

UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO



**REFLEXÕES SOBRE CRITÉRIOS DE ACESSO DE
GERAÇÃO FOTOVOLTAICA EM ÂMBITO NACIONAL**

João Paulo Silva Oliveira

Uberlândia
2020

UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO

**REFLEXÕES SOBRE CRITÉRIOS DE ACESSO DE
GERAÇÃO FOTOVOLTAICA EM ÂMBITO NACIONAL**

Dissertação apresentada por
João Paulo Silva Oliveira à
Universidade Federal de
Uberlândia, como parte dos
requisitos necessários para a
obtenção do título de Mestre em
Ciências.

Banca Examinadora:

Ivan Nunes Santos, Dr. (Orientador) – UFU
Isaque Nogueira Gondim, Dr. – UFU
Fabricio Augusto Matheus Moura, Dr. – UFTM

REFLEXÕES SOBRE CRITÉRIOS DE ACESSO DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA EM ÂMBITO NACIONAL

João Paulo Silva Oliveira

Dissertação apresentada por João Paulo Silva Oliveira à Universidade Federal de Uberlândia, como parte dos requisitos necessários para a obtenção do título de Mestre em Ciências.

Prof. Ivan Nunes Santos
Orientador

Prof. José Roberto Camacho
Coordenador da Pós-Graduação

Ficha Catalográfica Online do Sistema de Bibliotecas da UFU
com dados informados pelo(a) próprio(a) autor(a).

O48
2020 Oliveira, João Paulo Silva, 1995-
Reflexões sobre critérios de acesso de geração fotovoltaica em
âmbito nacional [recurso eletrônico] / João Paulo Silva Oliveira. -
2020.

Orientador: Ivan Nunes Santos.

Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de Uberlândia,
Pós-graduação em Engenharia Elétrica.

Modo de acesso: Internet.

Disponível em: <http://doi.org/10.14393/ufu.di.2020.480>

Inclui bibliografia.

Inclui ilustrações.

1. Engenharia elétrica. I. Santos, Ivan Nunes ,1979-, (Orient.).
II. Universidade Federal de Uberlândia. Pós-graduação em
Engenharia Elétrica. III. Título.

CDU: 621.3

Bibliotecários responsáveis pela estrutura de acordo com o AACR2:
Gizele Cristine Nunes do Couto - CRB6/2091
Nelson Marcos Ferreira - CRB6/3074



ATA DE DEFESA - PÓS-GRADUAÇÃO

Programa de Pós-Graduação em:	Engenharia Elétrica				
Defesa de:	Dissertação de Mestrado Acadêmico, 737, PPGEELT				
Data:	Doze de junho de dois mil e vinte	Hora de início:	09:10	Hora de encerramento:	12:00
Matrícula do Discente:	11812EEL017				
Nome do Discente:	João Paulo Silva Oliveira				
Título do Trabalho:	Reflexões sobre critérios de acesso de geração fotovoltaica em âmbito nacional				
Área de concentração:	Sistemas de energia elétrica				
Linha de pesquisa:	Qualidade e racionalização da energia elétrica				
Projeto de Pesquisa de vinculação:	Título: Método Modificado da Superposição para o Compartilhamento de Responsabilidades Harmônicas Agência Financiadora: FAU-UFU Início 08/12/2016 Término __/__/_____ No. do Projeto na agência: P&D nº PD-7284-0001/2016 Professor Coordenador: Ivan Nunes Santos				

Reuniu-se por meio presencial, a Banca Examinadora, com transmissão por Videoconferência, designada pelo Colegiado do Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, assim composta: Professores Doutores: Isaque Nogueira Gondim - FEELT/UFU; Fabricio Augusto Matheus Moura - UFTM; Ivan Nunes Santos - FEELT/UFU, orientador(a) do(a) candidato(a).

Iniciando os trabalhos o(a) presidente da mesa, Dr(a). Ivan Nunes Santos, apresentou a Comissão Examinadora e o candidato(a), agradeceu a presença do público, e concedeu ao Discente a palavra para a exposição do seu trabalho. A duração da apresentação do Discente e o tempo de arguição e resposta foram conforme as normas do Programa.

A seguir o senhor(a) presidente concedeu a palavra, pela ordem sucessivamente, aos(às) examinadores(as), que passaram a arguir o(a) candidato(a). Ultimada a arguição, que se desenvolveu dentro dos termos regimentais, a Banca, em sessão secreta, atribuiu o resultado final, considerando o(a) candidato(a):

Aprovado(a).

Esta defesa faz parte dos requisitos necessários à obtenção do título de **Mestre**.

O competente diploma será expedido após cumprimento dos demais requisitos, conforme as normas do Programa, a legislação pertinente e a regulamentação interna da UFU.

Nada mais havendo a tratar foram encerrados os trabalhos. Foi lavrada a presente ata que após lida e achada conforme foi assinada pela Banca Examinadora.



Documento assinado eletronicamente por **Ivan Nunes Santos, Professor(a) do Magistério Superior**, em 12/06/2020, às 11:46, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Isaque Nogueira Gondim, Professor(a) do Magistério Superior**, em 12/06/2020, às 11:47, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Fabício Augusto Matheus Moura, Usuário Externo**, em 12/06/2020, às 11:49, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site https://www.sei.ufu.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **1940272** e o código CRC **270BD3AA**.

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho à minha família e amigos, que sempre me apoiaram durante todo este tempo.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus pelas oportunidades concedidas, a meus pais João e Lúcia por todo o apoio não só durante a elaboração deste trabalho mais perante a vida toda. Um agradecimento especial também a minha namorada Ingrid Vieira pelo apoio.

Registro ainda um agradecimento aos amigos, companheiros de laboratório, ao professor Dr. Ivan Nunes e ao Núcleo de Qualidade da Energia Elétrica da Universidade Federal de Uberlândia.

RESUMO

Durante os últimos anos as conexões à rede de distribuição por parte da geração distribuída têm crescido de forma vertiginosa, impulsionadas em especial por recentes marcos regulatórios, incentivos fiscais e pela aceleração de redução de preços da tecnologia de geração, fazendo com que a relação custo benefício relativa a este tipo de geração se mostre cada vez mais vantajosa.

Estes novos tipos de geração quando enquadrados segundo a Resolução Normativa nº 482/2012 como minigeração e microgeração, têm processos relativos aos requisitos de conexão à rede mais simples e menos burocráticos, de modo que são necessários menos estudos e todo o processo de conexão se torna mais expedito quando comparado ao processo de conexão de gerações concentradas.

Neste contexto, este trabalho compara o processo de conexão à rede de dois empreendimentos de geração solar fotovoltaica, os quais têm o mesmo montante de geração instalado 20 MW, todavia, devido ao possível local de conexão à rede destes, são adotados processos distintos de conexão. Um dos empreendimentos é constituído pelo agrupamento de 4 GDs do tipo minigeração de 5 MW cada, enquanto o outro se trata de uma fazenda solar fotovoltaica de 20 MW conectada à rede adotando os procedimentos segundo normativos do ONS.

Como resultados do trabalho, analisou-se, sob o aspecto da Qualidade da Energia, com ênfase especial as distorções harmônicas, as inúmeras diferenças encontradas nos dois processos regulatórios assim como o grau de exigência de detalhamento dos estudos. Desta forma, para empreendimentos de mesma potência, conectados a pontos análogos descobriu-se diferentes exigências e resultados discrepantes ao se analisar os normativos da distribuidora e os normativos do Operador Nacional do Sistema Elétrico.

Palavras-chave: Conexão à Rede, Geração Distribuída, Geração Fotovoltaica, Harmônicos, Qualidade da Energia, Resoluções Normativas.

ABSTRACT

During the last few years the connections to the distribution grid by the distributed generation have grown in a dizzying way, driven in particular by recent regulatory frameworks, tax incentives and the acceleration of price reduction of the generation technology, making the cost-benefit ratio related to this type of generation prove increasingly advantageous.

These new types of generation when framed according to Normative Resolution N°. 482/2012 as minigeneration and microgeneration, have processes related to the requirements of connection to the grid simpler and less bureaucratic, so that fewer studies are needed and the whole connection process becomes more expeditious when compared to the connection process of concentrated generations.

In this context, this work compares the process of connection to the grid of two projects of solar photovoltaic generation, which have the same amount of generation installed 20 MW, however, due to the possible location of connection to the network of these, separate processes of connection are adopted. One of the projects consists of the grouping of 4 GDs of the minigeneration type of 5 MW each, while the other is a 20 MW photovoltaic solar farm connected to the network adopting the procedures according to ONS regulations.

As results of the work, analyzed, under the aspect of Power Quality, with special emphasis on harmonic distortions, the numerous differences found in the two regulatory processes as well as the degree of detail requirement of the studies. Thus, for projects of the same power, connected to similar points, different requirements and discrepant results were discovered when analyzing the normatives of the distributor and the regulations of the National Operator of the Brazilian Electric System.

Keywords: Network Connection, Distributed Generation, Photovoltaic Generation, Harmonics, Power Quality, Grid Codes.

SUMÁRIO

CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO	18
1.1. CONSIDERAÇÕES GERAIS	18
1.2. MOTIVAÇÃO DO TRABALHO	31
1.3. OBJETIVOS	33
1.4. ORGANIZAÇÃO DO DOCUMENTO DISSERTATIVO	34
CAPÍTULO 2 - CONCEITOS GERAIS DE GERAÇÃO CENTRALIZADA E DISTRIBUÍDA E NORMAS DE ACESSO À REDE	35
2.1. TIPOS DE GERAÇÃO E NORMATIZAÇÃO PERTINENTE	36
2.1.1. Geração Centralizada	40
2.1.2. Geração Distribuída.....	41
2.2. GRANDEZAS E NORMAS PERTINENTES.....	44
2.2.1. Subtensão e Sobreensão	44
2.2.2. Harmônicos	46
2.2.3. Desequilíbrio de Tensão.....	51
2.2.4. Sobrecarga.....	54
2.2.5. Flutuação de Tensão.....	54
2.2.6. Normas Específicas CEMIG-D.....	55
CAPÍTULO 3 – IMPLEMENTAÇÃO COMPUTACIONAL DO ARRANJO FOTOVOLTAICO A SER EMPREGADO NO ESTUDO DE CASO DE ACESSO AO SISTEMA	59
3.1. PAINÉIS FOTOVOLTAICOS	61
3.2. INVERSORES	65
3.3. TRANSFORMADORES DE CONEXÃO.....	66
3.3.1. Transformador 0,44 / 13,8 kV	66
3.3.2. Transformador 13,8 / 138 kV	67
3.4. REDES DE ALIMENTAÇÃO.....	68
3.4.1. Rede de Alimentação Interna (Baixa Tensão).....	68
3.4.2. Rede de Alimentação Interna (Média Tensão).....	69
3.4.3. Rede de Alimentação Externa (Média Tensão).....	69
3.5. DETALHAMENTO DOS PONTOS DE ACOPLAMENTO	70
3.5.1. Ponto de Acoplamento em 13,8 kV.....	70
3.5.2. Ponto de Acoplamento em 138 kV.....	73
3.6. IMPLEMENTAÇÕES COMPUTACIONAIS.....	74
3.6.1. Unidade fotovoltaica elementar de 1,25 MW implementada no Matlab/Simulink.	74
3.6.2. UFV de 5 MW implementada no Matlab/Simulink	76

3.6.3.	UFV de 20 MW implementada no Matlab/Simulink	76
3.6.4.	UFV de 20 MW implementada no HarmZs	79
CAPÍTULO 4 – ESTUDO DE CASO DE ACESSO: AGRUPAMENTO DE MINI GERAÇÕES DISTRIBUÍDA (4X 5 MW) VERSUS FAZENDA FOTOVOLTAICA (20 MW)		82
4.1.	AGRUPAMENTO DE 04 MINI GERAÇÕES DISTRIBUÍDAS DE 5 MW CADA TOTALIZANDO-SE 20 MW	83
4.2.	FAZENDA SOLAR FOTOVOLTAICA DE 20 MW.....	88
4.3.	ANÁLISE COMPARATIVA DOS REQUISITOS DE ACESSO AO SISTEMA ELÉTRICO DE AGRUPAMENTO GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DE GRANDE PORTE E FAZENDAS FOTOVOLTAICAS DE MESMA MAGNITUDE.....	94
CAPÍTULO 5 - CONCLUSÕES		96
REFERÊNCIAS		99
ANEXO A – SISTEMA INTERNO UFV		107

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 - Geração de energia por fontes (mundo).....	19
Figura 1.2 - Participação de renováveis na matriz energética	20
Figura 1.3 - Oferta interna de energia por fonte (BEN-2018).....	21
Figura 1.4 - Expansão da geração distribuída	25
Figura 1.5 - Entrada em operação de novas usinas	27
Figura 1.6 - Intermitência de fontes renováveis	28
Figura 1.7 - Fator de capacidade (fontes eólica e fotovoltaica).....	29
Figura 1.8 - Incremento da capacidade de geração contratada até 2019	31
Figura 1.9 - Projeção da capacidade instalada da micro e minigeração distribuída.....	32
Figura 2.1 - Fluxograma para avaliação da modalidade de operação de usinas.....	39
Figura 2.2 - Capacidade de hospedagem via distorção máxima.....	47
Figura 3.1 - Curvas características do módulo BYD 325P6K-36 - temperatura ambiente de 25 °C	63
Figura 3.2 - Rendimento inversor Ingecon 100 TL	65
Figura 3.3 - Demanda do alimentador ULAU-14	71
Figura 3.4 - Características do alimentador ULAU-14	72
Figura 3.5 Unidade elementar de 1,25 MW	75
Figura 3.6 - UFV de 5 MW	76
Figura 3.7 - UFV de 20 MW	78
Figura 3.8 - Representação do equivalente Norton	80
Figura 3.9 - Rede Interna (HarmZs)	81
Figura 4.1 - Tensão e corrente no PAC quando da inserção de 20 MW de GD.....	87
Figura 4.2 - Lugar Geométrico – polígono de n lados	90
Figura 4.3 – Lugar Geométrico – setor anular.....	90

Figura 4.4 – Lugar Geométrico – polígono de n lados – admitâncias de frequência	
540Hz	92
Figura 4.5 – Lugar Geométrico – setor anular – Impedâncias de frequência 540Hz.....	93

LISTA DE TABELAS

Tabela 1.1 – Capacidade instalada de geração eólica no mundo	22
Tabela 1.2 – Aumento de capacidade de geração eólica em 2018	23
Tabela 2.1 - Pontos de conexão ($V \geq 230$ kV)	45
Tabela 2.2 - Pontos de conexão ($69 \text{ kV} \leq V < 230 \text{ kV}$)	45
Tabela 2.3 – Pontos de conexão ($1 \text{ kV} < V < 69 \text{ kV}$)	45
Tabela 2.4 – Faixas aplicadas ($V \leq 1 \text{ kV}$)	46
Tabela 2.5 – Terminologia para indicadores sobre harmônicos.....	48
Tabela 2.6 - Indicadores limites para distorções harmônicas (PRODIST).....	50
Tabela 2.7 - Limites globais inferiores para distorções harmônicas (ONS).....	50
Tabela 2.8- Limites individuais inferiores para distorções harmônicas (ONS)	50
Tabela 2.9 - Terminologia para indicadores de desequilíbrio	52
Tabela 2.10 - Limites para o desequilíbrio de tensão (PRODIST).....	53
Tabela 2.11 - Limites para o desequilíbrio de tensão (ONS)	53
Tabela 2.12 - Limites de distorção de corrente IEEE 519-2014 ($V \leq 69 \text{ kV}$).....	57
Tabela 2.13 - Limites de distorção de corrente IEEE 519-2014 ($69 < V \leq 138 \text{ kV}$).....	57
Tabela 3.1 - Características elétricas dos módulos.....	62
Tabela 3.2 - Configuração geral UFV 5 MW	64
Tabela 3.3 – Características do inversor Ingecon Sun 100 TL.....	65
Tabela 3.4 – Principais dados do transformador 0,44 / 13,8 kV	67
Tabela 3.5 – Principais dados do transformador 13,8 / 138 kV	68
Tabela 3.6 - Cabos BT (UFV)	68
Tabela 3.7 - Cabos MT (UFV)	69
Tabela 3.8 - Comprimento dos cabos (MT - UFV)	69
Tabela 3.9 - Parâmetros do alimentador (13,8 kV)	70

Tabela 3.10 - Parâmetros do alimentador (138 kV)	70
Tabela 3.11 – Principais dados de acoplamento em 138 kV	73
Tabela 4.1 - Relação entre a potência de curto circuito e a potência da instalação do agrupamento de GDs	83
Tabela 4.2 - Limites aplicáveis de distorção de corrente (IEEE 519-2014).....	84
Tabela 4.3 - Distorção de corrente injetada no PAC	84
Tabela 4.4 - Distorção de tensão no PAC.....	85
Tabela 4.5 – Distorção harmônica de tensão no ponto de conexão da fazenda fotovoltaica de 20 MW	88
Tabela 4.6 - Limites de distorção harmônica individuais de tensão aplicáveis.....	91

LISTA DE SIGLAS

ABEEólica – Associação Brasileira de Energia Eólica;
ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica;
BEN – Balanço Energético Anual;
CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica;
CEMIG – Companhia Energética de Minas Gerais
IEA – *International Energy Agency*;
MME – Ministério de Minas e Energia;
ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico;
PAC – Ponto de Acoplamento Comum;
PRODIST – Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional;
REN – Resolução Normativa;
SFG – Superintendência de Fiscalização de Serviços de Geração
SIN – Sistema Interligado Nacional;
SRD – Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição
TA – Tensão de Atendimento;
TL – Tensão de Leitura;
TR – Tensão de Referência
UFV – Central Geradora Fotovoltaica;
UHE – Usina Hidrelétrica.

CAPÍTULO 1 -

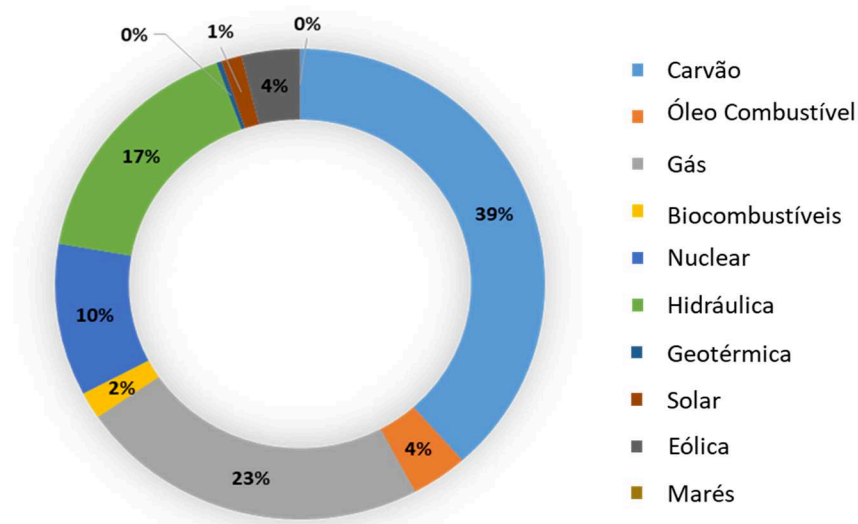
INTRODUÇÃO

1.1. CONSIDERAÇÕES GERAIS

O mundo como um todo tem enfrentado as mais diversas consequências das mudanças climáticas, tendo como fator principal destas mudanças, a busca pela diminuição da emissão de gases que causam o conhecido efeito estufa. Neste contexto, diversos países se comprometeram, através da assinatura de diferentes acordos, com a redução da emissão de gases de efeito estufa. Dentre estes acordos, pode-se destacar o Protocolo de Kyoto, assinado por 175 países, em 1997.

A Figura 1.1 mostra, para o ano de 2016, a geração de Energia Elétrica por fontes no mundo [1].

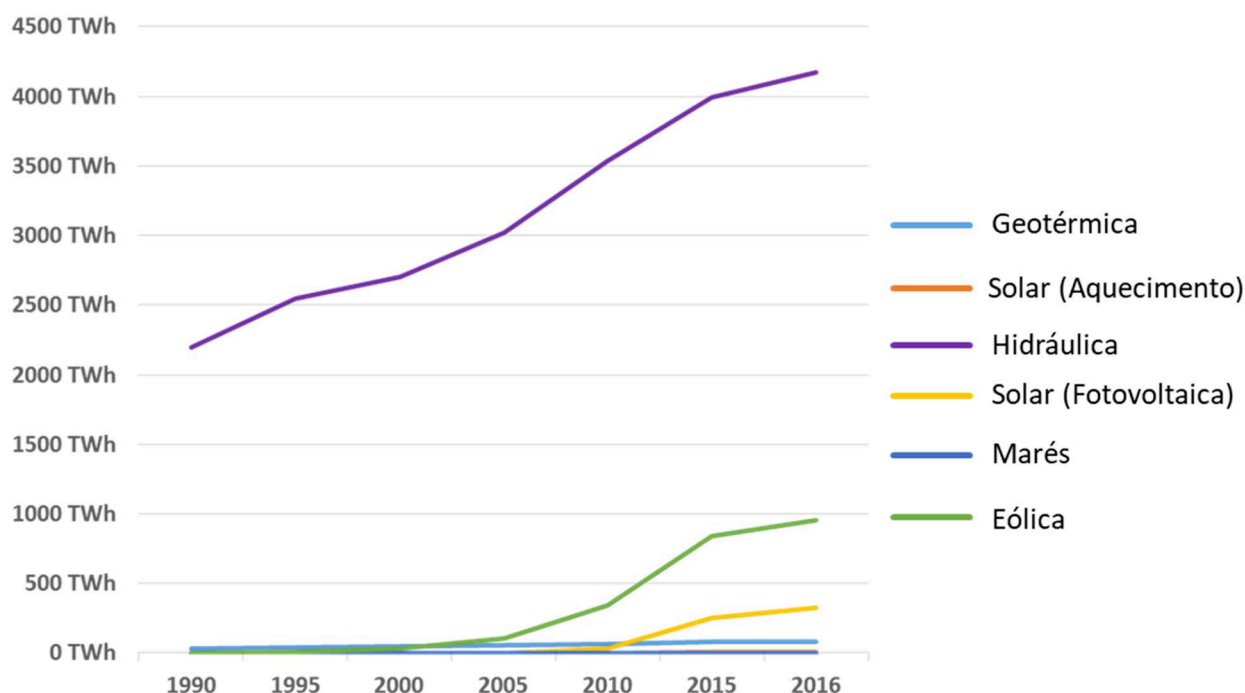
Figura 1.1 - Geração de energia por fontes (mundo)



Apesar de todos os esforços para a redução na emissão dos referidos gases, nota-se ainda a tímida participação das fontes renováveis na matriz energética mundial, onde, por sua vez, tem-se que somente a participação das fontes carvão, óleo combustível e gás somam aproximadamente 66% do total [1].

