arquitetura multiagente para a coordenação de relés de sobrecorrente na proteção de sistemas radiais na presença de geração distribuída**. 2014. 130 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2014. Disponível em: <<https://repositorio.ufsc.br/bitstream/handle/123456789/123233/326966.pdf>>. Acesso em: 20 maio 2018.

MAFRÁS ENERGIA E REFLORESTAMENTO (Rio do Sul). **CGH Willy Faller**. 2017. Disponível em: <http://www.mafbras.com.br/images/texto_2017-03-17_4-44-54_03g.jpg>. Acesso em: 16 abr. 2018.

MARTINS, Daniel Tjäder. **Estudo de Alternativas de Arranjo de uma Pequena Central Hidrelétrica: um Estudo de Caso da CGH Martins**. 95 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Civil, Centro Tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2015. Disponível em: <<https://repositorio.ufsc.br/xmlui/handle/123456789/157158>>. Acesso em: 23 mar. 2018.

MME - Ministério de Minas e Energia. **Plano Decenal de Energia 2026**. 2017. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-40/PDE2026.pdf>>. Acesso em: 23 mar. 2018.

OSSBERGER (Alemanha). **Crossflow-turbine**. Disponível em: <<http://ossberger.de/en/hydropower-technology/ossbergerr-crossflow-turbine/>>. Acesso em: 20 abr. 2018.

PEREIRA, Geraldo Magela. **Projeto de usinas hidrelétricas passo a passo**. São Paulo: Oficina de Textos, 2015.

PIZZALI, Luis Fernando Ochoa. **Desempenho de redes de distribuição com geradores distribuídos**. 2006. 158 f. Tese (Doutorado) - Curso de Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2006. Disponível em: <http://www.feis.unesp.br/Home/departamentos/engenhariaeletrica/apsee/2006_tese_luis_ochoa.pdf>. Acesso em: 20 maio 2018.

SANTA CATARINA. Scmaisenergia. Governo do Estado de Santa Catarina. **BRDE: Tema Financiamentos**. Disponível em: <<http://www.scmaisenergia.sc.gov.br/sds/?p=174>>. Acesso em: 01 mar. 2018.

SANTOS, Mariana Carneiro dos. **Monitoração em Tempo Real da Geração Distribuída em Sistemas de Distribuição**. 2006. 84 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2006.

SEVERINO, Mauro Moura; CAMARGO, Ivan Marques de Toledo; OLIVEIRA, Marco Aurélio Gonçalves de. Geração distribuída: discussão conceitual e nova definição. **Revista Brasileira de Energia**, v.14, n.1, p.47-69, 2008. Disponível em: <https://new.sbpe.org.br/wp-content/themes/sbpe/img/artigos_pdf/v14n01/v14n01a3.pdf>. Acesso em: 15 maio 2018.

SILVA, J. A. L. **Avaliação técnica-econômica de minicentrais hidrelétricas operando a velocidade variável utilizando conversores de potência**. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de Minas Gerais, 2017. <<https://www.ppgee.ufmg.br/defesas/1409M.PDF>>.

SOUZA, Zulcy de; SANTOS, Afonso Henriques Moreira; BORTONI, Edson da Costa. **Centrais Hidrelétricas: implantação e comissionamento**. 2. ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2009. 520 p.

TECHYDRO BRASIL. **Turbina Kaplan**. 2016. Disponível em: <http://www.techydro.com.br/thw_inustrial/turbina-kaplan/>. Acesso em: 10 abr. 2018.

TONHÁ, Henrique Mesquita. **Análise da geração distribuída sob a perspectiva de maximização de potência injetada em sistemas de distribuição**. 2017.122 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica e da Computação) - Universidade Federal de Goiás, Goiânia, 2017. Disponível em: <<http://repositorio.bc.ufg.br/tede/handle/tede/7401>>. Acesso em: 15 maio 2018.

TOSHIBA. Toshiba América do Sul Ltda. **Single-Phase Voltage Regulator**: Downloads. 2018. Disponível em: <<http://www.tseaenergia.com.br/en/products/regulators/single-phase-voltage-regulator-downloads/>>. Acesso em: 25 maio 2018.

WEG (Santa Catarina). **Hidrogeradores**. 2016. Disponível em: <<http://www.weg.net/files/products/WEG-hidrogeradores-50005371-catalogo-portugues-br.pdf>>. Acesso em: 01 maio 2018.

WEG (Santa Catarina). **Turbinas Hidráulicas**. Disponível em: <http://www.weg.net/catalog/weg/IE/pt/Geração,-Transmissão-e-Distribuição/Turbinas-Hidráulicas/Turbinas-Hidráulicas/p/MKT_HISA_HYDRAULIC_TURBINES>. Acesso em: 10 abr. 2018.

WELT ENERGIA (Goiânia). **CGHs: ETAPAS NO DESENVOLVIMENTO DE UM PROJETO DE CGH**. Disponível em: <<https://www.weltenergia.com.br/energia-hidraulica>>. Acesso em: 30 mar. 2018.

APÊNDICE A – Custo de Perdas

(11) e (12) calculam a energia perdida anualmente nos alimentadores conforme as alternativas para a conexão da CGH:

Alternativa 1

$$E_{p,1} = [(P_{A.ON1} - P_{C,1}) \times F_{p,A1} + P_{C,1} \times F_{pCGH} + P_{A.OFF2} \times F_{p,A2}] \times 8760 \quad (11)$$

Em (11), $E_{p,1}$, representa a perda anual do alimentador com a conexão da CGH em kWh, $P_{A.ON1}$, a perda do Alimentador 1 com a CGH conectada (ligada-ON) em kW, encontrada na primeira coluna das tabelas 19,20 e 21; $P_{C,1}$, a perda da conexão da CGH no Alimentador 1 em kW, encontrado na terceira coluna das tabelas 19, 20 e 21; $F_{p,A1}$ fator de perda do Alimentador 1, encontrado na tabela 19; F_{pCGH} , o fator de perdas da CGH, com valor definido de 0,40; $P_{A.OFF2}$, a perda do Alimentador 2 sem a CGH (desligada-OFF); $F_{p,A2}$, o fator de perdas do Alimentador 2, encontrado na tabela 19.

Alternativa 2

Da mesma forma que (11), com a diferença que a CGH estará conectada no Alimentador 2 e desconectado do Alimentador 1. E os índices são invertidos, conforme (12):

$$E_{p,2} = [(P_{A.ON2} - P_{C,2}) \times F_{p,A2} + P_{C,2} \times F_{pCGH} + P_{A.OFF1} \times F_{p,A1}] \times 8760 \quad (12)$$

Na próxima etapa, calcula-se o custo de perda do horizonte de dez anos do Alimentador 1 e 2, respectivamente, conforme (13) e (14).

$$C_{p,1,n} = E_{p,1} \cdot \text{Tar} \cdot (1,03)^{n-1} \quad (13)$$

Em (13), $C_{p,1,n}$, representa o custo de perda anual do n-ésimo ano do alimentador; $E_{p,1}$, a perda anual do alimentador com a conexão da CGH em kWh, calculada por (11); Tar , a tarifa em R\$/kWh, que é 0,193 R\$/kWh na distribuidora em estudo; n , o n-ésimo ano do horizonte (varia de 1 a 10).

Da mesma forma que (13), calcula-se o custo das perdas no Alimentador 2 por meio de (14) com os índices para o Alimentador 2.

$$C_{p,2,n} = E_{p,2} \cdot Tar. (1,03)^{n-1} \quad (14)$$

ANEXO A – Fluxograma de Atividades para Estudos e Projeto Básico de Uma PCH



(Fonte: ELETROBRÁS, 2000)