Ainda que a participação de renováveis na matriz energética, como um todo, seja, por hora, reduzida, observa-se um crescimento vertiginoso das mesmas na comparação com anos anteriores. No que se refere a matriz energética mundial, tendo-se como base [1], observa-se na Figura 1.2 o crescimento da participação de gerações renováveis na matriz energética mundial. Os dados apresentados têm como data base os anos compreendidos entre 1990 e 2016.

Figura 1.2 - Participação de renováveis na matriz energética



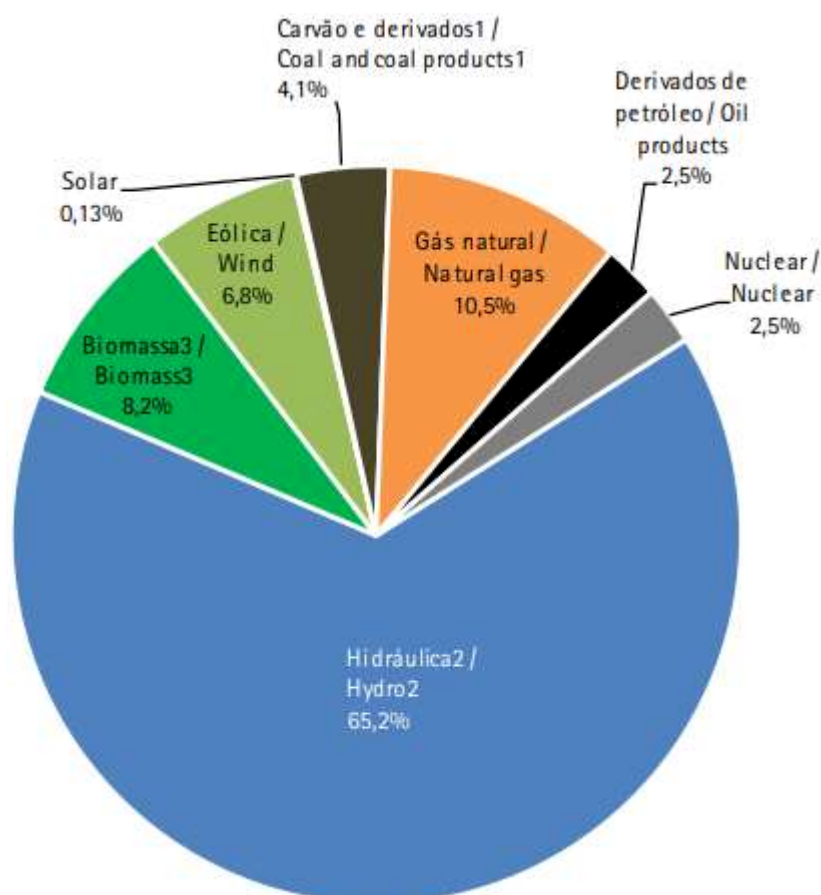
Tomando-se como exemplo a geração proveniente dos ventos, de 2010 a 2016 tem-se um crescimento de 821,6%, onde o consumo proveniente desta fonte saltou de 103.922 GWh, em 2005 para 957.964 GWh em 2016.

Destaca-se ainda, como outro exemplo de geração renovável, a geração solar fotovoltaica (FV). Tratando-se de geração FV, tem-se um incrível crescimento de 8.302,6% ao comparar-se o mesmo período utilizado na comparação anterior. Para este exemplo, tem-se um salto de 3.904 GWh em 2005, para a marca de 328.038 GWh em 2016.

Neste contexto, tratando-se de Brasil, ressalta-se que são disponibilizados anualmente dados oficiais pelo Ministério de Minas e Energia (MME). O relatório, conhecido como Balanço Energético Anual (BEN), disponibilizado no site do Ministério de Minas e Energia, tem sempre uma base de dados dos anos anteriores ao seu lançamento.

De acordo com [2], são expostos na Figura 1.3 a oferta interna de energia no Brasil advinda de cada fonte para o ano de 2018.

Figura 1.3 - Oferta interna de energia por fonte (BEN-2018)



Percebe-se que o Brasil seguiu os mesmos passos observados em termos globais. Ao analisar-se o BEN-2018, ano base 2017, a produção de energia eólica atingiu 42.373 GWh em 2017, enquanto no ano anterior foi atingida a marca de 33.489 GWh, representando, este, um crescimento de 26,5% [2].

Como destacado em [3], segundo a Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEEólica) em seu relatório anual de Energia Eólica, publicado em 2018, em diversos momentos do ano corrente, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), registrou seguidos recordes de Geração de Energia Eólica. Dentre estes, destaca-se o mais imponente, registrado no dia 12/09/2018, onde 13,98% da energia consumida no Sistema Interligado Nacional (SIN) vieram das fontes eólicas.

É destacado ainda, no relatório elaborado pela ABEEólica [3], a posição de destaque que o Brasil ocupa frente aos outros países quando trata-se de Energia Eólica. Dentre os indicadores analisados, fazendo-se referência a Capacidade Eólica acumulada no ano de 2018, o Brasil manteve a 8ª colocação no ranking mundial. Sendo o mesmo, apresentado na Tabela 1.1.

Tabela 1.1 – Capacidade instalada de geração eólica no mundo

PAÍS	CAPACIDADE (MW)
CHINA	211.392
EUA	96.812
ALEMANHA	59.312
ÍNDIA	35.129
ESPANHA	25.531
REINO UNIDO	20.964
FRANÇA	15.309
BRASIL	14.707
CANADÁ	12.816
ITÁLIA	9.959

Tratando-se do aumento da capacidade instalada no ano, o Brasil ocupa a 5ª posição no ranking, sendo esta uma posição acima do apurado no ranking de 2017, segundo a ABEEólica [3].

Tabela 1.2 – Aumento de capacidade de geração eólica em 2018

PAÍS	CAPACIDADE (MW)
CHINA	23.000
EUA	7.588
ALEMANHA	3.371
ÍNDIA	2.191
BRASIL	1.939
REINO UNIDO	1.901
FRANÇA	1.565
MÉXICO	929
SUÉCIA	720
CANADA	566

Dentre os fatores responsáveis pela crescente participação de renováveis na matriz energética brasileira é possível destacar-se alguns pontos importantes, os quais serão destacados na sequência.

O desenvolvimento da tecnologia de geração em nível mundial, tratando-se de energia eólica, o citado desenvolvimento trouxe por exemplo a criação de novos patamares de turbinas eólicas, com tamanho e potência bem maiores do que os até então empregados. Em decorrência do tamanho das torres e pás, as quais sofreram significativo aumento de tamanho, assim como o desenvolvimento o amadurecimento das tecnologias de geração, segundo dados da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) em conjunto com o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, o potencial eólico brasileiro foi estimado em 880 GW, segundo o Atlas do Potencial Eólico Brasileiro de 2017 [4].

Para se ter um balizamento comparativo, segundo o Boletim de Informações Gerenciais divulgado pela própria ANEEL sobre a geração do primeiro trimestre de 2019, a maior participação na matriz existente hoje vem das Usina Hidrelétricas de Energia – UHE, que tem capacidade instalada de 98,58 GW [5].

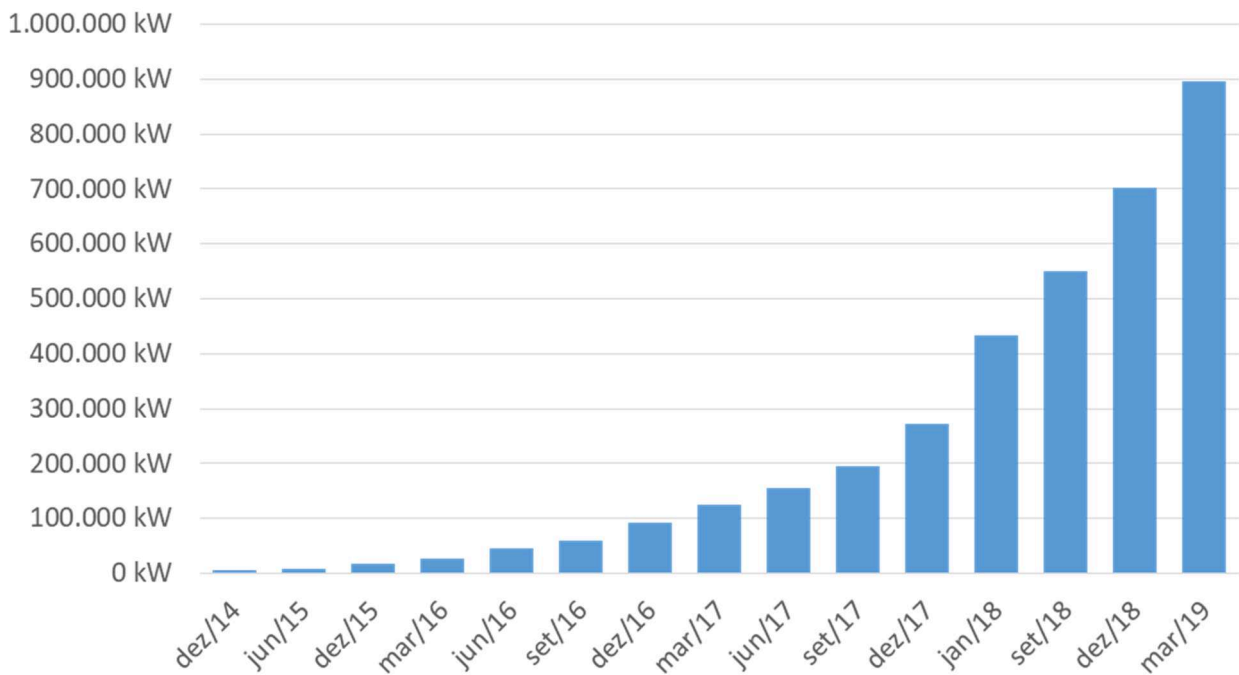
Todavia, tendo-se como referência as fontes eólica e fotovoltaica, acrescidas ainda da biomassa, não teriam espaço para o seu desenvolvimento e participação na matriz energética caso não houvessem massivos incentivos e condições especiais para a sua tratativa em questão, visando exclusivamente fatores econômicos.

Uma série de fatores contribuíram tanto com o desenvolvimento da tecnologia de geração em si, como também para que estas tecnologias se tornassem rentáveis. Dentre elas, destaca-se a primeira Lei nº 9.478 de 6 de agosto de 1997 que decorreu sobre a proteção do meio ambiente, a conservação de energia e sobre o aproveitamento de fontes alternativas de energia. Sobre este precedente, a Lei nº 10.438 de 2002 instituiu o programa de incentivo as fontes alternativas de energia elétrica (PROINFA), o qual ganhou peso a partir de 2007 devido a ampliação dos incentivos.

Neste tocante, além dos incentivos já mencionados, percebeu-se que as fontes alternativas de energia deveriam receber algum diferencial, visto que sua geração de energia possui baixo ou quase nenhum impacto sobre o meio ambiente. A partir das discussões iniciadas ao fim dos anos 90, definiu-se que este diferencial seria dado em forma de incentivo de desconto na Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) e na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD). Estas tarifas são pagas por todos os consumidores (regulados, especiais e livres), além das empresas de geração de energia. Atualmente para as fontes eólica, solar e biomassa os descontos na TUSD e TUST não podem ser inferior a 50%, sendo este percentual definido de acordo com a capacidade instalada e demais critérios aplicáveis a cada instalação [6].

Observando-se o setor de Geração Solar Fotovoltáica, é possível notar movimento semelhante ao descrito para a Geração Eólica. Segundo a ANEEL, por meio de seu Boletim de Informações Gerenciais, do primeiro trimestre do ano de 2019, a Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição – SRD contabilizou no país um acréscimo de potência segundo gráfico da Figura 1.4 [5]. Tal levantamento se refere tão somente à geração distribuída (GD) de energia, a qual será melhor caracterizada na sequência.

Figura 1.4 - Expansão da geração distribuída



Para a Geração Solar Fotovoltáica sua expansão nos últimos anos no Brasil, deve-se a fatores distintos. Enquanto a tecnologia por si só avançou de forma valorosa, nosso sistema regulatório atingiu certa maturidade. Combinados os dois fatores, tanto o barateamento da tecnologia do sistema quanto uma série de incentivos, como descontos na TUSD e TUST, financiamentos e outros, a instalação do sistemas se tornou rentável.

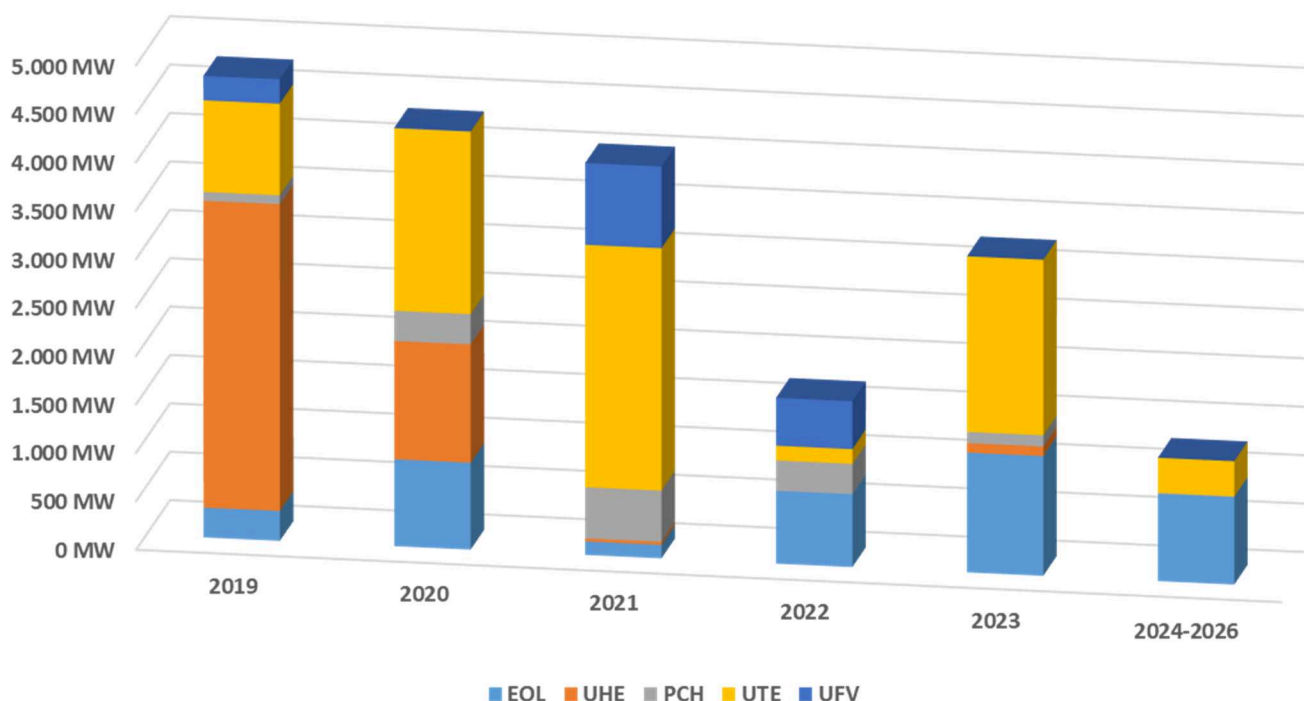
Dentro do ambiente regulatório, algumas marcas atingidas devem ser ressaltadas. Dentre elas, tem-se: A Resolução Normativa (REN) 482/2012 que estabeleceu as condições gerais para mini e microgeração e criou um sistema de compensação de energia (net metering), caso haja excesso de geração e em consequência exporte de energia para a rede. Posteriormente, tem-se a REN 687/2015 que é vista como uma evolução da REN 482/2012, os principais pontos nesta Resolução são o autoconsumo remoto, a compensação de forma conjunta para condomínios e o possível estabelecimento de consorcios ou cooperativas para que haja a compensação de faturas conjuntas [7].

Por fim, para a Geração Distribuída de grande porte, a portaria 538/2015 estabelece Valores de Referência Específicos (VREs), as quais definem a remuneração que deve ser paga pela distribuidora ao gerador pela energia injetada na rede. A portaria instituiu também o Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica (ProGD), que tem por objetivo, incentivar no país uma tendência internacional: a expansão da geração distribuída em residências, indústrias, comércios, escolas técnicas e universidades além de edifícios públicos [7].

Dados os panoramas ora colocados, fica evidente a evolução exponencial a que as tecnologias de geração vem sofrendo, migrando de gerações baseadas em combustíveis fósseis para gerações por fontes limpas, ou ainda menos poluentes, as quais tendem, de uma forma geral, deixarem de ser centralizadas em locais remotos e partirem para uma localização mais próxima aos consumidores.

A Figura 1.5, publicada pela ANEEL em seu Relatório de Acompanhamento de Implantação de Empreendimentos de Geração, através da Superintendência de Fiscalização de Serviços de Geração – SFG, destaca a previsão de entrada em operação de novas usinas [8] na matriz energética brasileira.

Figura 1.5 - Entrada em operação de novas usinas



Exposto o breve histórico acerca das fontes renováveis não convencionais de energia, além do conciso panorama que expressa veementemente a necessidade e real expansão do parque de energias renováveis que ocorre no país e no mundo, é necessário conceituar-se também sobre os desafios e particularidades a serem enfrentados com o acréscimo desta geração, tanto nas redes de transmissão como nas redes de distribuição como um todo.

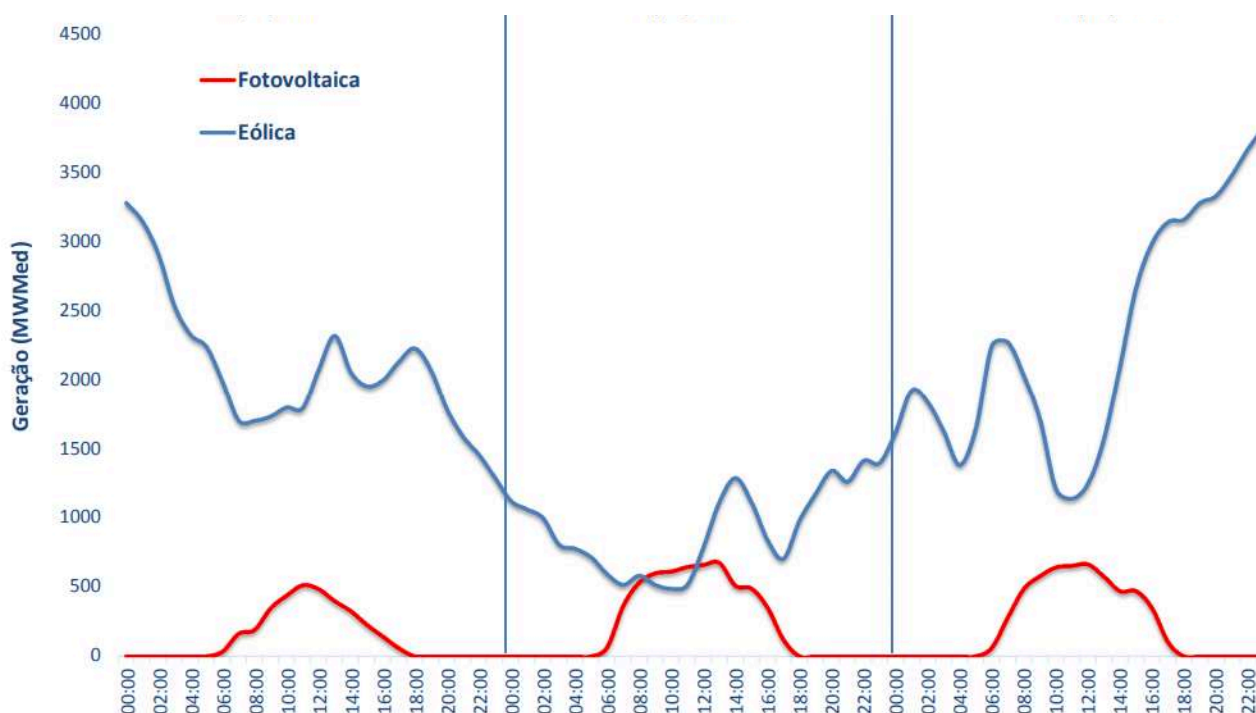
No Brasil, a maior parte da energia consumida vem de fontes chamadas despacháveis. Segundo [9], uma fonte é considerada quanto a sua despachabilidade quanto maior for a velocidade de ajuste de seu patamar de geração sem que haja restrições associadas a disponibilidade de seu insumo energético primário. As fontes renováveis por sua vez, principalmente eólica e solar são extremamente intermitentes, já que por sua característica intrínseca de geração dependem exclusivamente da fonte primária de energia, não tendo nenhum tipo de estocagem de fonte primária de energia. Ela também são chamadas de fontes prioritárias, pois se houve geração, a mesma deve, via de regra, ser despachada para o sistema elétrico nacional.

Uma vez que a geração parta cada vez mais de fontes renováveis intermitentes de energia, para a mitigação de indesejáveis variações abruptas de potência injetada no SIN, são necessárias fontes com alta disponibilidade e que tenham a característica de rápida entrada em funcionamento, para que o operador consiga alcançar um balanço energético positivo e evitar quaisquer tipo de desligamento.

Tal problema poderá futuramente ser resolvido também com o avanço tecnológico no armazenamento de energia em baterias e supercapacitores conectadas a rede, a disposição do operador. Existem outras alternativas para este tratamento como por exemplo os reservatório de regularização ou ainda novas UTEs ou Usinas Nucleares.