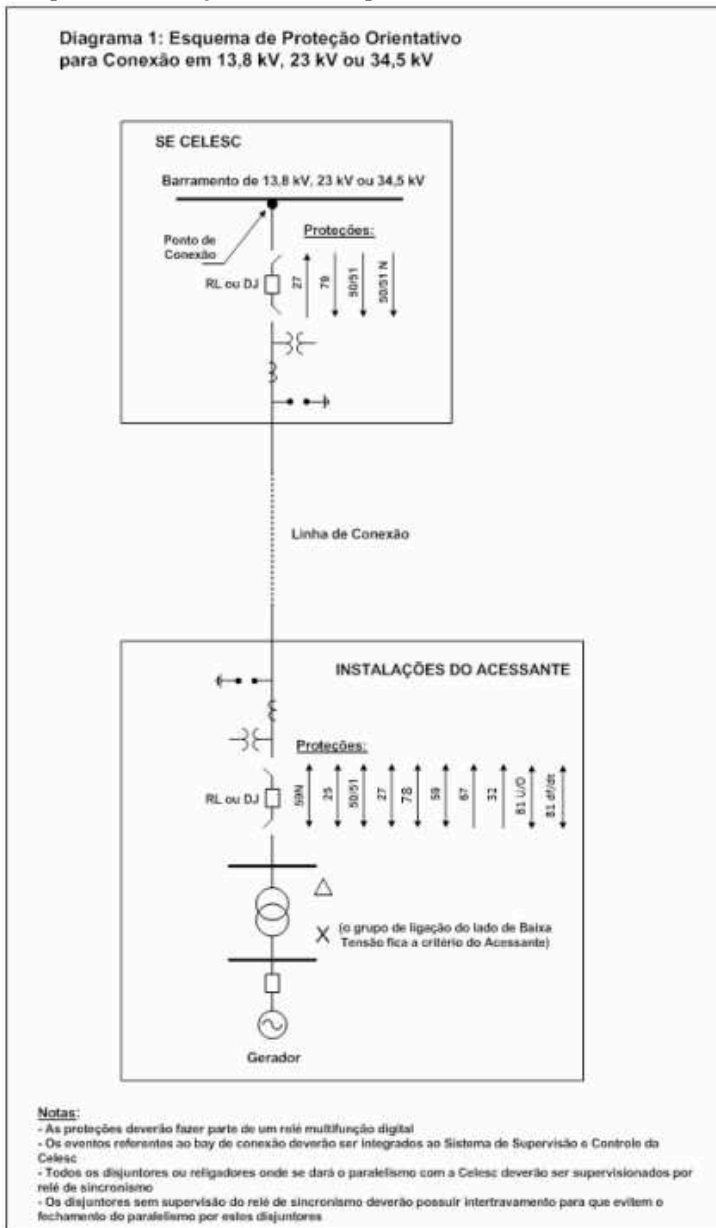
ANEXO B – Proteção do Acessante (CGH)

Tabela de Valores de Referência para as Funções do Sistema de Proteção do Acessante (CGH)

FUNÇÃO	PARAMETRIZAÇÃO (REFERÊNCIA)	TEMPO MÁXIMO DE ATUAÇÃO
Proteção de subtensão (27) Nível 1	0,85 pu	1,0 s
Proteção de subtensão (27) Nível 2	0,5 pu	0,2 s
Proteção de sobretensão (59) Nível 1	1,1 pu	1,0 s
Proteção de sobretensão (59) Nível 2	1,2 pu	0,2 s
Proteção de desequilíbrio Tensão (59N) – (3V0)	1,0 pu	0,2 s
Proteção de subfrequência (81U) Nível 1	59,5 Hz	2,0 s
Proteção de subfrequência (81U) Nível 2	57,0 Hz	0,2 s
Proteção de sobrefrequência (81O) Nível 1	60,5 Hz	2,0 s
Proteção de sobrefrequência (81O) Nível 2	62,0 Hz	0,2 s
Taxa de variação de frequência (81 df/dt)	A definir no estudo	2,0 s
Proteção de sobrecorrente (50/51/50N/51N)	A definir em estudo	A definir em estudo
Proteção de sobrecorrente direcional (67)	A definir em estudo	A definir em estudo
Relé de sincronismo (25)	10° / 10 % tensão / 0,5Hz	N/A
Anti-ilhamento (78)	A definir em estudo	Instantâneo
Direcional de potência (32)	Conforme potência instalada ou MUSD contratada (o que for menor)	0,5 s

(Fonte: CELESC, 2017, p. 23)

Esquema de Proteção Orientativo para a Conexão em Média Tensão



(Fonte: CELESC, 2017, p. 24)

ANEXO C – Consulta de Acesso

7.4. Ficha de Dados para Consulta de Acesso

IDENTIFICAÇÃO

Agência Regional	Data
Razão Social do Acessante	CNPJ
Endereço do Acessante (com CEP)	Bairro
	Município
Endereço do Empreendimento (com CEP)	Bairro
	Município
Nome da Usina	Rio (quando aplicável)
Responsável pela informação	Telefone

1. CLASSIFICAÇÃO

Autoprodutor Com Venda de Energia Excedente – APE	
Produtor Independente - PIE	

2. PARALELISMO

Momentâneo	
Permanente	

3. INFORMAÇÕES GERAIS DAS INSTALAÇÕES

Localização Geográfica do Empreendimento(*)		
Tipo de Aproveitamento Energético <i>Termoelétrico, Hidroelétrico, Eólico, Cogeração, Biomassa, Solar ou Outra fonte alternativa (especificar)</i>		
Data Prevista para Conexão	1ª etapa : _____ kW	___/___/___
	2ª etapa : _____ kW	___/___/___
	3ª etapa : _____ kW	___/___/___

(*) Documentos relativos à localização do empreendimento

- Mapas cartográfico/croquis/diagramas geográficos que permitam a localização da Usina.
- Informar as coordenadas geográficas da Usina.

(Fonte: CELESC, 2017, p. 30)

4. DADOS DOS GERADORES:

Gerador nº	1	2	3
Potência Aparente Nominal (kVA)			
Potência Aparente Máxima (kVA)			
Tensão Nominal (kV)			
Tensão máxima de geração (pu)			
Tensão mínima de geração (pu)			
Fator de potência			

5. DADOS DOS TRANSFORMADORES DA USINA (SE DISPONÍVEL):

Transformador nº	1	2	3
Tensão Nominal da BT (Volts)			
Tensão Nominal da AT (Volts)			
Potência Nominal ONAN (kVA)			
Potência Nominal ONAF (kVA)			
Impedância referida a potência ONAN (%)			
Grupo de Ligação AT/BT (ex. Triângulo - Estrela aterrado)			
Taps disponíveis (Volts)	1-	1-	1-
	2-	2-	2-
	3-	3-	3-
	4-	4-	4-
	5-	5-	5-

ONAN – Potência sem Ventilação Forçada ONAF – Potência com Ventilação Forçada

(Fonte: CELESC, 2017, p.31)

ANEXO D – Supervisão de Máxima (Despacho)