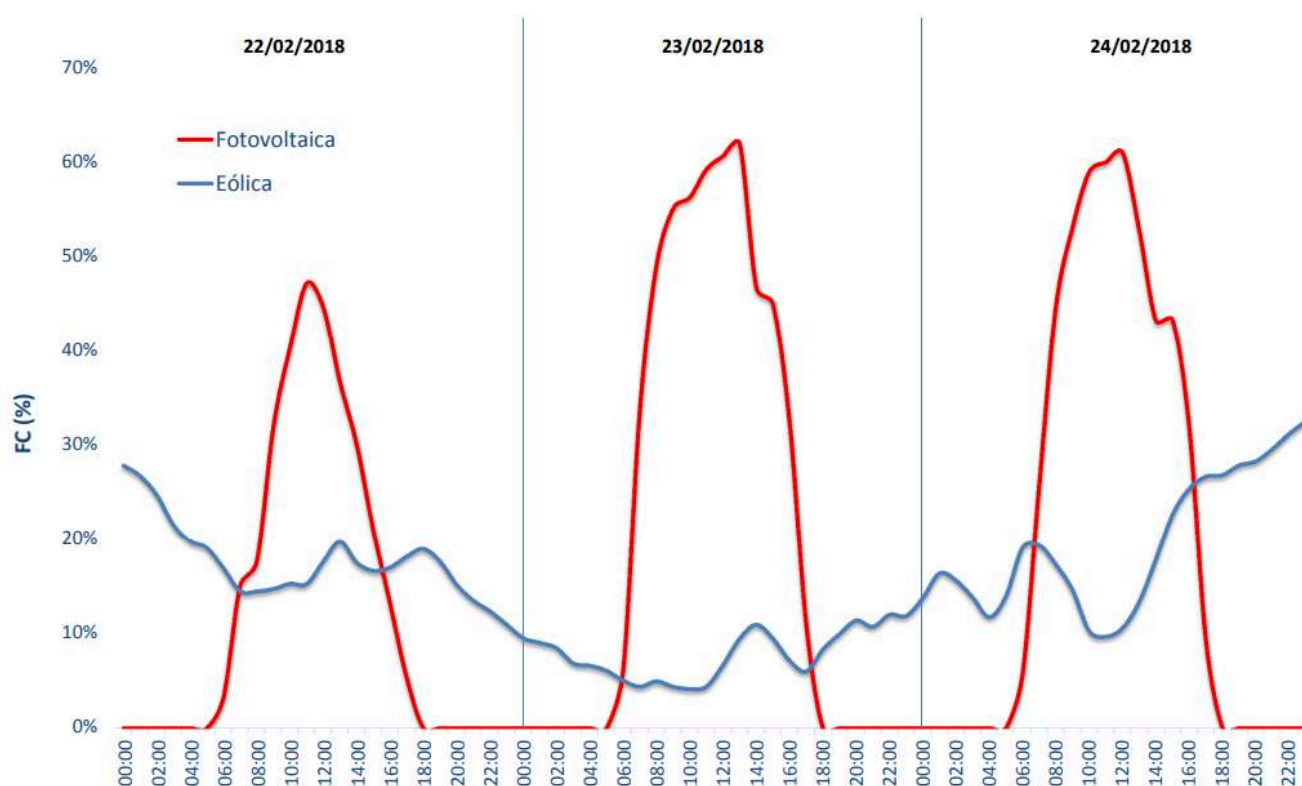
A título de exemplo da intermitência das fontes citadas anteriormente, foi apresentado pelo ONS, no Plano da Operação Energética de 2018 (PEN 2018), o qual tem a visão dos próximos 04 anos (2018-2022), Figura 1.6, a qual evidencia a produção diária em MW Médio das fontes eólica e fotovoltaica para os dias 22, 23 e 24 de fevereiro de 2018, evidenciando-se a peculiaridade da intermitência de fontes não despacháveis.

Figura 1.6 - Intermitência de fontes renováveis



Outro dado interessante divulgado pelo órgão na mesma apresentação, refere-se ao mesmo período, o Fator de Capacidade de Geração (FC) das fontes eólica e fotovoltaica. A formulação de tal indicador é dada pela proporção entre a produção efetiva da usina ou conjunto das mesmas durante um período de tempo e a capacidade total da unidade/conjunto neste mesmo período de tempo, evidenciando-se assim quanto do montante total foi efetivamente utilizado. O comportamento do FC é apresentado na Figura 1.7.

Figura 1.7 - Fator de capacidade (fontes eólica e fotovoltaica)



O gráfico apresentado na Figura 1.7 evidencia, em dias específicos do ano de 2018, uma verificação dos fatores de capacidade eólico e solar, ilustrando-se, assim, a grande variação desta geração dentro de um curto espaço de tempo. Vale, nestes termos, ressaltar que a figura escolhida não tem por objetivo demonstrar o rendimento destas fontes de energia.

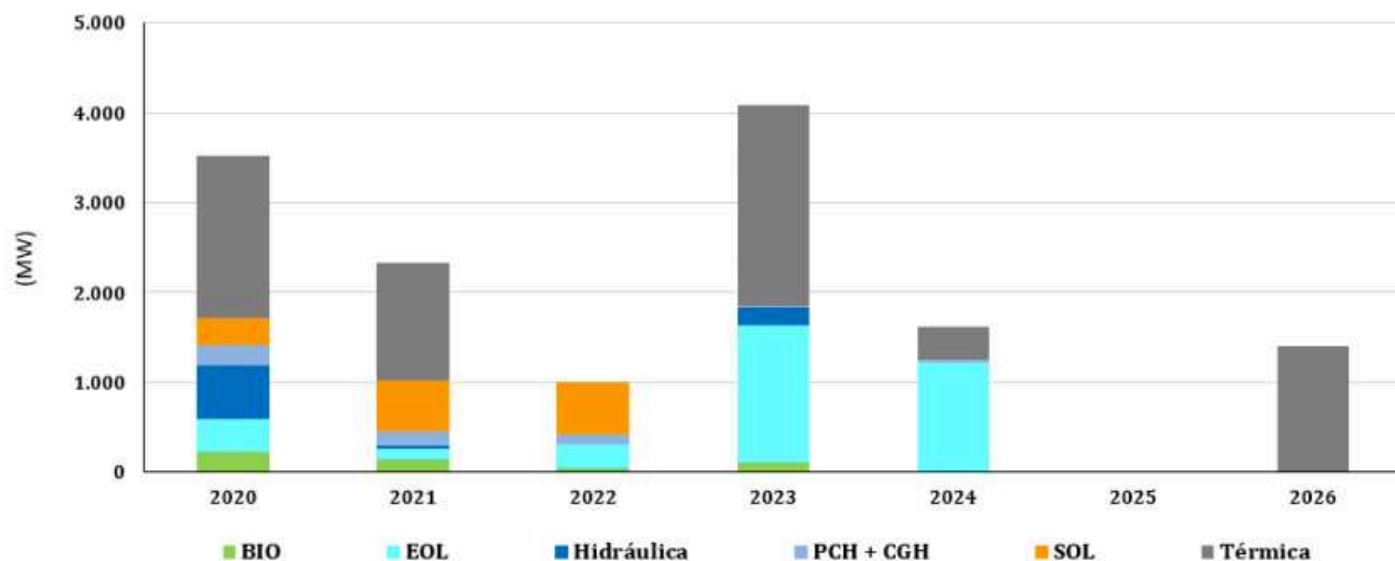
Entretanto, tratando-se mais especificamente do fator de capacidade eólico, é possível se observar um fator de capacidade, em grande parte do período anteriormente mostrado, próximo da média mundial, estimada em 27% [10], porém, é necessário ponderar-se sobre este aspecto. Nota-se que as evidências foram registradas no mês de fevereiro, distante do mês de setembro, onde se tem a maior incidência dos ventos na região nordeste que tem a maior concentração de parques eólicos no país. A título de exemplo, segundo o Boletim Mensal de Geração Eólica do ONS, no mês de setembro de 2019, em diversos conjuntos geradores, o fator de capacidade verificado ultrapassou a casa dos 70% [11], mostrando assim o potencial gigantesco do país frente a este tipo de geração.

Tratando-se da geração solar fotovoltaica, segundo o Boletim Mensal de Geração Eólica do ONS, em abril de 2018 o fator de capacidade médio das instalações do SIN variava em torno de 21% [12]. Para esta geração solar a apuração torna-se mais complexa, visto que apesar das variações sazonais serem de menor discrepância, a existência ou não de sistemas trackers (rastreamento) na instalação podem mudar de forma significativa o resultado.

Visto que a matriz brasileira historicamente teve como base as gerações hídricas e térmicas, as quais têm despachos controláveis (tanto a programação de geração quanto a operação do sistema sempre tiveram características inertes), fica evidente e justificada as preocupações dos órgãos reguladores frente a expansão de fontes não despacháveis no sistema. Assim, neste novo contexto, mostra-se necessário um rigoroso e ágil sistema de monitoramento e controle para manutenção da estabilidade do sistema elétrico em cenários contendo fortes dinâmicas da geração, a depender do percentual de inserção de novas fontes no SIN, a se destacar as fontes eólica e fotovoltaica.

Extrapolando-se as linhas de pensamento para um futuro relativamente próximo ao se tratar de um setor de infraestrutura básica, a EPE, traz através do Plano Decenal de Expansão de Energia 2029, uma estimativa de incremento da capacidade instalada para as mais diversas fontes. Vale ressaltar que a Figura 1.8 elenca os casos de gerações já contratadas até o ano de 2019, contendo gerações centralizadas e distribuídas [13].

Figura 1.8 - Incremento da capacidade de geração contratada até 2019



Pode-se observar a tendência de grande crescimento de fontes renováveis não despacháveis, o que corrobora com o cerne da contextualização até então apresentada neste capítulo.

1.2. MOTIVAÇÃO DO TRABALHO

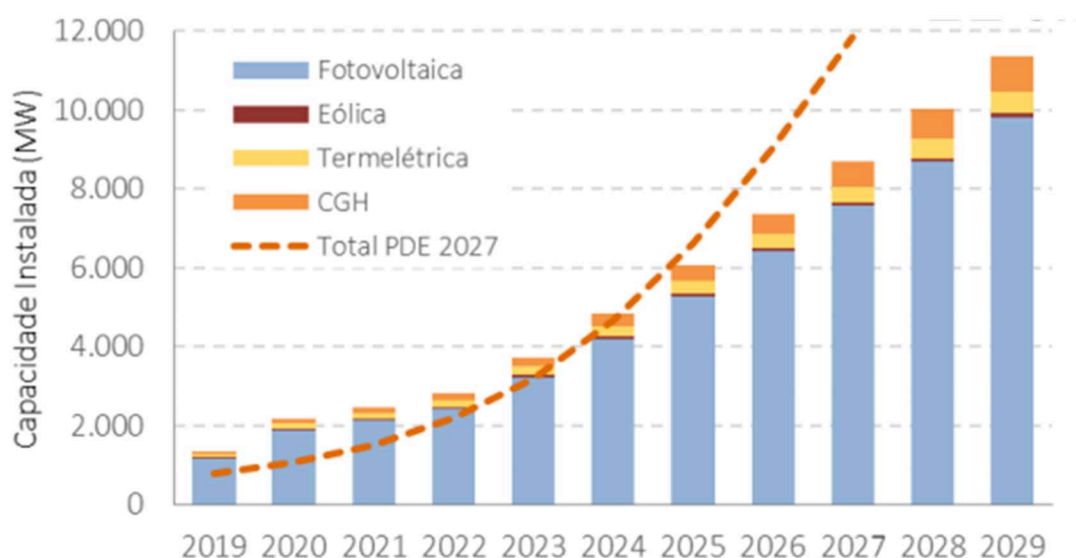
Como discorrido nas considerações gerais, observa-se durante os últimos anos um aumento exponencial na participação de renováveis na matriz energética nacional e mundial. Diante deste contexto, particularizando-se ainda mais o caso exposto, tem-se ainda um grande desenvolvimento das chamadas Gerações Distribuídas do tipo minigeração e microgeração, as quais têm diversas facilidades de acesso à rede quando comparadas as gerações convencionais.

Neste tocante, observa-se ainda que impulsionados pelos mais diversos fatores como financiamentos, barateamento de tecnologia, etc., espera-se um crescimento significativo da participação de GDs na matriz de geração, fato este que de certa forma, por se tratar de uma geração não despachável e de tecnologia pouco explorada, traz preocupações aos órgãos regulamentadores.

Tratando-se da esfera regulatória acerca do tema, observa-se ainda certa divergência entre os órgãos reguladores, principalmente no se tratar aos estudos de acesso à rede, com destaque para gerações distribuídas de grande porte. Tais gerações são embasadas, atualmente em nosso país, em conversão fotovoltaica de energia.

Segundo o Plano Decenal de Expansão de Energia 2029, a projeção para os próximos dez anos de conexões de gerações do tipo Micro e Minigeração distribuídas é exposto segundo a Figura 1.9.

Figura 1.9 - Projeção da capacidade instalada da micro e minigeração distribuída



Diante do exposto onde se tem a grande presença de diferentes tipos de geração e seu crescimento esperado de forma expressiva, o presente trabalho busca expor as particularidades regulatórias para o acesso à rede divididos em dois casos base: um empreendimento de geração fotovoltaica concentrada de potência 20 MW, e quatro empreendimentos de geração distribuída do tipo minigeração fotovoltaica de 5 MW cada, totalizando os mesmos 20 MW. Podendo, assim, enaltecer as possíveis contradições encontradas nos estudos de acesso voltados a qualidade da energia, haja vista que na primeira condição a se depender do ponto de conexão pode-se aplicar as normas de acesso

estabelecidas pelo ONS (geração centrada), enquanto na segunda situação tem-se um enquadramento na resolução de geração distribuída da ANEEL.

Ressalta-se ainda que uma geração deste montante (20 MW), sendo considerada como um único empreendimento, deverá recorrer aos normativos de conexão do ONS quando o ponto de conexão possuir influência sobre o SIN, caso este em que a rede de propriedade da distribuidora será considerada como DIT (Demais Instalações de Transmissão). Estes normativos são pertinentes ainda caso o acessante, motivado pela proximidade da rede ou outros motivadores tenha o interesse em se conectar na Rede Básica.

Para formas de conexão diretamente a rede da distribuidora sem interferência na rede básica, os normativos pertinentes a forma de conexão, prazos, custos e etc são expostos no módulo 3 do PRODIST, intitulado Acesso ao Sistema de Distribuição [14].

1.3. OBJETIVOS

Os objetivos diretos buscados com o presente trabalho podem ser definidos como sendo:

- Elaboração do estado da arte e exposição de nuances acerca das tecnologias de geração e sua participação na matriz energética;
- Definição dos tipos de geração e seu enquadramento frente aos órgãos reguladores;
- Modelagem de uma fazenda solar fotovoltaica de característica reais de potência de 5 MW e do sistema de distribuição, localizados em Uberlândia-MG;
- Extrapolação da modelagem da fazenda fotovoltaica afim da realização dos estudos de casos pertinentes e necessários ao foco investigativo deste trabalho dissertativo;
- Realização de estudo de caso comparando-se os dois tipos de geração e suas particularidades no que tange à conexão à rede centrado em aspectos de qualidade da energia.

1.4. ORGANIZAÇÃO DO DOCUMENTO DISSERTATIVO

Esta dissertação encontra-se dividida em cinco capítulos, o tema cerne de cada um destes pode ser resumido segundo sinopse a seguir:

O **Capítulo 1** aborda uma discussão geral acerca do tema, abrangendo gerações centralizadas e distribuídas no Brasil e no mundo, trazendo ainda características específicas acerca da geração eólica e fotovoltaica. Além disso, o capítulo trata ainda sobre aspectos gerais do trabalho, como motivação, objetivos e estruturação.

O **Capítulo 2** traz uma conceituação dos tipos de geração existentes e sua classificação perante os órgãos reguladores. São abordados, ainda, os fenômenos relacionados a qualidade da energia aplicáveis, bem como as normas de acesso à rede.

No **Capítulo 3** é mostrada a implementação computacional da Usina Fotovoltaica (UFV) de 5 MW e do agrupamento de 20 MW, são detalhados também os pontos de conexão, assim como as particularidades de cada equipamento (painel fotovoltaico, inversor, cabos, transformadores, etc.).

O **Capítulo 4** traz a comparação entre os resultados obtidos a partir do caso base mostrado do Capítulo 3, expandindo-se a geração para 20 MW como Geração Distribuída, e a observação do resultado desta expansão a partir da ótica utilizada para a análise de gerações concentradas.

Por fim, o **Capítulo 5** traz um condensado dos resultados e explana sobre o trabalho em geral e sobre as possíveis causas dos resultados encontrados. Este capítulo traz ainda as perspectivas sobre trabalhos futuros relacionados ao tema.

CAPÍTULO 2 -

CONCEITOS GERAIS DE GERAÇÃO CENTRALIZADA E DISTRIBUÍDA E NORMAS DE ACESSO À REDE

O Capítulo em questão busca, num primeiro momento, a apresentação das definições dos tipos de geração presentes no Brasil assim como a classificação aplicável perante a órgãos reguladores. Posteriormente, serão definidos os fenômenos relacionados a Qualidade da Energia, assim como a normatização vigente referente a cada um destes. Tem-se, ainda, a definição da normatização de acordo com o tipo de geração e modo de conexão com a rede, podendo a mesmo ser definida como Geração Centralizada, sendo esta amplamente estudada e tendo impactos muito bem definidos pela literatura, ou Geração Distribuída, sendo este um modelo relativamente novo de conexão quando tratamos da modalidade mini e microgeração.

Na matriz energética brasileira existe uma grande variedade de fontes renováveis de energia elétrica, a saber: fontes hídricas, biomassa, eólica, fotovoltaica, fontes das marés, geotermias, termo solar, lixívia utilizada na cogeração pela indústria da celulose, cavaco e carvão vegetal também utilizados na cogeração. Tendo em mente que as mais tradicionais, no país, são a hidrelétrica e a biomassa, estas serão tratadas, neste documento, como fontes renováveis convencionais. Por outro lado, as fontes eólicas e fotovoltaicas, que são o foco deste trabalho dissertativo, serão tratadas por fontes renováveis não convencionais. Neste sentido terminológico, podemos também indicar as fontes eólicas e fotovoltaicas como sendo fontes não despacháveis de energia, dado as suas peculiaridades de geração.

Na sequência, tem-se uma melhor definição dos dois tipos de geração de energia anteriormente destacados, a saber: Geração Distribuída e Geração Centralizada.

2.1. TIPOS DE GERAÇÃO E NORMATIZAÇÃO PERTINENTE

Para a geração distribuída de energia observou-se, nos últimos anos, um crescimento vertiginoso, sendo o mesmo justificado devido a diversos incentivos governamentais. Tais incentivos podem ser assim enumerados: linhas de financiamentos, isenção de impostos, subsídios de estados, criação de sistema de compensação de energia, avanços tecnológicos e, conseqüente, barateamento da mesma, além do amadurecimento da consciência ambiental da população.

A definição de Geração Distribuída é dada pela ANEEL, por meio do Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico [15], como: *“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. Terminologia usada para um conjunto de tecnologias de geração elétrica eficiente e de porte reduzido, de equipamentos de controle e de armazenamento de eletricidade que aproximam a geração elétrica do consumidor”*.

A Figura 1.4, exposta no Capítulo 1, já mostrou o exponencial crescimento da Geração Distribuída (GD) no país e, recentemente, em 11/06/2019, segundo dados da ANEEL, o país alcançou a marca de 1 GW de potência instalada, sendo a fonte primária mais utilizada para tal, a solar fotovoltaica, com 82,6 mil unidades e cerca de 870 MW instalados. Em segunda posição tem-se as PCHs, totalizando 81,3 MW com 86 usinas. Na atualidade, abril de 2020, tem-se uma GD fotovoltaica no Brasil de 2.460 MW instalados, segundo dados da própria ANEEL [16].

Tratando-se sobre a geração concentrada, encontra-se através do Submódulo 26.2 do ONS, intitulado “Critérios para Classificação da Modalidade de Operação de Usinas” [17], uma espécie de classificação, onde se é possível determinar se as usinas serão ou não despachadas centralizadamente.

Neste contexto, o ONS classifica as usinas com diferentes modalidades, podendo ser: Tipo I, Tipo II-A, Tipo II-B, Tipo II-C, Tipo III, sendo esta classificação baseada na ordem de importância para o SIN ou Sistema Isolado. A definição, segundo descrição do próprio ONS, é dado por [17] e encontra-se na sequência esmiuçada.