<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr><td>Nr. da Supervisão</td><td colspan="3">15993</td></tr> <tr><td>Subestação/AL</td><td colspan="3"></td></tr> <tr><td>Tipo de Supervisão</td><td>1 - Oficial</td><td>Verde</td><td>0</td></tr> <tr><td>Tipo de Despacho</td><td colspan="3">1 - Máxima Corrente Anual</td></tr> <tr><td>Tipo de Carga</td><td colspan="3">1 - Trecho Prioritário</td></tr> <tr><td>Data de Referência</td><td colspan="3">31/07/2017</td></tr> <tr><td>Período</td><td colspan="3">31/07/16 a 31/07/17</td></tr> <tr><td>Data Execução</td><td colspan="3">07/08/2017 08:23</td></tr> </table>	Nr. da Supervisão	15993			Subestação/AL				Tipo de Supervisão	1 - Oficial	Verde	0	Tipo de Despacho	1 - Máxima Corrente Anual			Tipo de Carga	1 - Trecho Prioritário			Data de Referência	31/07/2017			Período	31/07/16 a 31/07/17			Data Execução	07/08/2017 08:23			<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr><th colspan="2">Dados de Cadastro do Alimentador</th></tr> <tr><td>Regional Origem</td><td></td></tr> <tr><td>Classe de Tensão</td><td>23 kV</td></tr> <tr><td>Tensão Nominal</td><td>23 kV</td></tr> <tr><td>Corrente Elétrica</td><td>400 A</td></tr> <tr><td>Extensão dos Trechos</td><td>261976,037 m</td></tr> <tr><td>Carga Nominal Instalada</td><td>9917,5 kVA</td></tr> <tr><td>Cabo Saida AL</td><td>400 CAA + 350 A</td></tr> </table>	Dados de Cadastro do Alimentador		Regional Origem		Classe de Tensão	23 kV	Tensão Nominal	23 kV	Corrente Elétrica	400 A	Extensão dos Trechos	261976,037 m	Carga Nominal Instalada	9917,5 kVA	Cabo Saida AL	400 CAA + 350 A	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr><th colspan="4">Dados de Despacho</th></tr> <tr><td colspan="3">Dia/Mês/Ano</td><td>Crédito</td></tr> <tr><td colspan="3">20-07-2017 - 17:00</td><td>Diá Util</td></tr> <tr><td>Tensão</td><td>P (kW)</td><td>Q (kVar)</td><td>FP</td></tr> <tr><td>23,525</td><td>2571,049</td><td>835,921</td><td>0,9511</td></tr> <tr><td>Corrente</td><td>Fase A</td><td>Fase B</td><td>Fase C</td></tr> <tr><td></td><td>49,808</td><td>65,699</td><td>63,689</td></tr> </table>	Dados de Despacho				Dia/Mês/Ano			Crédito	20-07-2017 - 17:00			Diá Util	Tensão	P (kW)	Q (kVar)	FP	23,525	2571,049	835,921	0,9511	Corrente	Fase A	Fase B	Fase C		49,808	65,699	63,689
Nr. da Supervisão	15993																																																																													
Subestação/AL																																																																														
Tipo de Supervisão	1 - Oficial	Verde	0																																																																											
Tipo de Despacho	1 - Máxima Corrente Anual																																																																													
Tipo de Carga	1 - Trecho Prioritário																																																																													
Data de Referência	31/07/2017																																																																													
Período	31/07/16 a 31/07/17																																																																													
Data Execução	07/08/2017 08:23																																																																													
Dados de Cadastro do Alimentador																																																																														
Regional Origem																																																																														
Classe de Tensão	23 kV																																																																													
Tensão Nominal	23 kV																																																																													
Corrente Elétrica	400 A																																																																													
Extensão dos Trechos	261976,037 m																																																																													
Carga Nominal Instalada	9917,5 kVA																																																																													
Cabo Saida AL	400 CAA + 350 A																																																																													
Dados de Despacho																																																																														
Dia/Mês/Ano			Crédito																																																																											
20-07-2017 - 17:00			Diá Util																																																																											
Tensão	P (kW)	Q (kVar)	FP																																																																											
23,525	2571,049	835,921	0,9511																																																																											
Corrente	Fase A	Fase B	Fase C																																																																											
	49,808	65,699	63,689																																																																											
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr><td>Responsável</td><td>12019</td></tr> <tr><td>Obs</td><td>⇒ CARREGAMENTO MAXIMO ANUAL SE002 20.07.17 17.00H</td></tr> </table>	Responsável	12019	Obs	⇒ CARREGAMENTO MAXIMO ANUAL SE002 20.07.17 17.00H	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr><th colspan="4">Valores Calculados</th></tr> <tr><td>Carregamento no Cabo de Saida da SE</td><td>19,9%</td><td>18,3%</td><td>18,2%</td></tr> <tr><td>Maior Carregamento do Alimentador</td><td>37,9%</td><td>37,5%</td><td>36,3%</td></tr> <tr><td>Trecho</td><td>2110285226</td><td>31995121</td><td>31995121</td></tr> <tr><td>Cabo do Trecho</td><td>4 CAA</td><td>4 CAA</td><td>4 CAA</td></tr> <tr><td>Maior Tensão no Alimentador kV</td><td>23,027 2,20%</td><td>23,027 2,20%</td><td>23,027 2,20%</td></tr> <tr><td>Ponto</td><td>1</td><td>1</td><td>1</td></tr> <tr><td>Menor Tensão no Alimentador kV</td><td>23,487 -5,7%</td><td>23,747 -5,00%</td><td>23,771 -5,02%</td></tr> <tr><td>Ponto</td><td>1479572</td><td>1428762</td><td>1479572</td></tr> <tr><td>Perda Ativa no Alimentador kW</td><td>88,38 11,26%</td><td>101,288 11,03%</td><td>96,201 11,3%</td></tr> <tr><td>Perda Reativa no Alimentador kVAr</td><td>87,671 19,3%</td><td>97,106 20,03%</td><td>93,481 20,98%</td></tr> </table>			Valores Calculados				Carregamento no Cabo de Saida da SE	19,9%	18,3%	18,2%	Maior Carregamento do Alimentador	37,9%	37,5%	36,3%	Trecho	2110285226	31995121	31995121	Cabo do Trecho	4 CAA	4 CAA	4 CAA	Maior Tensão no Alimentador kV	23,027 2,20%	23,027 2,20%	23,027 2,20%	Ponto	1	1	1	Menor Tensão no Alimentador kV	23,487 -5,7%	23,747 -5,00%	23,771 -5,02%	Ponto	1479572	1428762	1479572	Perda Ativa no Alimentador kW	88,38 11,26%	101,288 11,03%	96,201 11,3%	Perda Reativa no Alimentador kVAr	87,671 19,3%	97,106 20,03%	93,481 20,98%																											
Responsável	12019																																																																													
Obs	⇒ CARREGAMENTO MAXIMO ANUAL SE002 20.07.17 17.00H																																																																													
Valores Calculados																																																																														
Carregamento no Cabo de Saida da SE	19,9%	18,3%	18,2%																																																																											
Maior Carregamento do Alimentador	37,9%	37,5%	36,3%																																																																											
Trecho	2110285226	31995121	31995121																																																																											
Cabo do Trecho	4 CAA	4 CAA	4 CAA																																																																											
Maior Tensão no Alimentador kV	23,027 2,20%	23,027 2,20%	23,027 2,20%																																																																											
Ponto	1	1	1																																																																											
Menor Tensão no Alimentador kV	23,487 -5,7%	23,747 -5,00%	23,771 -5,02%																																																																											
Ponto	1479572	1428762	1479572																																																																											
Perda Ativa no Alimentador kW	88,38 11,26%	101,288 11,03%	96,201 11,3%																																																																											
Perda Reativa no Alimentador kVAr	87,671 19,3%	97,106 20,03%	93,481 20,98%																																																																											
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr><th colspan="4">Classificação Quanto a Tensão</th></tr> <tr><td>Grupo</td><td>Critério</td><td>Nr. Nós</td><td></td></tr> <tr><td rowspan="4">Queda</td><td>Crítico</td><td>>=8,3%</td><td>0</td></tr> <tr><td>Quase Crítico</td><td><=8,3% e >7,5%</td><td>0</td></tr> <tr><td>Bom</td><td><=7,5% e >=6,5%</td><td>165</td></tr> <tr><td>Ótimo</td><td><=6,5% e >=0%</td><td>313</td></tr> <tr><td rowspan="2">Sobretensão</td><td>Bom</td><td><5%</td><td>221</td></tr> <tr><td>Crítico</td><td>>=5%</td><td>0</td></tr> </table>	Classificação Quanto a Tensão				Grupo	Critério	Nr. Nós		Queda	Crítico	>=8,3%	0	Quase Crítico	<=8,3% e >7,5%	0	Bom	<=7,5% e >=6,5%	165	Ótimo	<=6,5% e >=0%	313	Sobretensão	Bom	<5%	221	Crítico	>=5%	0	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr><th colspan="6">Estudos Técnicos</th></tr> <tr><td>Nr. Protocolo</td><td>Data Prevista Ligação</td><td colspan="4">Informações Adicionais</td></tr> <tr><td colspan="6" style="height: 100px;"></td></tr> </table>			Estudos Técnicos						Nr. Protocolo	Data Prevista Ligação	Informações Adicionais																																						
Classificação Quanto a Tensão																																																																														
Grupo	Critério	Nr. Nós																																																																												
Queda	Crítico	>=8,3%	0																																																																											
	Quase Crítico	<=8,3% e >7,5%	0																																																																											
	Bom	<=7,5% e >=6,5%	165																																																																											
	Ótimo	<=6,5% e >=0%	313																																																																											
Sobretensão	Bom	<5%	221																																																																											
	Crítico	>=5%	0																																																																											
Estudos Técnicos																																																																														
Nr. Protocolo	Data Prevista Ligação	Informações Adicionais																																																																												
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr><th colspan="4">Classificação Quanto a Corrente</th></tr> <tr><td>Grupo</td><td>Limites</td><td>Nr. Trechos</td><td>Extensão</td></tr> <tr><td>Crítico</td><td>>100%</td><td>0</td><td></td></tr> <tr><td>Quase Crítico</td><td><=100% e >=73%</td><td>0</td><td></td></tr> <tr><td>Bom</td><td><75% e >=53%</td><td>0</td><td></td></tr> <tr><td>Ótimo</td><td><53%</td><td>2291</td><td>261976,037</td></tr> </table>	Classificação Quanto a Corrente				Grupo	Limites	Nr. Trechos	Extensão	Crítico	>100%	0		Quase Crítico	<=100% e >=73%	0		Bom	<75% e >=53%	0		Ótimo	<53%	2291	261976,037																																																						
Classificação Quanto a Corrente																																																																														
Grupo	Limites	Nr. Trechos	Extensão																																																																											
Crítico	>100%	0																																																																												
Quase Crítico	<=100% e >=73%	0																																																																												
Bom	<75% e >=53%	0																																																																												
Ótimo	<53%	2291	261976,037																																																																											