Modalidade Tipo I:

- *Usinas conectadas na rede básica – independente da potência líquida injetada no SIN e da natureza da fonte primária e que afetem a operação eletroenergética. Para critérios elétricos deverão ser considerados os impactos na segurança da rede de operação segundo os aspectos de controle de tensão, controle de carregamento em equipamentos e limites de transmissão sistêmicos; ou*
- *Usinas conectadas fora da rede básica cuja máxima potência líquida injetada no SIN contribua para minimizar problemas operativos e proporcionar maior segurança para a rede de operação.”*

Modalidade Tipo II-A:

- *Usinas Térmicas – UTEs que têm Custo Variável Unitário – CVU declarado e que são despachadas por ordem de mérito; ou*
- *Usinas Hidráulicas – UHEs com potências maiores que 30 MW e que não causam impactos na Rede de Operação.*

Modalidade Tipo II-B:

- *Usinas para as quais se identifica a necessidade de informações ao ONS, para possibilitar a sua representação individualizada nos processos de planejamento e programação da operação, e eventualmente na operação em tempo real, normatização e pré-operação.*
- *Usinas cujo reservatório impacta na operação de usinas classificadas como Tipo I.*
- *Usinas que em função das características da fonte primária de geração, apresentam limitações que impedem o atendimento ao despacho centralizado de forma sistemática, tais como: PCH, biomassa, cogeração, eólica e fotovoltaica.*

Modalidade Tipo II-C:

- *Usinas que constituírem um Conjunto de Usinas, que embora individualmente não impactam a operação do SIN, mas quando analisadas em conjunto com outras usinas que compartilham o mesmo ponto de conexão, totalizam uma injeção de potência significativa em uma determinada subestação do SIN.*

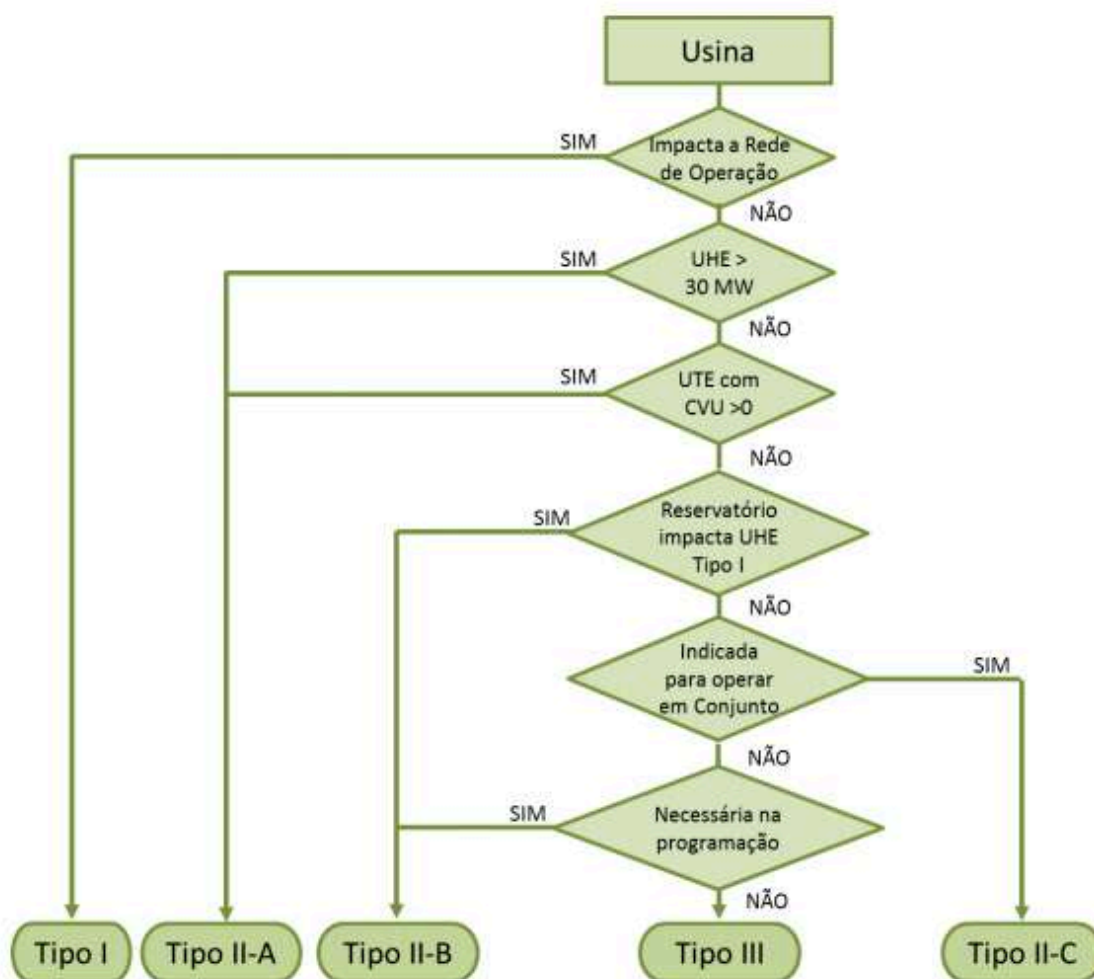
Modalidade Tipo III:

- *Usinas conectadas fora da rede básica, que não causam impactos na operação eletroenergética do SIN.*
- *Empreendimentos de autoprodução conectados na rede básica, cuja demanda seja permanentemente maior que a geração.*

Uma forma facilitadora da classificação ora apresentada é exposta no diagrama da Figura 2.1.

Vale destacar ainda que as usinas classificadas como Tipo III são as únicas que não tem relacionamento operacional junto ao ONS. Entretanto, caso estas possuam relacionamento com a CCEE ainda deverão atender os requisitos do Módulo 12, os quais trata sobre os sistemas de medição para faturamento.

Figura 2.1 - Fluxograma para avaliação da modalidade de operação de usinas



Detalhados os tipos de geração, suas principais fontes e relacionamento operacional, pode-se então partir para a definição das normas e conceitos que regem cada uma delas.

2.1.1. Geração Centralizada

Por meio da Lei nº 9.427/1996 definiu-se como atribuição da ANEEL implementar as políticas e diretrizes do governo federal para a exploração da energia elétrica. Neste âmbito, tratando-se com maior enfoque as características da geração, a ANEEL promove leilões que visam o aproveitamento dos mais diversos tipos de geração, podendo ser os mesmos proveniente de fontes renováveis ou não.

Uma vez leiloados, cabe ao agente responsável as tratativas para o acesso à rede deste empreendimento. Devido, geralmente, se tratar de empreendimentos de potência instalada relevante e seu ponto de conexão pertencer à rede básica ou rede de supervisão, os agentes devem recorrer ao ONS para as tratativas acerca do acesso da geração ao SIN.

Dentre os inúmeros requisitos que as instalações devem cumprir para integrar o SIN (licença ambiental, contratos jurídicos, telecomunicação, supervisão, etc), focar-se-á então sobre os requisitos necessários voltados para a qualidade da energia, tema cerne deste trabalho. Neste contexto, a nota técnica ONS NT 009/2016 VER. 02, intitulada “Instruções para Realização de Estudos e Medições de QEE Relacionados aos Acessos à Rede Básica ou Barramentos de Fronteira com a Rede Básica para Parques Eólicos, Solares, Consumidores Livres e Distribuidoras” [18], expõe os diversos nuances para as avaliações de qualidade da energia neste âmbito, todavia com foco em acesso de sistemas não lineares.

Para a conexão dos mais diversos tipos de agentes, a nota técnica propõe, quando da avaliação dos critérios vinculados à QEE, o uso dos softwares ANAREDE e HARMZS, ambos do CEPEL (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica). Após a modelagem dos equipamentos do SIN, com dados disponibilizados pelo próprio ONS, e modelagem da rede interna do empreendimento, é aplicado uma gama de degradações à rede externa ao empreendimento de modo a obter o chamado Lugar Geométrico (LG) das impedâncias do sistema elétrico a partir do ponto de conexão.

O LG consiste em um plano complexo X por R visto a partir do PAC. Assim, aplicando-se as correntes harmônicas certificadas através de um equivalente de Norton, poder-se-á definir uma série de tensões harmônicas no

PAC, as quais serão encontradas caso haja quaisquer das contingências contempladas na montagem do plano. Ressalta-se que as chamadas correntes harmônicas certificadas são aquelas fornecidas pelos fabricantes dos aerogeradores ou inversores fotovoltaicos para condições variadas de injeção de potência. Já as tensões harmônicas encontradas deverão, por sua vez, estar de acordo com os limites preestabelecidos por norma específica do ONS, conforme neste capítulo apresentada. E, caso os resultados das tensões não estejam dentro dos limites pré-estabelecidos, métodos de mitigação harmônica deverão ser propostos de forma a mitigar tal estrapolação apontada nos estudos iniciais de acesso.

2.1.2. Geração Distribuída

Além da definição de Geração Distribuída mostrada anteriormente, encontra-se ainda, no ambiente regulatório diversas outras definições de GD, diferenciadas por uma grande diversidade de características, como por exemplo potência instalada, rede a ser conectada, proximidade ao consumidor final dentre outras características a se depender do órgão regulador e do país alvo de estudo.

A definição de GD no Brasil, mostra-se um tanto quanto confusa ao se observar a definição dada pela ANEEL no Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico [14], para esta declaração não há um esclarecimento do termo GD referente a potência, local de instalação, despachabilidade e operabilidade. Desta forma, os mais diversos tipos de geração são considerados Geração Distribuída, dentre eles os cogeneradores, geradores que usam como fonte de energia resíduos de processo, fotovoltaicos, PCHs e etc.

Como exemplo da definição imprecisa de GD no ambiente regulatório brasileiro, tem-se a definição dada pelo Decreto Nº 5.163, de 30 de julho de 2004 [19]:

“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, exceto aquela proveniente de empreendimento:

I - hidrelétrico com capacidade instalada superior a 30 MW; e

II - termelétrico, inclusive de cogeração, com eficiência energética inferior a setenta e cinco por cento, conforme regulação da ANEEL, a ser estabelecida até dezembro de 2004.”

Por sua vez ao se tratar de Geração Distribuída dos tipos mini e microgeração existe uma melhor e mais completa explicação sobre o tema, neste contexto é necessário que para cada uma das instalações seja feita a classificação correta segundo as normas existentes. Para tal classificação tem-se na a seguir as Resoluções Normativas da ANEEL pertinentes. Atualmente, as normas vigentes que definiam a mini e microgeração são a Resolução Normativa Nº 482, publicada em 17 de abril de 2012 (REN-482/12) [20] em conjunto com a Resolução Normativa Nº 687, publicada em 24 de novembro de 2015 (REN-687/15) [21].

Este conjunto de normas definem a mini e microgeração como sendo:

- *“I - microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;”*
- *“II - minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5MW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;”*

Para que se tenha um completo entendimento sobre as diretrizes expostas acima, é necessário que se conheça o termo Cogeração Qualificada, sendo este definido pela Resolução Normativa Nº 235, publicada em 14 de novembro de 2006 (REN-235/06) [22]. A REN-235/06 define que:

- *“I – Cogeração: processo operado numa instalação específica para fins da produção combinada das utilidades calor e energia mecânica, esta geralmente convertida total ou parcialmente em energia elétrica, a partir da energia disponibilizada por uma fonte primária...”*
- *“II - Cogeração qualificada: atributo concedido a cogeradores que atendem os requisitos definidos nesta Resolução, segundo aspectos de racionalidade energética, para fins de participação nas políticas de incentivo à cogeração;”*

Neste tocante, este conjunto de normas define todos os aspectos e caracterizações, sistema de compensação de créditos, detalhes quanto a prazos e formas de conexão, as formas de medição de energia e demais aspectos regulatórios sobre a temáticas.

Muitos avanços foram requeridos com o amadurecimento da Geração Distribuída e sua respectiva conexão ao sistema de distribuição brasileiro, culminando assim na publicação de uma nova Resolução Normativa, três anos após a publicação da primeira, alterando e incluindo certos pontos na normatização vigente.

Dentre os diversos pontos trazidos pela REN-687/15, destaca-se a regulamentação dos empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras como condomínios, a geração compartilhada, onde uma reunião de consumidores poderá ter a energia compensada por sua geração e, destaca-se também, a definição do autoconsumo remoto, onde uma mesma pessoa jurídica ou pessoa física pode compensar sua energia em locais diferentes a partir de uma microgeração ou minigeração. Outro ponto de extrema importância trazido pela resolução foi a abrangência de fontes de geração de até 5 MW para fontes renováveis ou cogeração.

Para este trabalho em específico, considerar-se-á as minúcias pertinentes apenas as gerações distribuídas do tipo minigeração e microgeração.

2.2. GRANDEZAS E NORMAS PERTINENTES

Uma vez que a conexão de diferentes tipos de geração a um sistema de distribuição cresça de forma significativa, dentre os fenômenos comumente encontrados e vinculados à anomalias da rede elétrica, destacam-se: a subtensão e sobretensão, flutuação de tensão, desequilíbrios de tensão, fluxo reverso de potência, a sobrecarga nos alimentadores e a inserção de componentes harmônicas, sendo este último fenômeno o principal indicador de qualidade contemplado em normas nacionais e internacionais, quando da análise da inserção de geração eólica e fotovoltaica no sistema.

Acerca dos pontos destacados, tem-se então uma caracterização dos diversos fenômenos relacionados a qualidade da energia e a exposição das normas aplicáveis e âmbito nacional.

2.2.1. Subtensão e Sobretensão

Dentre os fenômenos relacionados a qualidade da energia sobre o aspecto de geração distribuída, as sobretensões são a forma mais comum de distúrbios encontradas em um ambiente com alta densidade de GDs nas unidades consumidoras, sendo as subtensões vistas em menor quantidade.

As anomalias referentes aos níveis de tensão ocorrem em sua maioria decorrentes de alteração no fluxo de potência ativa e/ou reativa nos alimentadores com elevada densidade de geradores deste tipo, o detalhamento assim como estudos de caso podem ser encontrados em [23].

Em referência aos limites a serem adotados, tendo-se como referência o Módulo 08 do PRODIST (Procedimentos de Distribuição) da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) em sua revisão nº 10 [24], que trata dos parâmetros de Qualidade da Energia Elétrica, tem-se que os limites de subtensão e sobretensão são divididos por grupos de acordo com o nível de tensão. Sendo estes expostos nas Tabelas 2.1, 2.2, 2.3 e 2.4.

Tabela 2.1 - Pontos de conexão ($V \geq 230$ kV)

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação de Tensão de Leitura (TL) em relação a Tensão de Referência (TR)
Adequada	$0,95TR \leq TL \leq 1,05TR$
Precária	$0,93TR \leq TL < 0,95TR$ ou $1,05TR < TL \leq 1,07TR$
Crítica	$TL < 0,93TR$ ou $TL > 1,07TR$

Tabela 2.2 - Pontos de conexão ($69 \text{ kV} \leq V < 230 \text{ kV}$)

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação de Tensão de Leitura (TL) em relação a Tensão de Referência (TR)
Adequada	$0,95TR \leq TL \leq 1,05TR$
Precária	$0,90TR \leq TL < 0,95TR$ ou $1,05TR < TL \leq 1,07TR$
Crítica	$TL < 0,90TR$ ou $TL > 1,07TR$

Tabela 2.3 – Pontos de conexão ($1 \text{ kV} < V < 69 \text{ kV}$)

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

Tabela 2.4 – Faixas aplicadas ($V \leq 1 \text{ kV}$)

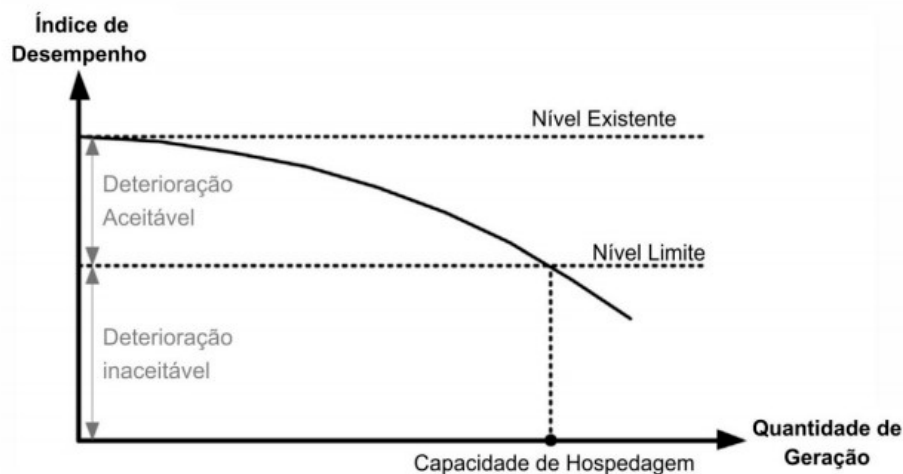
Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação de Tensão de Leitura (TL) em relação a Tensão Nominal (TN)
Adequada	$0,92TN \leq TL \leq 1,05TN$
Precária	$0,87TN \leq TL < 0,92TN$ ou $1,05TN < TL \leq 1,06TN$
Crítica	$TL < 0,87TN$ ou $TL > 1,06TN$

2.2.2. Harmônicos

Grande parte das GDs são conectadas à rede via inversores de frequências, estes são responsáveis por compatibilizar tensão e frequência da instalação com tensão e frequência da rede. Os inversores, por sua vez, trabalham em alta frequência e são conhecidos por injetar na rede correntes com distorções harmônicas. O caso torna-se ainda pior quando se utiliza equipamentos que não foram homologados por órgãos fiscalizadores.

É importante ressaltar que o nível de distorção no ponto de conexão não depende exclusivamente da GD a ser instalada no local, mas dependerá também da distorção preexistente no local (*background distortion*), sendo o ponto máximo, definido através da agregação da distorção preexistente com a nova distorção chamado de Capacidade de Hospedagem de inserção de geração distribuída [25]. A Figura 2.2 exemplifica o exposto.

Figura 2.2 - Capacidade de hospedagem via distorção máxima



Após a breve explanação anteriormente mostrada, pode-se partir para a exposição dos limites de distorção aplicáveis. Partindo primeiramente para a exposição dos limites de distorção definidos pela ANEEL através do PRODIST, é necessário primeiro se compreender como são feitos os registros de dados. Para um determinado conjunto onde se deseja efetuar as leituras, a norma define que [24]:

“2.5.1.1 O conjunto de leituras para gerar os indicadores individuais deve compreender o registro de 1008 (mil e oito) leituras válidas obtidas em intervalos consecutivos (período de integralização) de 10 minutos cada, salvo as que eventualmente sejam expurgadas conforme item 9.1.10.2. No intuito de se obter 1008 (mil e oito) leituras válidas, intervalos adicionais devem ser agregados, sempre consecutivamente.”

Deste modo, pode-se definir os indicadores utilizados na norma, segundo a Tabela 2.5.

Tabela 2.5 – Terminologia para indicadores sobre harmônicos

Identificação da Grandeza	Símbolo
Distorção harmônica individual de tensão de ordem h	$DIT_h\%$
Distorção harmônica total de tensão	$DTT\%$
Distorção harmônica total de tensão para as componentes pares não múltiplas de 3	$DTT_p\%$
Distorção harmônica total de tensão para as componentes ímpares não múltiplas de 3	$DTT_i\%$
Distorção harmônica total de tensão para as componentes múltiplas de 3	$DTT_3\%$
Tensão harmônica de ordem h	V_h
Ordem harmônica	h
Ordem harmônica máxima	h _{máx}
Ordem harmônica mínima	h _{min}
Tensão fundamental medida	V_1
Valor do indicador DTT% que foi superado em apenas 5 % das 1008 leituras válidas	$DTT_{95\%}$
Valor do indicador DTTP% que foi superado em apenas 5 % das 1008 leituras válidas	$DTT_p_{95\%}$
Valor do indicador DTTI% que foi superado em apenas 5 % das 1008 leituras válidas	$DTT_i_{95\%}$
Valor do indicador DTT3% que foi superado em apenas 5 % das 1008 leituras válidas	$DTT_3_{95\%}$

Definida a terminologia, pode-se partir para as respectivas formulações.

$$DTT\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{h_{máx}} V_h^2}}{V_1} \cdot 100 \quad (01)$$

Onde:

h : todas as ordens harmônicas.

$h_{\text{máx}}$: máxima ordem de medição, de acordo com a classe do medidor a ser utilizado.

$$DTT_p \% = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{h_p} V_h^2}}{V_1} \cdot 100 \quad (02)$$

Onde:

h : todas as ordens harmônicas pares, não múltiplas de 3 ($h = 2, 4, 8, 10, 14, 16, 20, 22, 26, 28, 32, 34, 38, \dots$).

h_p : máxima ordem harmônica par, não múltipla de 3.

$$DTT_i \% = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{h_i} V_h^2}}{V_1} \cdot 100 \quad (03)$$

Onde:

h : todas as ordens harmônicas ímpares, não múltiplas de 3 ($h = 5, 7, 11, 13, 17, 19, 23, 25, 29, 31, 35, 37, \dots$).

h_i : máxima ordem harmônica ímpar, não múltipla de 3.

$$DTT_3 \% = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{h_3} V_h^2}}{V_1} \cdot 100 \quad (4)$$

Onde:

h : todas as ordens harmônicas múltiplas de 3 ($h = 3, 6, 9, 12, 15, 18, 21, 24, 27, 30, 33, 36, 39, \dots$).

h_3 : máxima ordem harmônica múltipla de 3.

Expostas a formulação e toda a terminologia envolvendo os limites de distorção harmônica pode-se, por fim, definir os mesmos, sendo estes revelados na Tabela 2.6 [24].

Tabela 2.6 - Indicadores limites para distorções harmônicas (PRODIST)

Indicador	Tensão Nominal		
	$V_n \leq 1,0 \text{ kV}$	$1,0 \text{ kV} < V_n < 69 \text{ kV}$	$69 \text{ kV} \leq V_n < 230 \text{ kV}$
$DTT_{95\%}$	10,0%	8,0%	5,0%
$DTT_p 95\%$	2,5%	2,0%	1,0%
$DTT_l 95\%$	7,5%	6,0%	4,0%
$DTT_3 95\%$	6,5%	5,0%	3,0%

O ONS, por sua vez, determina através do submódulo 2.8 dos Procedimentos de Rede, os limites globais e individuais inferiores para os indicadores de distorção, os mesmos expostos através das Tabelas 2.7 e 2.8 [26].

Tabela 2.7 - Limites globais inferiores para distorções harmônicas (ONS)

$V < 69 \text{ kV}$				$V \geq 69 \text{ kV}$			
DTHI, h ímpar		DTHI, h par		DTHI, h ímpar		DTHI, h par	
Ordem	Valor (%)	Ordem	Valor (%)	Ordem	Valor (%)	Ordem	Valor (%)
3,5,7	5%			3,5,7	2%		
		2,4,6	2%			2,4,6	1%
9,11,13	3%			9,11,13	1,5%		
		≥ 8	1%			≥ 8	0,5%
15 a 25	2%			15 a 25	1%		
≥ 27	1%			≥ 27			
DTHTS95% = 6%				DTHTS95% = 3%			

Tabela 2.8- Limites individuais inferiores para distorções harmônicas (ONS)

$13,8 \leq V < 69 \text{ kV}$				$V \geq 69 \text{ kV}$			
DTHI, h ímpar		DTHI, h par		DTHI, h ímpar		DTHI, h par	
Ordem	Valor (%)	Ordem	Valor (%)	Ordem	Valor (%)	Ordem	Valor (%)
3 a 25	1,5%			3 a 25	0,6%		
		Todos	0,6%			Todos	0,3%
≥ 27	0,7%			≥ 27	0,4%		
DTHTS95% = 3%				DTHTS95% = 1,5%			

Onde:

h: Ordem harmônica.

DTHI: Distorção harmônica individual.

DTHTS95%: Composição das distorções harmônicas, sendo este valor superado em 5% dos registros obtidos no período de 1 dia (24 horas), considerando os valores dos indicadores integralizados em intervalos de 10 (dez) minutos; e

o valor do indicador corresponde ao maior entre os sete valores obtidos, em base diária, ao longo de 7 (sete) dias consecutivos.

Os limites globais superiores são determinados através do produto dos limites inferiores pelo fator 4/3. Os limites globais são empregados em medições (e campanhas de medições), enquanto os limites individuais devem ser empregados nos estudos pertinentes ao processo de acesso à rede, seja por parques eólicos, seja por fazendas fotovoltaicas ou cargas especiais.

2.2.3. Desequilíbrio de Tensão

O desequilíbrio de tensão é caracterizado quando a amplitude entre as fases não é igual ou/e ainda a defasagem entre as mesmas é diferente de 120° para um sistema trifásico.