(Fonte: Arquivo CELESC, 2017)

ANEXO E - Custos

Custo dos Alimentadores

01 RL, 6 CD, 3 PR, 1 TP	Equipamentos e Materiais	Serviços
INSTALAÇÃO RL 25kV + 1TP 25kV	R\$ 83.281,30	R\$ 27.904,05
INSTALAÇÃO RL 15kV + 1TP 15kV	R\$ 70.222,16	R\$ 27.904,05
MÓDULO MEDIÇÃO	Equipamentos e Materiais	Serviços
34,5kV - (3TC, 3 TP)	R\$ 46.383,31	R\$ 44.628,86
23kV - (3TC, 3 TP)	R\$ 29.404,21	R\$ 44.628,86
13kV - (3TC, 3 TP)	R\$ 28.814,71	R\$ 44.628,86
SUBSTITUIÇÃO RELIGADORES DISTRIBUIÇÃO	Equipamentos e Materiais	Serviços
SUBSTITUIÇÃO RL 25kV	R\$ 44.660,00	R\$ 2.523,28
SUBSTITUIÇÃO RL 15kV	R\$ 40.590,00	R\$ 2.523,28
CABOS DE DISTRIBUIÇÃO	Equipamentos e Materiais	Serviços
REDE DISTRIBUIÇÃO 13,8 kV CABO 1/0	R\$ 63.132,05	R\$ 21.777,68
REDE DISTRIBUIÇÃO 13,8 kV CABO 4/0	R\$ 70.074,42	R\$ 24.258,19
REDE DISTRIBUIÇÃO 13,8 kV CABO 336,4	R\$ 78.032,19	R\$ 24.258,19
REDE DISTRIBUIÇÃO 25 kV CABO 1/0	R\$ 63.132,05	R\$ 21.777,68
REDE DISTRIBUIÇÃO 25 kV CABO 4/0	R\$ 70.074,42	R\$ 24.258,19
REDE DISTRIBUIÇÃO 25 kV CABO 336,4	R\$ 78.032,19	R\$ 24.258,19
REDE DISTRIBUIÇÃO 34,5kV CABO 1/0	R\$ 64.840,29	R\$ 21.777,68
REDE DISTRIBUIÇÃO 34,5kV CABO 4/0	R\$ 71.782,67	R\$ 24.258,19
REDE DISTRIBUIÇÃO 34,5kV CABO 336,4	R\$ 79.740,43	R\$ 24.258,19
BANCO REGULADOR	Equipamentos e Materiais	Serviços
13,8kV / 200A	R\$ 133.175,67	R\$ 5.844,60
13,8kV / 300A	R\$ 163.447,13	R\$ 5.845,60
23kV / 200A	R\$ 177.764,68	R\$ 5.846,60
23kV / 300A	R\$ 240.155,27	R\$ 5.847,60
34,5kV / 300A	R\$ 224.890,19	R\$ 5.848,60

(Fonte: Arquivo CELESC, 2017)

O preço dos cabos de distribuição nos equipamentos e serviços são dados em reais por quilômetro (R\$/ km).