Tratando-se sobre a origem deste fenômeno, o mesmo pode se originar, em caso de instalações trifásicas, pela desigualdade entre as fases de uma mesma carga, seja esta uma carga trifásica ou uma composição de cargas monofásicas. Outra possível origem deste fenômeno é devido a diferença de impedância entre fases dos cabos utilizados, podendo causar ao consumidor final o desbalanço de amplitude de fases. O fenômeno torna-se ainda mais comum ao tratarmos de GDs de baixa potência, as quais são monofásicas e sendo assim, injetam potência apenas em um conjunto de fases, trazendo assimetria ao sistema.

A ocorrência do desequilíbrio pode ter origem ainda na própria geração, quando a interface com a rede é feita via inversor de frequência, pode haver problemas nos braços dos inversores ou problemas de comutação entre fases,

gerando assim o desequilíbrio de tensão. Por suas características e ausência na grande maioria das instalações, o tema também é pouco explorado na literatura.

Não há formulação definida comprovando-se a ligação direta entre a conexão de GDs ou outros tipos de geração ao sistema e o surgimento de desequilíbrios.

Neste contexto, o trabalho em questão tem por objetivo abordar o tema apenas de forma apenas explicativa, indicando-se ainda os normativos referentes tanto a Geração Distribuída como aos outros tipos de geração.

Em um primeiro momento apresenta-se a terminologia utilizada no Módulo 8 do PRODIST, as mesmas são expostas na Tabela 2.9 [24].

Tabela 2.9 - Terminologia para indicadores de desequilíbrio

Identificação da Grandeza	Símbolo
Fator de desequilíbrio de tensão	FD
Magnitude da tensão eficaz de sequência negativa – frequência fundamental	V_-
Magnitude da tensão eficaz de sequência positiva – frequência fundamental	V_+
Magnitudes das tensões eficazes de linha – frequência fundamental	$V_{ab}, V_{bc} \text{ e } V_{ca}$
Valor do indicador FD% que foi superado em apenas 5% das 1008 leituras válidas	$FD95\%$

Conhecidas as terminologias utilizadas para os indicadores de desequilíbrio de tensão, pode-se partir para as formulações utilizadas. O fator de desequilíbrio, é por sua determinação calculado através das tensões de sequência, como definido pela Equação 05.

$$FD\% = \frac{V_-}{V_+} \cdot 100 \quad (05)$$

Entretanto, devido à dificuldade de se obter as tensões de fase com seus respectivos ângulos de fase e pensando-se também na comodidade de utilizar os medidores já existentes, alterando apenas a sua programação, criou-se a Equação 06.

$$FD\% = 100 \cdot \sqrt{\frac{1 - \sqrt{3 - 6\beta}}{1 + \sqrt{3 - 6\beta}}} \quad (06)$$

Sendo o termo (β) definido pela Equação 07.

$$\beta = \frac{V_{ab}^4 + V_{bc}^4 + V_{ca}^4}{(V_{ab}^2 + V_{bc}^2 + V_{ca}^2)^2} \quad (07)$$

Desta forma, as únicas variáveis necessárias para o cálculo de desequilíbrio são as tensões de fase, sendo assim, grande parte dos medidores já existentes no mercado conseguiram incorporar a função do cálculo de desequilíbrio. Vale ressaltar ainda que as formulações 06 e 07 levam à um mesmo resultado com erro mínimo se comparados a formulação descrita em 05.

Dadas as formulações anteriormente expostas, pode-se exibir os limites de acordo com a Tabela 2.10 [24].

Tabela 2.10 - Limites para o desequilíbrio de tensão (PRODIST)

Indicador	Tensão Nominal	
	$V_n \leq 1,0 \text{ kV}$	$1 \text{ kV} < V_n < 230 \text{ kV}$
<i>FD95%</i>	3,0%	2,0%

O ONS, por sua vez, determina os limites de desequilíbrio de acordo com a Tabela 2.11 [26]:

Tabela 2.11 - Limites para o desequilíbrio de tensão (ONS)

Indicador	Valor	Abrangência
KS95%	$\leq 1,5\%$	Individual
KS95%	$\leq 2\%$	Global

Onde o indicador KS95% é definido por:

Valor que foi superado em 5% dos registros de K obtidos no período de 1 dia (24 horas), considerando os valores das componentes de sequência positiva e negativa integralizadas em intervalos de 10 (dez) minutos; e

O valor do indicador corresponde ao maior valor entre os sete valores obtidos, em base diária, ao longo de 7 (sete) dias consecutivos.

2.2.4. Sobrecarga

O fenômeno da sobrecarga é definido pela ultrapassagem da corrente nominal em equipamentos (cabos, transformadores, conexões e etc), ou seja, violação da ampacidade à qual foi designado o equipamento em questão.

O principal efeito da sobrecarga em equipamentos e instalações é o sobreaquecimento dos mesmos, resultado assim em uma operação fora dos padrões esperados, acarretando desta maneira, em uma queda acentuada na vida útil destes equipamentos.

Em geral, os equipamentos e as instalações utilizados preveem certa capacidade de sobrecarga, entretanto, estas devem obedecer a certos limites relacionados ao tempo em que o equipamento foi submetido a este estresse, e também ao valor eficaz de corrente, fatores estes que se tratando de redes de distribuição por muitas vezes não são se quer observados, resultando assim em operações prejudiciais aos equipamentos do sistema.

O fenômeno da sobrecorrente, juntamente ao fenômeno de sobretensão, são os acontecimentos mais comuns de serem encontrados ao tratar-se de inserção de Geração Distribuída em redes urbanas.

2.2.5. Flutuação de Tensão

Pode-se caracterizar a flutuação de tensão como a variação aleatória, repetitiva ou esporádica, do valor eficaz da tensão. Esta variação, por sua vez, pode ser causada pela operação de cargas não lineares que apresentem consumo de potência ativa/reactiva variável no tempo. Dentre os efeitos causados da flutuação de tensão destaca-se a cintilação luminosa (flicker), ou seja, a impressão visual resultante das variações do fluxo luminoso em lâmpadas incandescentes.

Tal fenômeno é possível, mas pouco comum, também pouquíssimo explorado na literatura quando se trata de GD. Assim, esta temática não será explorada neste trabalho.

Todavia, tratando-se ainda sobre os aspectos referentes a qualidade da energia, o módulo 8 do PRODIST [24] compreende diversos outros assuntos,

como por exemplo o fator de potência das instalações, a variação de frequência ou, ainda, sobre a caracterização das Variações de Tensão de Curta Duração (VTCD) e o cálculo do Fator de Impacto.

Discorridos os fenômenos, a metodologia de cálculo a ser utilizada, assim como os limites impostos por distintas normatizações pertinentes, tem-se a apresentação da norma de acesso de geração distribuída à rede no âmbito da concessionária CEMIG-D.

2.2.6. Normas Específicas CEMIG-D

Por padrão, as normas encontradas nos 11 módulos do PRODIST são aplicáveis a todas as linhas e redes de distribuição em tensão inferior a 230 kV. A definição da aplicabilidade segundo o item 3.1 do Módulo 1 do PRODIST é dada por: “O PRODIST disciplina o relacionamento entre os agentes setoriais no que se refere aos sistemas elétricos de distribuição, que incluem todas as redes e linhas de distribuição de energia elétrica em tensão inferior a 230 kV, seja em baixa tensão (BT), média tensão (MT) ou alta tensão (AT)” [27].

Entretanto, apesar de já necessitarem do atendimento às normas descritas no PRODIST, sabe-se que cada agente tem seus requisitos internos e formas de análise para que, no contexto geral, as normas estabelecidas sejam respeitadas. Ademais, regras e procedimentos próprios, quando não conflitantes com normas superiores, podem ser adotados pelas concessionárias de distribuição.

Neste íterim, a CEMIG-D estabeleceu os requisitos de acesso à rede de média tensão por meio da Norma de Distribuição (ND) número 5.31, intitulada “Requisitos Para Conexão de Acessantes Produtores de Energia Elétrica ao Sistema de Distribuição da Cemig D – Média Tensão”. A ND 5.31 traz os mais diversos pontos pertinentes ao tema, desde os requisitos legais para todos os tipos de acessantes, prazos, contratos, caracterização de diferentes fenômenos, processos e por fim as formas de contato com a distribuidora [28].

Dentre as informações pertinentes ao desenvolvimento do trabalho, destaca-se a limitação imposta pela concessionária à máxima inserção de produtores de energia a seus alimentadores, sendo as restrições definidas por:

- Geração máxima de 7 MW para alimentadores em 13,8 kV;
- Geração máxima de 10 MW para alimentadores em 22 kV;
- Geração máxima de 15 MW para alimentadores em 34,5 kV;
- Máximo de 03 centrais geradoras eletromecânicas por alimentador.

A ND 5.31 oferece tratamento especial a cargas potencialmente perturbadoras da rede de distribuição. A caracterização desta carga é descrita através do Estudo de Distribuição (ED) número 5.57, intitulado “Caracterização de Cargas Potencialmente Perturbadoras” [29]. Em complemento ao estudo 5.57 tem-se o estudo 5.58 que trata sobre os procedimentos de análise e critérios de correção aos quais devem ser aplicados às cargas potencialmente perturbadoras. Este estudo é intitulado “Critérios e procedimentos para análise e correção dos impactos devidos à conexão de cargas e equipamentos potencialmente perturbadores” [30].

No contexto de geradores fotovoltaicos, os estudos 5.57 e 5.58 são extremamente enfáticos ao classificar os inversores utilizados como cargas potencialmente perturbadoras, sendo estas, segundo estes documentos, passíveis de causar os seguintes fenômenos: distorções harmônicas e cintilação luminosa (flicker). Vale ressaltar que fenômenos relacionados a flicker proveniente de inversores, não apresenta, nesta normativa, formulações específicas para tal, desta forma, a norma apenas cita que deve se atentar ao possível fato potencial.

Em relação às distorções harmônicas, como forma de análise expedita dos possíveis impactos a rede, a CEMIG-D utiliza a metodologia contida no documento IEEE std. 519-2014, “*IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems*” [31], onde se observa as correntes harmônicas injetadas por cada consumidor em específico. Os limites utilizados são mostrados na Tabela 2.12 e 2.13.

Tabela 2.12 - Limites de distorção de corrente IEEE 519-2014 ($V \leq 69$ kV)

Limites por consumidor para distorção harmônica de corrente $V \leq 69$ kV (Baseados na Norma IEEE 519 - 2014)						
$S_{cc_{3\phi}}/P_c$	Valores percentuais das correntes harmônicas					
	$h \leq 11$	$11 < h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$h \geq 35$	TDD (%)
$k \leq 20$	4,0	2,0	1,5	0,6	0,3	5,0
$20 < k \leq 50$	7,0	3,5	2,5	1,0	0,5	8,0
$50 < k \leq 100$	10,0	4,5	4,0	1,5	0,7	12,0
$100 < k \leq 1000$	12,0	5,5	5,0	2,0	1,0	15,0
$k \geq 1000$	15,0	7,0	6,0	2,5	1,4	20,0

Tabela 2.13 - Limites de distorção de corrente IEEE 519-2014 ($69 < V \leq 138$ kV)

Limites por consumidor para distorção harmônica de corrente $69 < V < 138$ kV (Baseados na Norma IEEE 519 - 2014)						
$S_{cc_{3\phi}}/P_c$	Valores percentuais das correntes harmônicas					
	$h \leq 11$	$11 < h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$h \geq 35$	TDD (%)
$k \leq 20$	2,00	1,00	0,75	0,30	0,15	2,50
$20 < k \leq 50$	3,50	1,75	1,25	0,50	0,25	4,00
$50 < k \leq 100$	5,00	2,25	2,00	0,75	0,35	6,00
$100 < k \leq 1000$	6,00	2,75	2,50	1,00	0,50	7,50
$k \geq 1000$	7,50	3,50	3,00	1,25	0,70	10,00

Onde:

k : Razão entre o nível de curto trifásico do ponto de entrega ($S_{cc_{3\phi}}$) e a potência declarada da carga potencialmente perturbadora (P_c).

h : Ordem harmônica.

TDD (%): Total Demand Distortion, definida como a distorção harmônica de corrente em relação a corrente total averiguada no instante de medição.

De posse dos dados informados pelo consumidor, ao se comparar os valores com as Tabelas 2.12 e 2.13, caso a corrente seja violada em qualquer um dos indicadores, a própria CEMIG em conjunto com o acessante deverá realizar um estudo mais detalhado e que possivelmente poderá requerer correções ou ações adicionais no processo de conexão à rede da concessionária. Durante estes estudos, os limites a serem utilizados como referência deverão ser os limites de distorção indicados pelo PRODIST.

O consumidor, por sua vez, caso discorde da análise da CEMIG, poderá requisitar os dados necessário ao estudo e efetuar o mesmo, vindo a contestar os resultados obtidos pela concessionária, desde que o estudo esteja de acordo com os requisitos descritos nos ED 5.57 e 5.58.

Ressalta-se, ainda, que independente da instalação ou do emprego de processos de mitigação de harmônicos, a concessionária deverá realizar campanhas de medição de distorções harmônicas de tensão antes e após a conexão do referido consumidor, de acordo com os critérios, a metodologia e os procedimentos de medição expostos no PRODIST – Módulo 8 [24].

CAPÍTULO 3 -

IMPLEMENTAÇÃO COMPUTACIONAL DO ARRANJO FOTOVOLTAICO A SER EMPREGADO NO ESTUDO DE CASO DE ACESSO AO SISTEMA

Este capítulo tem o objetivo de apresentar os detalhes da implementação computacional do sistema fotovoltaico de 5 MW, o qual será, na sequência, empregado nos estudos de caso. Este sistema está inserido em um alimentador de distribuição residencial/comercial.

Tendo em vista as relativas facilidades de conexão à rede de UFVs, na condição de GD, estimou-se a entrada de uma geração de 20 MW, os quais seriam correspondentes a 04 fazendas (microgeração distribuída) de 5 MW cada. Esta estimativa foi feita ao se replicar o caso base conhecido de 5 MW, entretanto, por se tratar de um montante relativamente alto (20 MW), foi considerado como PAC o acoplamento em 138 kV do conjunto com o SIN. Desta maneira, acrescenta-se ainda mais credibilidade ao estudo, haja visto que por se conhecer a barra do SIN que supre o caso base, é possível então através de dados do ONS se ter características desta barra. Dentre as características mais relevantes para o estudo, pode-se destacar: os níveis de curto circuito e seus ângulos, nível de tensão, estimativa X/R dentre outros.

Em um primeiro momento, para se modelar computacionalmente a unidade construída em Uberlândia-MG, escolheu-se pela utilização do software o Matlab/Simulink. Tal escolha deveu-se principalmente pelo amplo uso deste em meio acadêmico, bem como pela robustez dele, que pode ser demonstrada através de inúmeros resultados consolidados em diversos desenvolvimentos de cunho científico na área de sistemas elétricos de potência, controle de sistemas de eletrônica de potência e qualidade da energia.

Conforme já afirmado, busca-se, no presente trabalho, a comparação entre duas gerações de porte semelhante, entretanto, uma delas analisada sobre a ótica da Geração Distribuída (com tratativas apenas com a distribuidora local), e outra geração tratada sob a ótica de uma geração centralizada, tendo suas tratativas balizadas por normas do ONS.

Todavia, a planta real utilizada como base, trata-se apenas de uma geração fotovoltaica de 5 MW. Assim, para se alcançar os 20 MW (fazenda solar), proceder-se-á a replicação deste modelo existente quatro vezes, totalizando-se, por fim, o montante proposto. Ressalta-se que, de forma individual, tal sistema (5 MW) trata-se do caso a ser analisado como GD. Neste estudo, uma vez finalizada a implementação do modelo de 5 MW no Matlab/Simulink, parte-se para a implementação do sistema de 20 MW, o qual tem por foco a ótica do ONS no qual vislumbra-se um caso particular de conexão com a rede.

Neste ínterim, sabe-se que para a inserção de uma geração de fotovoltaica de 20 MW, o ONS exige diversos estudos, os quais são aplicáveis à Centrais Geradoras Solares Fotovoltaicas, a saber:

- Análise de fluxo de potência;
- Análise de curto-circuito;
- Análise de estabilidade eletromecânica (rejeição);
- Estudos de qualidade de energia elétrica (QEE).

Assim como já exposto, quando da inserção de 20 MW, dar-se-á enfoque, no presente trabalho, aos estudos referentes à qualidade da energia, mais especificamente aos estudos referentes as distorções harmônicas, que é a principal pauta dos documentos normativos. Neste contexto, através da nota técnica ONS NT 009/2016 VER. 02, intitulada “Instruções para Realização de Estudos e Medições de QEE Relacionados aos Acessos à Rede Básica ou Barramentos de Fronteira com a Rede Básica para Parques Eólicos, Solares, Consumidores Livres e Distribuidoras” [32], optou-se pelo emprego do software HarmZs, do CEPEL.

3.1. PAINÉIS FOTOVOLTAICOS

Na elaboração do projeto da UFV básica, de 5 MW, foram utilizados ao todo 15.540 módulos fotovoltaicos, sendo estes de marca *BYD ENERGY DO BRASIL*, de 325 Wp cada. Os principais pontos acerca das características elétricas dos painéis são destacados na Tabela 3.1, demais características podem ser encontradas em [33].

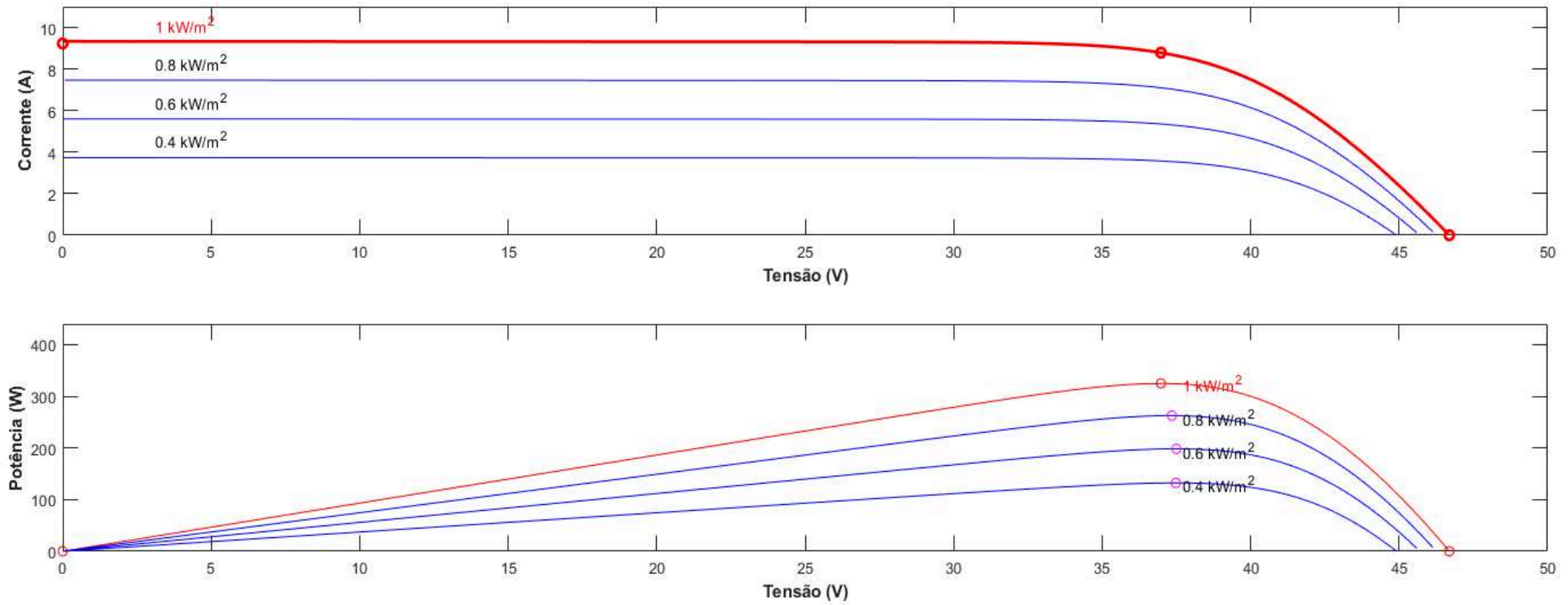
Tabela 3.1 - Características elétricas dos módulos

Módulo BYD 325P6K-36	
Grandeza	Valor
Tensão de circuito aberto (V_{OC})	46,69 V
Tensão de máxima potência (V_{mp})	36,98 V
Corrente de curto circuito (I_{sc})	9,23 A
Corrente de máxima potência (I_{mp})	8,79 A
Coeficiente de Temperatura	0,07 % / °C
Potência Máxima ⁽¹⁾ (P_{max})	325 Wp
Eficiência do módulo	16,7 %

⁽¹⁾ Considera-se: irradiância de 1000 W/m²; temperatura do módulo de 25° C; redução média de eficiência de 4,5% por 200 W/m².

Na sequência são apresentadas as curvas V-I do módulo fotovoltaico, as quais demonstram a produção de potência com mesmo (V vs. I) de acordo com a irradiância encontrada no local (W/m²). Ainda na Figura 3.1 são mostradas as curvas de potência em função da tensão, de acordo com a irradiância do local (W/ m²). Ressalta-se que todas as curvas foram traçadas para uma temperatura ambiente de 25 °C.

Figura 3.1 - Curvas características do módulo BYD 325P6K-36 - temperatura ambiente de 25 °C



Para a implementação dos módulos no software de simulação, utilizou-se do bloco *PV Array* [34], onde o Matlab/Simulink estima o modelo físico dos painéis através da inserção dos dados contidos na Tabela 3.1 (parâmetros básicos), além de características de ambiente como irradiância e temperatura. Ressalta-se que este bloco possui diversos modelos de módulos já implementados.

Além dos dados já descritos, é necessário também informar o arranjo a ser utilizado, ou seja, a quantidade de módulos em série e a quantidade de *strings* em paralelo.

De modo geral, a cada um dos inversores utilizados foram interligados o total de 420 módulos, cada *string* é composta basicamente por 20 módulos série e 21 módulos em paralelo. Em números totais, o projeto é composto por 15.540 módulos, divididos em 740 *strings*, distribuídos igualmente em 37 inversores. Contabilizando-se os módulos em sua potência de pico, tem-se um total de 5.051 kWp, divididos em quatro transformadores que fazem a fronteira com a rede de distribuição. A Tabela 3.2 a seguir demonstra a divisão utilizada no projeto.

Tabela 3.2 - Configuração geral UFV 5 MW

Itens	TF01	TF02	TF03	TF04
Módulos	4200	3780	3780	3780
Trackers	50	45	45	45
Strings	200	180	180	180
Inversores	10	9	9	9
Potência (kWp)	1365	1229	1229	1229

Neste projeto em especial, observa-se a utilização de trackers. São conhecidas diversas tecnologias de trackers, esta em particular, caracteriza-se pela utilização de um motor de passo no eixo horizontal de fixação dos módulos, de forma que os mesmos podem rotacionar sobre o próprio eixo.

A utilização deste artifício busca o aumento da produção de energia da UFV. O princípio de funcionamento assim como outras filosofias deste artifício são encontradas em [35].

3.2. INVERSORES

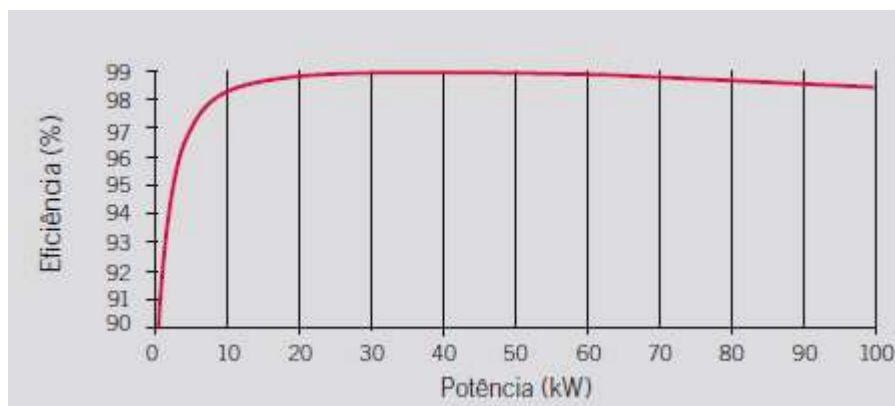
Os inversores utilizados na simulação têm por base o caso real da UFV de 5 MW, ou seja, os 37 inversores *Ingecon* modelo Sun 100TL. As principais características dos equipamentos são expostas na Tabela 3.3 [36].

Tabela 3.3 – Características do inversor Ingecon Sun 100 TL

Local	Grandeza	Valor
Valores de Entrada (DC)	Nível de pot. FV recomendado	101,2 – 145 kWp
	Nível de tensão MPPT	570 – 850 Vdc
	Tensão Máxima	1100 Vdc
	Corrente de curto	240 A
Valores de Saída (AC)	Potência nominal	100 kVA
	Corrente máxima	145 A
	Tensão Nominal (FF)	400 Vac
	Frequência	60 Hz
	Rendimento Máximo	99,1 %
	THD	≤ 3%

A curva de rendimento do equipamento é mostrada na Figura 3.2, ressalta-se ainda que a curva foi traçada ao se considerar uma tensão de 570 Vdc [36].

Figura 3.2 - Rendimento inversor Ingecon 100 TL



De forma a se simplificar a implementação e reduzir os tempos de simulação, para este caso optou-se por uma concentração de potência de forma

a se reduzir o número de inversores, deste modo, a simulação conta com quatro inversores com a potência equivalente. O ponto em questão, torna-se em especial mais crítico para o caso da UFV de 20 MW em que, caso não se optasse pela simplificação, seriam 156 inversores, incluindo todas as suas malhas de controle, o que de certa traria diversos empecilhos para a realização do trabalho.

A implementação computacional dos modelos dos inversores, utilizou como componente uma ponte conversora de 3-Level IGBTs Bridge [37], presente na biblioteca do software MATLAB/Simulink. Em referência às malhas de controle utilizadas para a implementação, por não se tratar do foco do trabalho, não serão aqui abordados. Todavia, foi empregado o controle clássico de conversão de energia [38].

3.3. TRANSFORMADORES DE CONEXÃO

Esta subseção está organizada de modo a descrever de forma individualizada os distintos transformadores existentes na instalação em campo, os quais serão contemplados nos estudos computacionais.

3.3.1. Transformador 0,44 / 13,8 kV

Para todos os casos de simulação, este tipo de transformador está situado entre a saída dos inversores e a rede de média tensão (13,8 kV) da concessionária. Os mesmos são transformadores a seco, da marca *ABB* e têm a funcionalidade de elevação de tensão para a compatibilização com a rede. Seus principais parâmetros estão expostos na Tabela 3.5.

Tabela 3.4 – Principais dados do transformador 0,44 / 13,8 kV

Grandeza	Valor
Relação Transformação	0,44 – 13,8 kV
Potência Nominal	1100 kVA
Conexão	Estrela – Estrela
Grupo de ligação	Ynyn0d1
Taps (AT)	$\pm 2 \times 2,5\%$
Impedância	6 %

Através do grupo de ligação, percebe-se que o transformador tem um enrolamento terciário em delta, entretanto vale ressaltar que este enrolamento tem finalidade, segundo o próprio fabricante, apenas de estabilização, não sendo possível conectar carga ao mesmo. Para uma representação fiel no MATLAB/Simulink, utilizou-se um transformador de três enrolamentos, sendo o enrolamento terciário isolado.

É importante ressaltar-se ainda que, para a implementação do transformador em questão utilizou-se a curva de saturação ideal, visto que não se possuía todos os dados físicos para o levantamento da mesma.

3.3.2. Transformador 13,8 / 138 kV

Este transformador, em paralelo com dois outros de características semelhantes e situados na mesma subestação, faz a interface entre a rede de média tensão da CEMIG D (13,8 kV) e o SIN, por meio da rede de subtransmissão (138 kV). Desta forma, agentes se depender da potência do acessante, da rede a qual o mesmo deseja se conectar assim como a influência do ponto de conexão no SIN, podem ser necessárias interfaces junto ao ONS.

Este dispositivo trata-se de um transformador de potência trifásico, da marca *Toshiba*. Suas principais características são destacadas na Tabela 3.5.

Tabela 3.5 – Principais dados do transformador 13,8 / 138 kV

Grandeza	Valor
Relação Transformação	13,8 – 138 kV
Potência Nominal	25 MVA
Conexão	Estrela – Delta
Grupo de ligação	D1yn
Taps (AT)	$\pm 2 \times 2,5\%$
Taps (BT)	$\pm 1 \times 10\%$
Impedância	4%

Assim como destacado para o transformador 0,44/ 13,8 kV, neste caso também não houve o levantamento da curva de saturação do transformador, sendo utilizada a forma ideal da mesma.

3.4. REDES DE ALIMENTAÇÃO

Diferentes tipos de cabamentos foram utilizados para a construção do modelo devido às particularidades da instalação em campo e adequações necessárias, conforme na sequência apresentado.

3.4.1. Rede de Alimentação Interna (Baixa Tensão)

Tratando-se do cabeamento utilizado em BT, para interligar a saída dos inversores aos transformadores, utilizou-se cabos *PRYSMIAN* do tipo EPROTENAX (EPR), unipolar, classe de isolamento 0,6 / 1 kV. As principais características do cabo são destacadas na Tabela 3.6 [39].

Tabela 3.6 - Cabos BT (UFV)

EPROTENAX – 0,6 / 1 kV			
Seção (mm ²)	$R_{CC}^{(1)} (\Omega. km)$	$R_{CA} (\Omega. km)$	$X_L (\Omega. km)$
70	0,27	0,32	0,10

⁽¹⁾ Resistência máxima em corrente contínua, a 20°C.

3.4.2. Rede de Alimentação Interna (Média Tensão)

Tratando-se sobre o cabeamento utilizado em MT no projeto base, utilizado para interligar os transformadores elevadores ao PAC, sabe-se que foi utilizado um cabo PRYSMIAN do tipo EPROTENAX (EPR), unipolar, classe de isolamento 12 / 20 kV. As principais características do cabo são destacadas na Tabela 3.7 [40]. Na Tabela 3.8 são mostrados os comprimentos de cada seção de cabo, compreendendo as distâncias entre os transformadores e o PAC.

Tabela 3.7 - Cabos MT (UFV)

EPROTENAX COMPACT – 12 / 20 kV				
Seção (mm²)	$R_{CC}^{(1)}$ (Ω. km)	R_{CA} (Ω. km)	X_C (Ω. km)	X_L (Ω. km)
35	0,524	0,674	8.993	0,311

⁽¹⁾ Resistência máxima em corrente contínua, a 20°C.

Tabela 3.8 - Comprimento dos cabos (MT - UFW)

Referência	Comprimento
TF 01 - PAC	125 m
TF 02 – PAC	50 m
TF 03 – PAC	60 m
TF 04 – PAC	130 m

3.4.3. Rede de Alimentação Externa (Média Tensão)

Através de características de projeto levantadas, consegue-se saber que o cabeamento utilizado na linha de distribuição é do tipo Sparrow, determinando-se, a partir de então, as características construtivas da linha, como distância entre fases, distância entre fase e neutro, aterramento utilizado e etc.

Para o levantamento dos parâmetros de sequência da linha de subtransmissão, utilizou-se de uma ferramenta do próprio Matlab/Simulink, chamada *RLC Line Parameters* [41]. A mesma pode ser acessada através do bloco *Powergui > Tools*. Os parâmetros utilizados são destacados na Tabela 3.9.

Tabela 3.9 - Parâmetros do alimentador (13,8 kV)

Resistência (seq. positiva e zero)		Indutância (seq. positiva e zero)		Capacitância (seq. positiva e zero)	
R1 ($\Omega.km$)	R0 ($\Omega.km$)	L1 ($m \Omega.km$)	L0 ($m \Omega.km$)	C1 ($\mu\Omega.km$)	C0 ($\mu\Omega.km$)
0,8542	1,2109	1,4145	5,0057	8,1631	3,1345

O mesmo processo foi utilizado para o levantamento dos parâmetros de sequência do alimentador em 138 kV. Para este nível de tensão e ampacidade comum a alimentadores do tipo, utilizou-se cabos do tipo Penguin. Desta forma, os resultados obtidos disponibilizados na Tabela 3.10.

Tabela 3.10 - Parâmetros do alimentador (138 kV)

Resistência (seq. positiva e zero)		Indutância (seq. positiva e zero)		Capacitância (seq. positiva e zero)	
R1 ($\Omega.km$)	R0 ($\Omega.km$)	L1 ($m \Omega.km$)	L0 ($m \Omega.km$)	C1 ($\mu\Omega.km$)	C0 ($\mu\Omega.km$)
0,2680	0,5019	1,0918	3,6438	10,8101	6,3790

Ressalta-se que o levantamento dos parâmetros de sequência foi realizado para as redes de distribuição em média tensão, para que se pudesse atingir um nível maior de precisão e semelhança com o modelo real, trazendo assim uma maior sensibilidade e assertividade para o estudo em questão. Por sua vez, as redes de distribuição de baixa tensão foram modeladas apenas como circuitos RL, por saber-se da assertividade deste modelo para o nível de tensão utilizado.

3.5. DETALHAMENTO DOS PONTOS DE ACOPLAMENTO

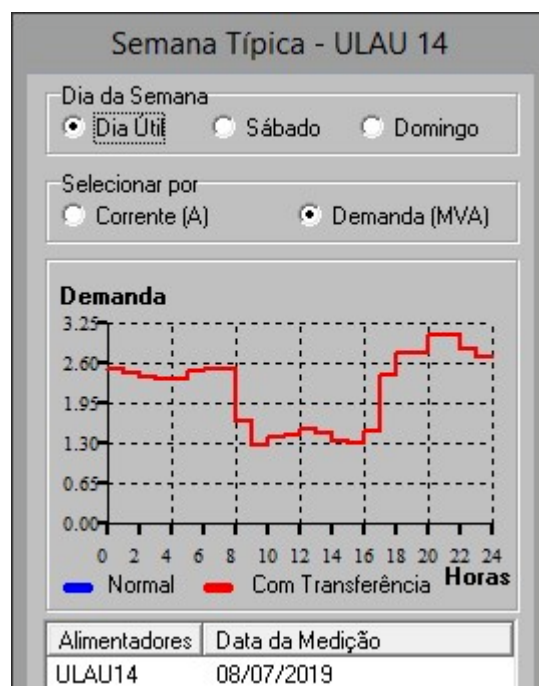
3.5.1. Ponto de Acoplamento em 13,8 kV

Ao tratar-se do alimentador utilizado no caso base (5 MW), pode-se complementar o circuito do mesmo através de dados reais obtidos através da telesupervisão aplicada ao mesmo, ou seja, por meio do sistema supervisor da concessionária local (CEMIG-D) e através de projetos da rede de distribuição da

mesma, é possível explanar-se melhor sobre as características intrínsecas deste alimentador em específico.

Neste contexto, para o alimentador ULAU-14, derivado da subestação *UBERLAN-7* tem-se a demanda média de acordo com a Figura 3.3.

Figura 3.3 - Demanda do alimentador ULAU-14



Pode-se observar, a partir da Figura 3.3, uma curva característica de alimentadores com a presença de Geração Fotovoltaica em algumas de suas unidades consumidoras.

O alimentador em questão, trata-se de um alimentador urbano/industrial, logo, para um alimentador comum, deste tipo, espera-se que após as 07h00 haja um crescimento no consumo em relação a madrugada. Ainda se tratando de um alimentador urbano/industrial típico, é comum se observar nos dias de hoje dois de elevada demanda no sistema. Um destes situado no meio da tarde (entre 14h00 e 16h00), provocado pela utilização de climatizadores, ar condicionado. Outro ponto, este ainda mais comum, ocorre, via de regra, após as 18h00 [42].

Entretanto, tratando-se deste alimentador ULAU-14, é possível se observar que das 08:00h até aproximadamente as 17:00h existe grande redução

do montante de demanda do consumido, ressalta-se ainda que a transição destes montantes ocorre de forma significativa. Tal redução é explicada pela presença de geração fotovoltaica neste alimentador, uma vez que, durante este período (08h00 às 17h00) é justamente o momento em que as UFVs, em geral, estão gerando quantitativos maiores de energia. Desta forma, após as 17h00, quando a irradiância é baixa para a geração, existe um crescimento na demanda deste alimentador, ou seja, uma vez que a geração não mais consegue suprir parte da carga, o sistema deve por sua vez suprir a mesma.

Por meio desta mesma estratégia de supervisão, é possível extrair outros dados importantes para a simulação, como por exemplo os níveis de curto circuito. Assim tem-se dispostos na Figura 3.4 as características elétricas do alimentador.

Figura 3.4 - Características do alimentador ULAU-14

Dados do Ponto Primário																							
Subestação / Alimentador										ULAU/14													
Dados Acumulados						Curto Circuito		(A)	Ângulo														
Carga Instalada (kVA)						Trifásico		2610	-75,15														
Distribuída						Fase/Fase		0	0,00														
Primária						Fase/Terra Mín		192	0,00														
Rural						Fase/Terra Máx		1952	-71,56														
Clientes																							
Secundário						0																	
Primário						0																	
Rural						0																	
Tensão por Fase																							
Nível de Tensão(%)																							
<table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>A</th> <th>B</th> <th>C</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Ponta</td> <td>101,1</td> <td>100,9</td> <td>101,2</td> </tr> <tr> <td>F Ponta</td> <td>103,3</td> <td>103,4</td> <td>103,3</td> </tr> </tbody> </table>													A	B	C	Ponta	101,1	100,9	101,2	F Ponta	103,3	103,4	103,3
	A	B	C																				
Ponta	101,1	100,9	101,2																				
F Ponta	103,3	103,4	103,3																				
Queda Tensão(%)																							
<table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>A</th> <th>B</th> <th>C</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Ponta</td> <td>1,0</td> <td>1,1</td> <td>0,8</td> </tr> <tr> <td>F Ponta</td> <td>0,2</td> <td>0,1</td> <td>0,2</td> </tr> </tbody> </table>													A	B	C	Ponta	1,0	1,1	0,8	F Ponta	0,2	0,1	0,2
	A	B	C																				
Ponta	1,0	1,1	0,8																				
F Ponta	0,2	0,1	0,2																				
Perdas (kW por Fase)																							
<table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>A</th> <th>B</th> <th>C</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Ponta</td> <td>0,0</td> <td>0,0</td> <td>0,0</td> </tr> <tr> <td>F Ponta</td> <td>0,0</td> <td>0,0</td> <td>0,0</td> </tr> </tbody> </table>													A	B	C	Ponta	0,0	0,0	0,0	F Ponta	0,0	0,0	0,0
	A	B	C																				
Ponta	0,0	0,0	0,0																				
F Ponta	0,0	0,0	0,0																				
Demanda																							
kVA por Fase																							
<table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>A</th> <th>B</th> <th>C</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Ponta</td> <td>0,0</td> <td>0,0</td> <td>0,0</td> </tr> <tr> <td>F Ponta</td> <td>0,0</td> <td>0,0</td> <td>0,0</td> </tr> </tbody> </table>													A	B	C	Ponta	0,0	0,0	0,0	F Ponta	0,0	0,0	0,0
	A	B	C																				
Ponta	0,0	0,0	0,0																				
F Ponta	0,0	0,0	0,0																				
Fator de Coincidência Médio																							
<table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>Ativo</th> <th>Reativo</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Ponta</td> <td>1,03</td> <td>1,06</td> </tr> <tr> <td>F Ponta</td> <td>0,14</td> <td>1,07</td> </tr> </tbody> </table>													Ativo	Reativo	Ponta	1,03	1,06	F Ponta	0,14	1,07			
	Ativo	Reativo																					
Ponta	1,03	1,06																					
F Ponta	0,14	1,07																					
Fator de Potência																							
<table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th></th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Ponta</td> <td>1,000</td> </tr> <tr> <td>F Ponta</td> <td>1,000</td> </tr> </tbody> </table>														Ponta	1,000	F Ponta	1,000						
Ponta	1,000																						
F Ponta	1,000																						

3.5.2. Ponto de Acoplamento em 138 kV

Tratando-se do PAC em 138 kV, tem-se que o ponto de interligação é a subestação Uberlândia-7. Uma vez conhecida a subestação é possível investigar as características do barramento. Para o caso em específico, sabe-se que o barramento é indicado pelo número 1578 e tem como identificador a codificação “UBERL7-MG138”. O arquivo de dados base, disponibilizado pelo ONS, tem o horizonte do biênio 2021/2022 e considera carga média durante o verão do período indicado. Tais dados podem ser obtido por meio do site do ONS. Estes dados também são divulgados pela EPE, entretanto com uma visão mais de planejamento para o setor elétrico. Estes arquivos podem ser obtidos no site do órgão.

Outros dados como nível de curto circuito, ângulo, relação X/R dentre outros são encontrados no relatório do ONS DPL_REL_0374_2019 “Estudos de Curto-Circuito Período 2019-2024 – Volume 2” [32].

Com uma compilação de dados das fontes destacadas acima, as principais informações necessárias à implementação do sistema, são disponibilizados na Tabela 3.11.

Tabela 3.11 – Principais dados de acoplamento em 138 kV

Grandeza	Valor
Barramento	1578
Identificador	UBERL7-MG138
Tensão	1,03232121934336 (pu)
Ângulo	4,373931423169
Nível de Curto Circuito	2001,2 MVA
Potência Base	100 MVA
Tensão Base	138 kV
Relação X/R	4,1

Após o detalhamento de cada parte constituinte do sistema elétrico de conexão e UFV, pode-se partir para a apresentação sintética da implementação destes sistemas nos softwares escolhidos.

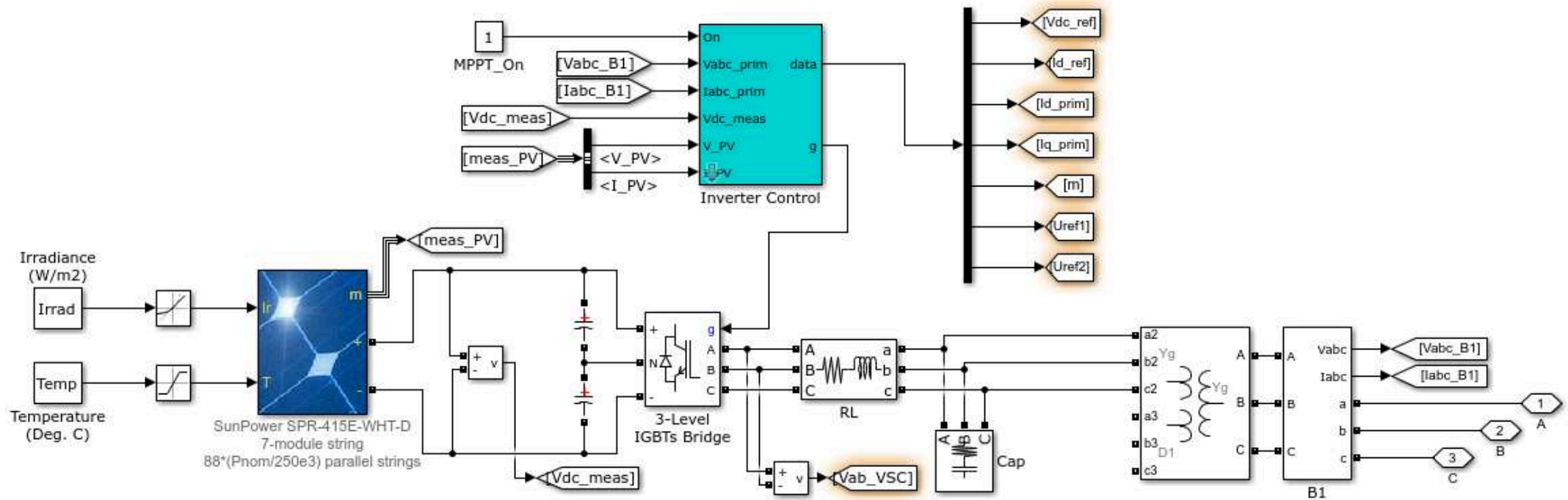
3.6. IMPLEMENTAÇÕES COMPUTACIONAIS

Nesta subseção são apresentadas as implementações computacionais dos sistemas então caracterizados.

3.6.1. Unidade fotovoltaica elementar de 1,25 MW implementada no Matlab/Simulink

A Figura 3.5 ilustra a montagem de uma string. Neste trabalho, conforme já afirmado, haverá uma concatenação do modelo para a utilização de apenas 4 inversores no caso base (UFV de 5 MW). Assim, cada inversor equivalente tem a potência de 1,25 MW. Isto foi adotado por questões de redução de necessidade de processamento computacional e também pelo fato de não influenciar nos resultados as serem analisados neste trabalho dissertativo.

Figura 3.5 Unidade elementar de 1,25 MW



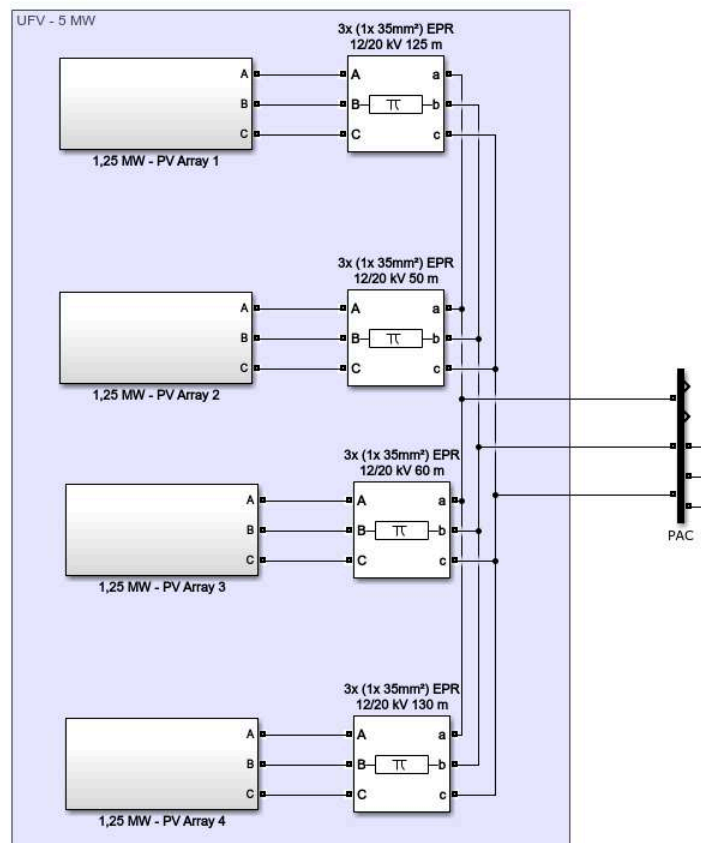
3.6.2. UFV de 5 MW implementada no Matlab/Simulink

Premissas adotadas:

- Versão do software: MATLAB R2017b;
- Utilização de modelo ideal do transformador 0,44 / 13,8 kV – 1,1 MVA;
- Irradiância e temperatura fixas;
- Não se considerou distorção pré existente no PAC.

A Figura 3.6 a seguir mostra a unidade de 5MW implementada.

Figura 3.6 - UFV de 5 MW



3.6.3. UFV de 20 MW implementada no Matlab/Simulink

Como discorrido anteriormente, para se chegar a geração acumulada de 20 MW, partiu-se do princípio de replicação do modelo existente de 5 MW, de modo a se preservar as características deste. É necessário ressaltar que durante

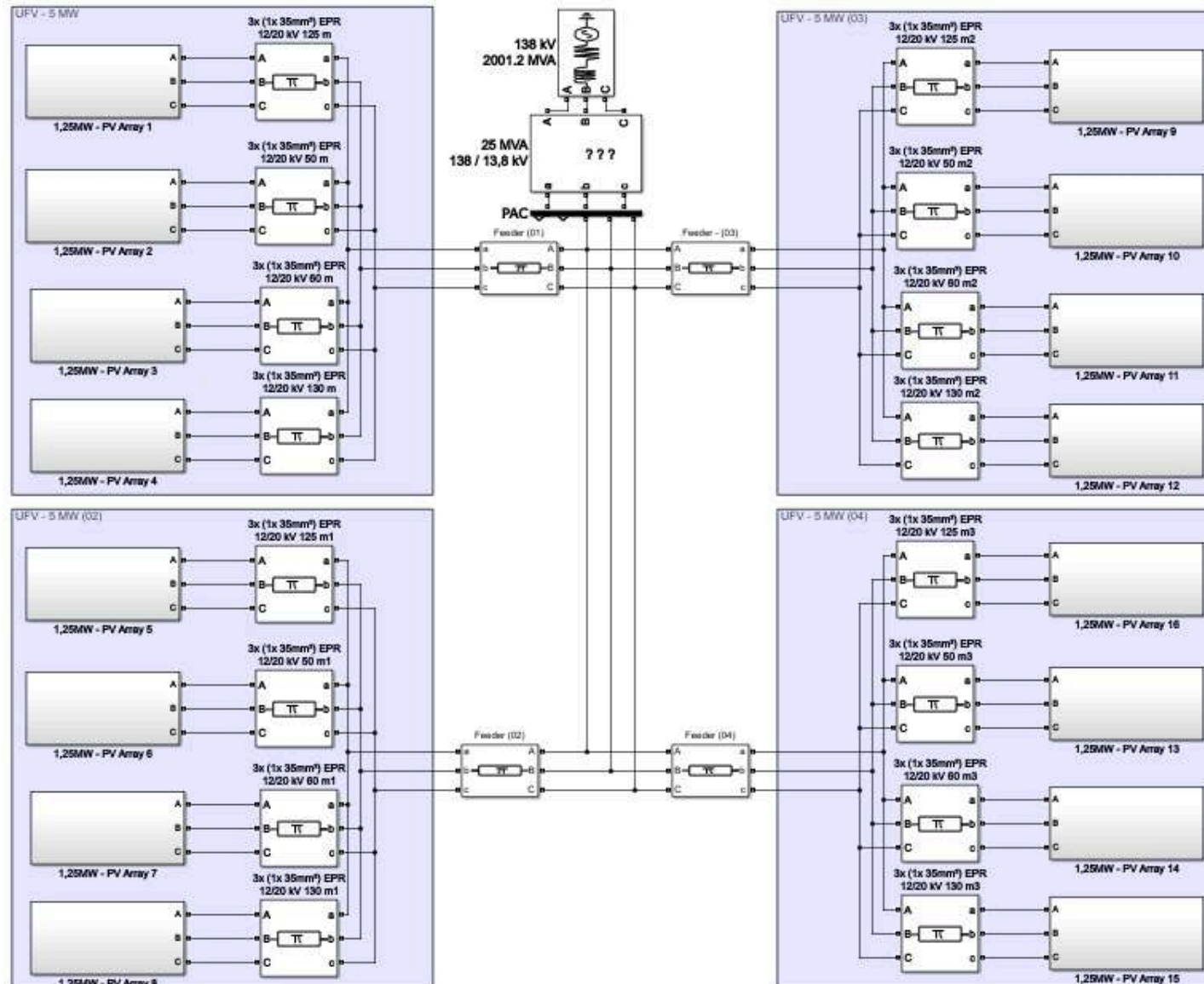
a replicação dos modelos foram necessários alguns ajustes nos ganhos das malhas de controle dos inversores, visto que os mesmos se utilizam da tensão da rede como referência e a cada implementação esta tensão sofria algumas variações.

Premissas adotadas:

- Versão do software: MATLAB R2017b;
- Utilização de modelo ideal dos transformadores 0,44 / 13,8 kV - 1,1 MVA e 13,8 / 138 kV – 25 MVA;
- Irradiância e temperatura fixas;
- Inclusão de impedância entre as UFVs (5 MW) e o PAC, de forma a se simular diferentes alimentadores provenientes do mesmo barramento de 13,8 kV;
- Não se considerou distorção pré existente no PAC.

A Figura 3.7 mostra o sistema implementado no software Matlab/Simulink.

Figura 3.7 - UFV de 20 MW



3.6.4. UFV de 20 MW implementada no HarmZs

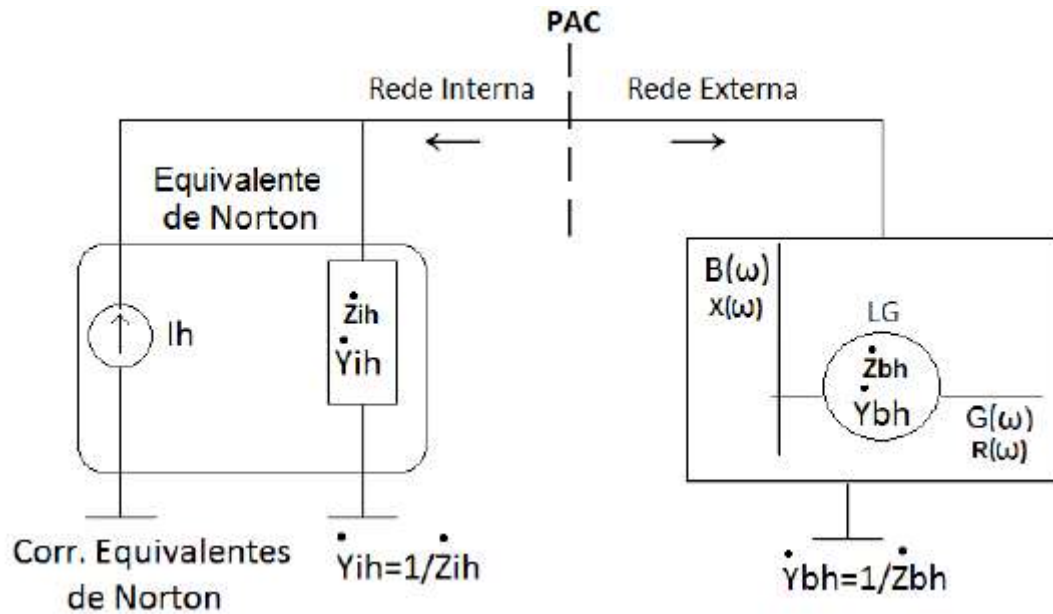
A modelagem do HarmZs foi montada a partir de quatro fontes de corrente independentes, as quais injetam no sistema a amplitude de corrente segundo a Tabela 4.2 utilizando-se apenas os valores indicados para o sistema de 20 MW.

Os valores utilizados como dados de entrada para as fontes de corrente no HarmZs são os valores provenientes da modelagem do caso de 20 MW simulado no MATLAB/Simulink. Tal ação foi tomada com a intenção da máxima preservação das características provenientes do caso real da UFV de 5 MW.

Todo o restante do sistema, a partir dos inversores, os quais tiveram seus circuitos remodelados segundo o descritivo anterior, tiveram então sua modelagem conforme descrição feita no Capítulo 3, conservando suas características iniciais. Não há necessidade de se aplicar a Lei de Agregação, pois as correntes empregadas (Tabela 4.2) já são resultantes do somatório de contribuições dos 4 grupos de inversão supra apresentados.

O software utilizado tem como princípio a utilização do método do Equivalente de Norton para a análise do sistema. Logo, este programa simplifica toda a rede externa por um equivalente e a rede, quando simplificada pelo Equivalente de Norton torna-se uma impedância que varia de acordo com a frequência e com as contingências aplicadas a sua topologia inicial. Vale ressaltar que as contingências da Rede Básica refletem no modelo como variações da corrente e da impedância harmônica. A Figura 3.8 [18] representa o descrito para cada valor de ordem harmônica.

Figura 3.8 - Representação do equivalente Norton

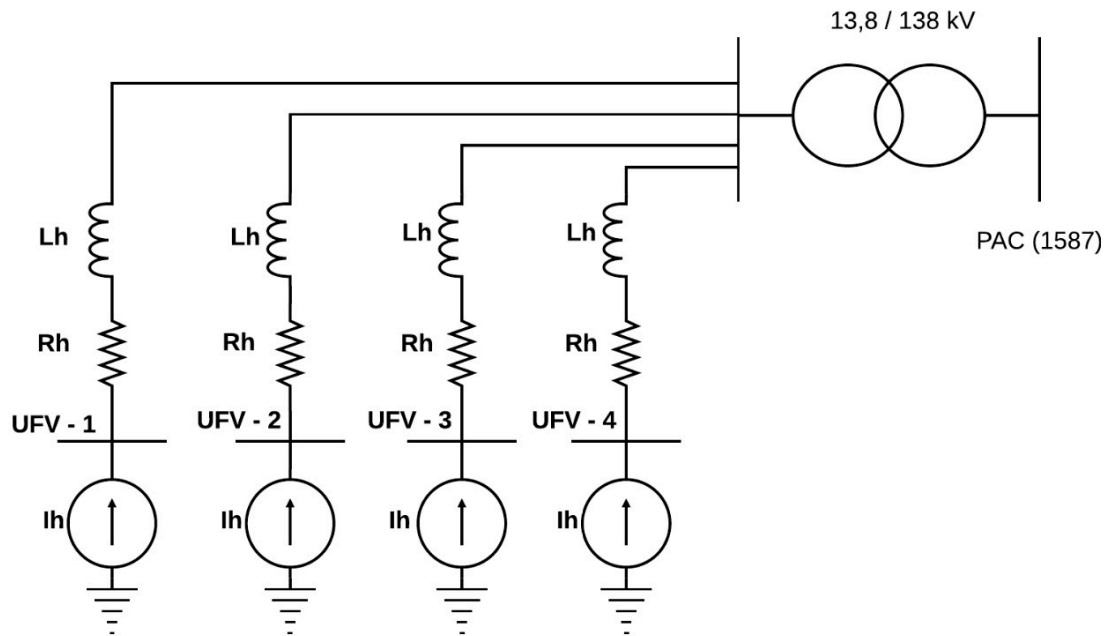


Premissas adotadas:

- Versão do software: Utilizou-se a versão 1.9 (versão oficial) em conjunto com a versão 3.0 (versão estudante);
- Contingências aplicadas ao caso base: 87 contingências;
- Utilizou-se da ferramenta de correção da resistência de acordo com a frequência do HarmZs.

A figura representativa da rede interna implementada é mostrada na Figura 3.9.

Figura 3.9 - Rede Interna (HarmZs)



O código utilizado para a modelagem do sistema está disponível no Anexo A desta dissertação. Maiores esclarecimentos e informações pertinentes são feitos quando da apresentação dos resultados.

CAPÍTULO 4 -

ESTUDO DE CASO DE ACESSO: AGRUPAMENTO DE MINI GERAÇÕES DISTRIBUÍDAS (4 X 5 MW) VERSUS FAZENDA FOTOVOLTAICA (20 MW)

Tem-se neste capítulo a apresentação dos resultados do estudo de caso implementado. Trata-se, conforme já mencionado, de uma avaliação comparativa entre os requisitos de acesso necessários à conexão de uma fazenda fotovoltaica de 20 MW e aqueles imperativos para a conexão de um agrupamento de 4 mini gerações distribuídas fotovoltaica de 5 MW cada, o que também totaliza uma potência de 20 MW. É evidente que se pretende, a partir de tal estudo, tecer uma análise crítica a respeito das diferenças impostas a cada situação, dado que na prática ambos complexos fotovoltaicos apresentam potência instalada de mesma magnitude. Para tanto, os softwares empregados destinam-se, de forma peculiar, à obtenção dos modelos e simulações correlatos à cada requisito de acesso.

4.1. AGRUPAMENTO DE 04 MINI GERAÇÕES DISTRIBUÍDAS DE 5 MW CADA TOTALIZANDO-SE 20 MW

Os resultados da inserção deste agrupamento de mini gerações distribuídas serão apresentados, no presente trabalho dissertativo, de forma escalonada, ou seja, considerando a conexão individualizada de cada unidade e, assim, verificando o resultado dos indicadores no PAC das 4 GDs. Nestes termos, ter-se-á as seguintes situações de composição: 5 MW, 10 MW, 15 MW e 20 MW.

Como passo inicial, deve-se observar a relação entre a potência de curto circuito trifásico da barra escolhida para análise ($S_{cc_{3\phi}}$), e a potência nominal da instalação (P_C), conforme norma adotada pela distribuidora local (CEMIG) [30]. A Tabela 4.1 ilustra tais relações. Observa-se que a potência de curto circuito trifásica adotada, de acordo com o mostrado no Capítulo 3, é, para o ponto de conexão em questão considerando-se os patamares de 5, 10, 15 e 20 MW de geração, em relação ao nível de curto da barra em 138 kV (UBERLAN-7) mostrado em [18].

Tabela 4.1 - Relação entre a potência de curto circuito e a potência da instalação do agrupamento de GDs

Potência da Instalação	5 MW	10 MW	15 MW	20 MW
$k(S_{cc_{3\phi}}/P_C)$	400,24	200,12	133,41	100,06

Tais resultados implicam que os limites de injeção de correntes harmônicas deverão ser aqueles mostrados na Tabela 4.2 [30], para cada situação analisada.

Tabela 4.2 - Limites aplicáveis de distorção de corrente (IEEE 519-2014)

Limites por consumidor para distorção harmônica de corrente 69 < V < 138 kV (Baseados na Norma IEEE 519 - 2014)						
$S_{cc_{3\phi}}/P_c$	Valores percentuais das correntes harmônicas					
	$h \leq 11$	$11 < h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$h \geq 35$	TDD (%)
$k \leq 20$	2,00	1,00	0,75	0,30	0,15	2,50
$20 < k \leq 50$	3,50	1,75	1,25	0,50	0,25	4,00
$50 < k \leq 100$	5,00	2,25	2,00	0,75	0,35	6,00
$100 < k \leq 1000$	6,00	2,75	2,50	1,00	0,50	7,50
$k \geq 1000$	7,50	3,50	3,00	1,25	0,70	10,00

Destaca-se ainda o ponto dos limites de distorção aplicáveis para a situação em negrito. Vale ressaltar ainda, que a Tabela 4.2 já foi mostrada no Capítulo 2.

A partir dos modelos implementados no Matlab/Simulink, os quais foram introduzidos no Capítulo 3 desta dissertação, tem-se a obtenção das correntes harmônicas no ponto de acoplamento das GDs. Tais resultados encontram-se sintetizados, para cada situação de conexão (1 GD, 2 GDs, 3 GDs e 4 GDs) na Tabela 4.3.

Tabela 4.3 - Distorção de corrente injetada no PAC

Distorção de Corrente							
5 MW		10 MW		15 MW		20 MW	
h	Valores	h	Valores	h	Valores	h	Valores
2	0,1868%	2	0,1094%	3	0,2604%	2	0,9232%
4	0,2161%	4	0,218%	5	1,15%	3	0,4628%
5	0,7328%	5	0,4281%	7	0,5808%	4	0,3686%
7	0,5546%	7	0,8837%	11	1,25%	5	1,12%
11	0,425%	11	0,6592%	13	0,2597%	6	0,201%
13	1,112%	12	0,1393%	17	0,1427%	7	0,4774%
17	0,3769%	13	0,539%	19	0,1127%	9	0,7205%
25	0,1983%	17	0,153%	23	0,1233%	13	0,2716%
29	0,6152%	23	0,1223%	25	0,105%	23	0,1536%
31	0,194%	25	0,1451%	29	0,3734%	25	0,1044%
35	0,1329%	29	0,4665%	31	0,2596%	29	0,3159%
37	0,2865%	31	0,239%	35	0,1972%	31	0,2123%
		35	0,1736%	37	0,1739%	35	0,2133%
		37	0,2217%			37	0,1519%
						39	0,1084%
DTHI	1,744%	DTHI	1,477%	DTHI	1,922%	DTHI	1,9%

Ressalta-se que tais correntes, em um estudo prático, devem ser calculadas por meio da disponibilização das correntes certificadas produzidas pelos inversores. As correntes certificadas são, de fato, fornecidas pelos fabricantes e devem obedecer a diretrizes estabelecidas na IEC. 61400-21 – *Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines. International Standard* [43]. Para tanto, processos de agregação de correntes devem ser empregados, em consonância com a norma IEC/TR 61000-3-6 [44].

Para que se haja uma compatibilização de acordo com a forma de análise da concessionária local, os resultados mostrados na Tabela 4.3 devem ser analisados em conjunto com a Tabelas 4.2, a qual mostra os limites escolhidos pela concessionária como forma de análise preliminar para os casos de conexão com a rede. Neste contexto, foram comparados com os resultados obtidos com os limites admissíveis de distorção de corrente, a qual a CEMIG D utiliza como base de comparação para aprovar ou reprovar o estudo de acesso dos casos.

Em uma sequência lógica de resultados, apresenta-se ainda, na Tabela 4.4, uma análise das distorções harmônicas de tensão no PAC. Tais resultados foram possíveis devido a modelagem detalhada da rede de distribuição no ponto de conexão destas mini gerações distribuídas.

Tabela 4.4 - Distorção de tensão no PAC

Distorção de Tensão							
5 MW		10 MW		15 MW		20 MW	
h	Valores	h	Valores	h	Valores	h	Valores
13	0,188%	7	0,1472%	5	0,1943%	5	0,2291%
29	0,2283%	11	0,1826%	7	0,1416%	7	0,1395%
37	0,1354%	13	0,1686%	11	0,4813%	9	0,6202%
		29	0,3294%	13	0,1163%	23	0,1134%
		31	0,1848%	29	0,3802%	25	0,141%
		35	0,1462%	31	0,2884%	29	0,3825%
		37	0,2%	35	0,2407%	31	0,3352%
				37	0,2259%	35	0,2757%
						37	0,2298%
DTHV	0,325%	DTHV	0,536%	DTHV	0,8%	DTHV	0,936%

Tanto para as Tabela 4.2, quanto para a Tabela 4.3, tem-se expostos apenas as ordens harmônicas com magnitudes superiores a 0,1% em relação a nominal.

Faz necessário destacar-se que para um estudo de acesso convencional, cada empreendimento de GD seria feito de forma individual, entretanto, para este trabalho, escolheu-se por escalonar os estudos para que se pudesse fazer uma comparação caso a caso. Destaca-se ainda, que como o modelo utilizado para as GDs é semelhante, assim como seu ponto de conexão, os resultados encontrados para cada uma das GDs isoladamente seriam os mesmos.

Analisando-se as distorções de corrente encontradas na Tabela 4.3, observa-se que caso houvesse o estudo de conexão para as UFVs de 5 MW, não haveriam quaisquer empecilhos quanto à qualidade da energia elétrica, neste quesito de níveis de distorção harmônicas, para a inserção destas gerações, considerando-se a normatização adotada pela CEMIG-D para a inserção de GD a sua rede de baixa tensão. Tal como os resultados das distorções de corrente, observa-se que as distorções de tensão, mostradas na Tabela 4.4, não apresentam quaisquer violações dos limites estabelecidos no PRODIST ou mesmo no Submódulo 2.8 do ONS.

Percebe-se portanto que, ao se tratar da forma de análise utilizada para a conexão de GDs à rede sob o aspecto dos níveis de distorção de tensão, é necessário que houvesse um cuidado maior quanto aos estudos requeridos, ou seja, seria necessárias avaliações mais profundas sobre o ponto de conexão, seus efeitos em pontos de conexão adjacentes e para casos de maior potência ou grande quantidade de gerações conjuntas, a possível influência destas distorções no SIN.

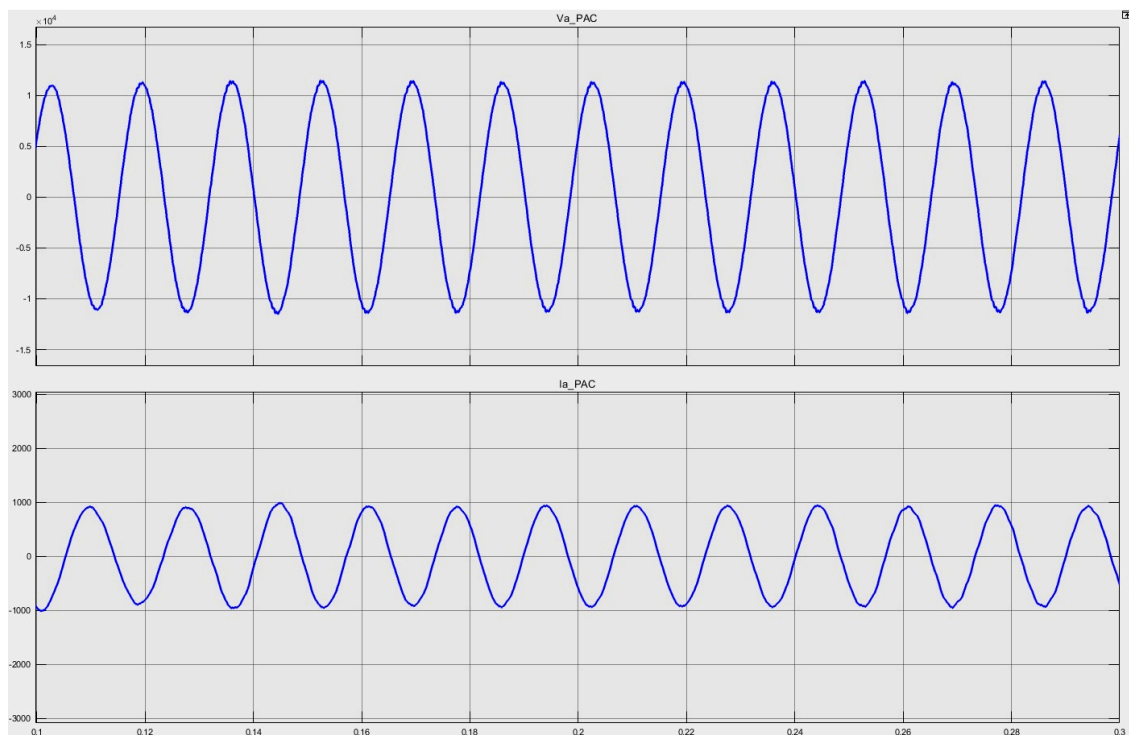
Para este estudo de caso, ao tratar-se do ponto de conexão à rede, observa-se que a conexão foi feita em um barramento com elevado nível de curto circuito. Sobre este mesmo aspecto, observa-se que a região onde se encontra o empreendimento e sua respectiva a conexão à rede, é uma região que possui grande número de usinas em seu entorno, resultando assim em uma massa girante respeitosamente elevada. Consideradas as observações frente a configuração do ponto de conexão, é necessário observar ainda que o problema das distorções harmônicas é de certa forma amenizado por estas configurações, visto que caso estes empreendimentos fossem conectados a barramentos de

nível de curto mais baixo ou ainda com uma massa girante menor, os níveis de distorção poderiam ser bem maiores.

Vale ressaltar que demais estudos como estabilidade dinâmica e de regime permanente, proteção, sobretensões dentre outros estudos necessários a conexão à rede destes empreendimentos, não foi contemplada neste trabalho, visto que o tema central se distancia dos mesmos.

A título de ilustração, a Figura 4.1 apresenta as formas de onda de tensão e corrente no PAC para o caso de inserção de 20 MW de GD. Escolheu-se por expor apenas as grandezas referentes ao caso de 20 MW visto que para todas as configurações, os valores obtidos tiveram distorções inferiores quando comparadas ao caso em questão.

Figura 4.1 - Tensão e corrente no PAC quando da inserção de 20 MW de GD



4.2. FAZENDA SOLAR FOTOVOLTAICA DE 20 MW

Os requisitos de acesso de fazendas solares encontram-se contemplados, no quesito qualidade a de energia elétrica, na NT 009/2016 Rev.2018 [18], conforme já afirmado no Capítulo 2 deste trabalho. Assim, após toda a modelagem do sistema no HarmZs, em consonância com a descrição feita no Capítulo 3, juntamente a utilização do arquivo base do SIN, o qual detalha toda a rede nas imediações da barra de conexão, tem-se a execução do software em questão. Para tanto, um código representando o sistema e suas contingências relacionadas a barras e equipamentos adjacentes pertencentes a rede básica são levados em consideração. A Tabela 4.5 representa as distorções individuais para cada uma das ordens harmônicas consideradas, onde, para se obter este valor é considerado a contingência que provoca a maior distorção harmônica individual, sendo este processo repetido para cada ordem harmônica em específico.

Tabela 4.5 – Distorção harmônica de tensão no ponto de conexão da fazenda fotovoltaica de 20 MW

h	I Norton (pu)	Yi(pu)	Ymin(pu)	DHI Máx(%)
2	0,0074	0,0000+j0,0002	5,7357	0,1288
3	0,0037	0,0000+j0,0003	3,4954	0,106
4	0,003	0,0000+j0,0004	2,2718	0,1299
5	0,006	0,0000+j0,0005	1,0219	0,5907
6	0,0011	0,0000+j0,0006	1,0975	0,0988
7	0,0026	0,0000+j0,0007	1,0668	0,2415
9	0,0039	0,0000+j0,0010	0,2997	1,2991
13	0,0011	0,0000+j0,0014	0,7439	0,1472
23	0,0006	0,0000+j0,0025	1,1909	0,0529
25	0,0004	0,0000+j0,0027	0,5841	0,0736
29	0,0013	0,0000+j0,0032	0,9121	0,144
31	0,0009	0,0000+j0,0034	0,4777	0,1859
35	0,0009	0,0000+j0,0039	0,2987	0,3024
37	0,0006	0,0000+j0,0041	0,6208	0,1044
39	0,0005	0,0000+j0,0044	0,3235	0,144

As grandezas mostradas na Tabela 4.5 são definidas por:

h : Ordem harmônica em função da fundamental (60 Hz).

I_{Norton} : Módulo da Corrente de Norton em p.u. injetada no PAC (Exemplo mostrado na Figura 3.8).

Y_i : Admitância da rede interna, em p.u., dado de acordo com a ordem harmônica em questão (Exemplo mostrado na Figura 3.8).

Y_{min} : Valor da admitância representativa da rede básica, em p.u., a qual proporciona um valor máximo de tensão harmônica ($V_{h\text{max}}$) para determinada ordem harmônica (h).

$DHI_{\text{Máx}}$: Distorção Harmônica de Tensão Individual máxima, calculada em porcentagem da nominal.

Observação: tratando-se da Tabela 4.5, as grandezas são atribuídas segundo a nomenclatura utilizada na NT 009/2016 Rev.2018 [18].

Os gráficos das Figuras 4.2 e 4.3 representam uma visão geral de todos os pontos dos Lugares Geométricos encontrados, utilizando-se o polígono de n lados e o setor angular. Sendo a informação dada em valor de admitância, esta demonstra para cada um dos pontos pertencentes ao Lugar Geométrico, o valor tal qual quando da colocação em paralelo com a admitância interna do empreendimento, resulta no maior valor de distorção harmônica.

Figura 4.2 - Lugar Geométrico – polígono de n lados

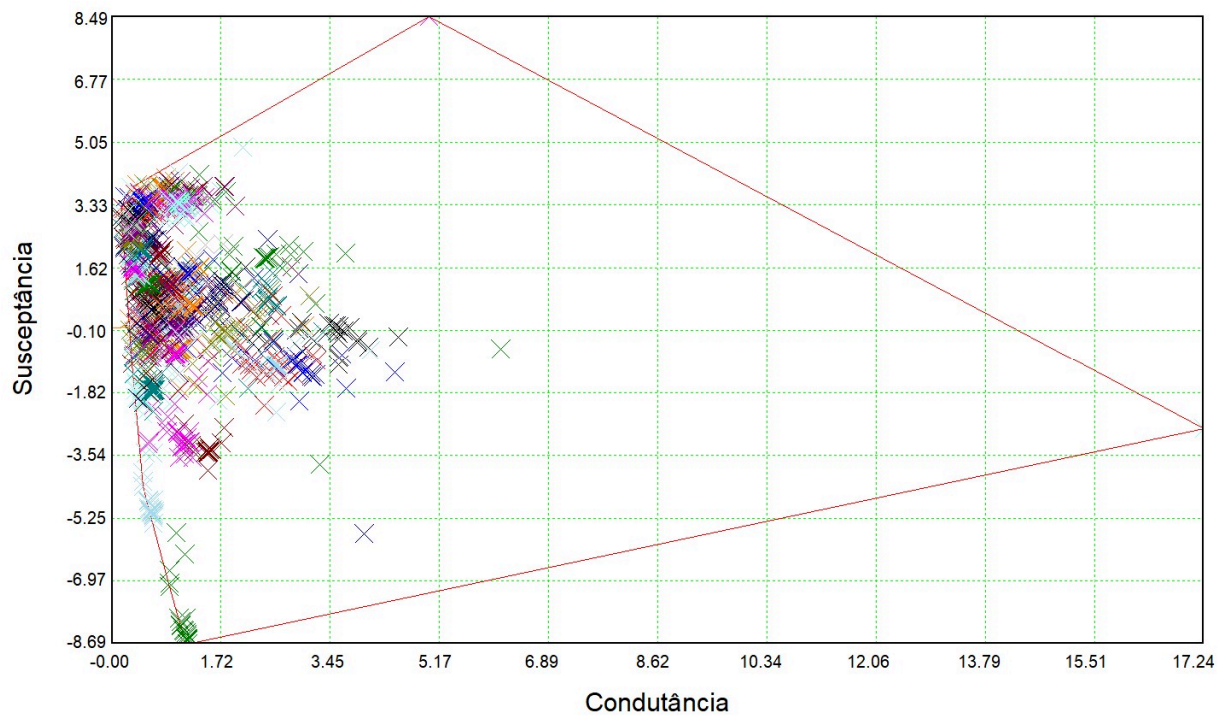
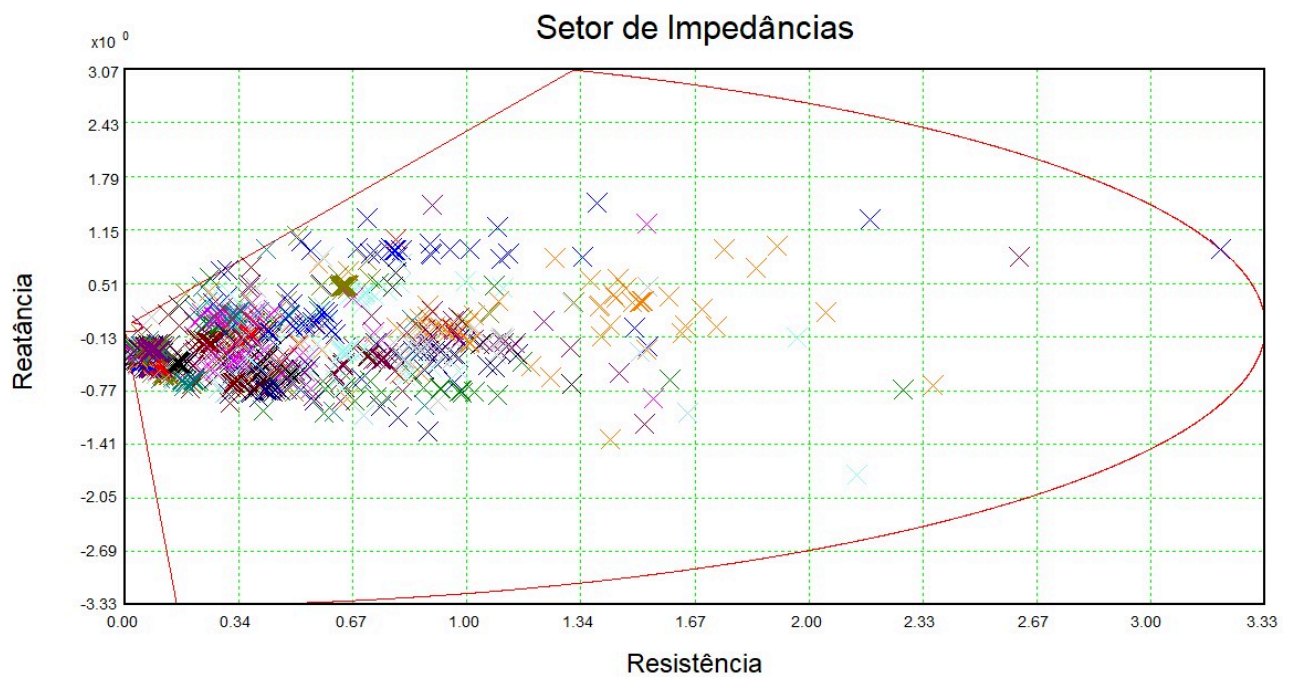


Figura 4.3 – Lugar Geométrico – setor anular



Obs.: O HarmZs em sua versão 3.0 permite a exibição do Lugar das Raízes em forma de impedância apenas para o modo setor anular, não sendo possível esta exibição para o polígono de n lados [45].

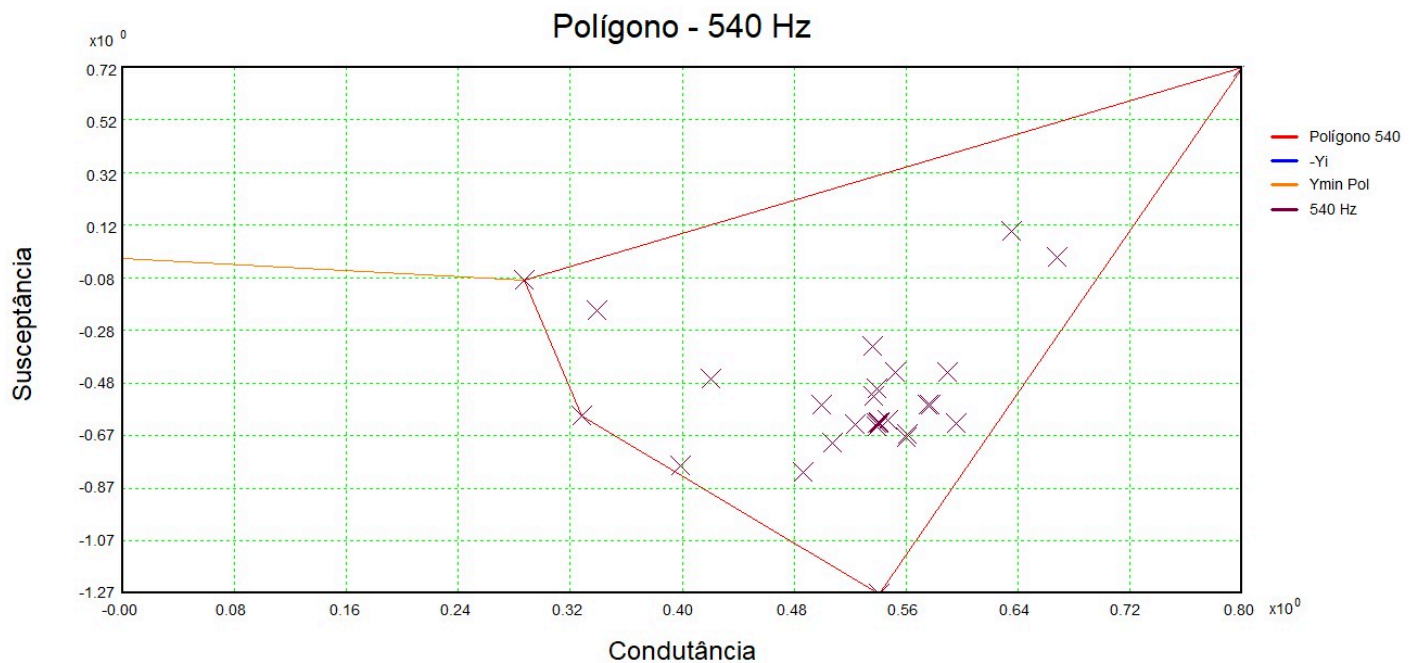
Acerca dos resultados obtidos na Tabela 4.5, os mesmos deverão ser observados de acordo com os limites definidos pelo submódulo 2.8 dos Procedimentos de Rede do ONS [24]. Os dados referentes aos limites aplicáveis a este caso em específico são mostrados na Tabela 4.6.

Tabela 4.6 - Limites de distorção harmônica individuais de tensão aplicáveis

V ≥ 69 kV			
DTHI, h ímpar		DTHI, h par	
Ordem	Valor (%)	Ordem	Valor (%)
3 a 25	0,6 %		
		todos	0,3 %
≥ 27	0,4%		
DTHTS95% = 1,5 %			

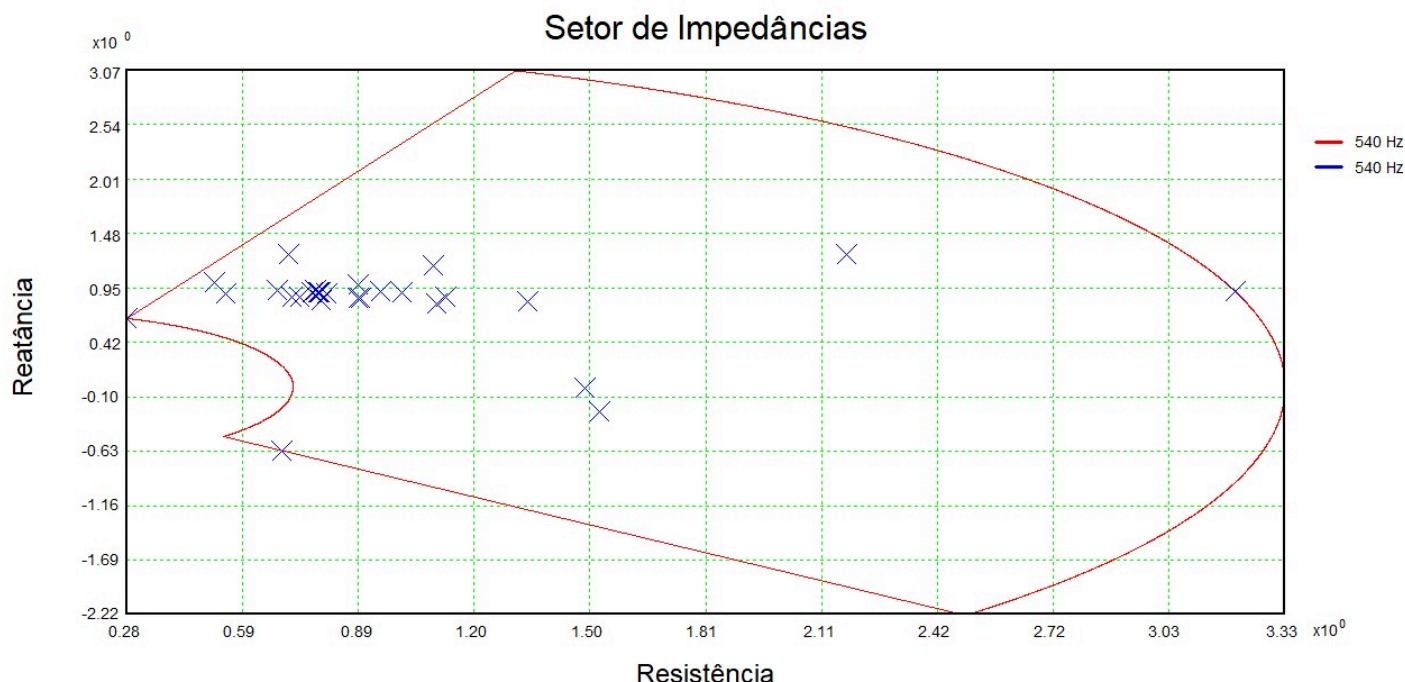
Ao analisar a Tabela 4.5 e os limites dados na Tabela 4.6, percebe-se que para o valor de Distorção Harmônica Individual na frequência de 540 Hz (9ª Harmônica) existe a violação do limite inferior de distorção (0,6%) indicado para esta ordem, indicando, portanto, que seriam necessárias adequações no sistema. O Lugar Geométrico, gerado através do Polígono de n lados para a frequência de 540 Hz é mostrado na Figura 4.4.

Figura 4.4 – Lugar Geométrico – polígono de n lados – admitâncias de frequência 540Hz



A análise realizada através do método do polígono de n lados resulta em uma Distorção Máxima individual de 1,299%, a Nota Técnica do ONS [18] possibilita ainda que a análise seja feita através de um setor anular. Porém, utilizando o método do setor anular tem-se uma Distorção Máxima individual de 1,301%, o gráfico do caso é representado pela Figura 4.5.

Figura 4.5 – Lugar Geométrico – setor anular – Impedâncias de frequência 540Hz



Obs.: O HarmZs em sua versão 3.0 permite a exibição do Lugar das Raízes em forma de impedância apenas para o modo setor anular, não sendo possível esta exibição para o polígono de n lados [45].

Mais uma vez, destaca-se neste ponto que, para a realização dos estudos no HarmZs, em um estudo comum deveriam ser utilizadas as correntes certificadas dos inversores, entretanto, para este estudo de caso, como não se possui estas correntes e também pela invalidação das mesmas já que optou-se pela aglutinação dos inversores para a redução do processamento computacional, utilizou-se as correntes encontradas na simulação realizada no MATLAB/Simulink.

Neste caso em particular, conforme orientações da NT 009/2016 Rev.2018 [18], seria necessário, durante a campanha de medição, validar as correntes emitidas pelas unidades inversoras, sendo que uma vez ratificada a corrente constante na informação de correntes certificadas, uma estratégia mitigatória deverá ser empregada. Porém, caso haja divergência, não só na frequência apontada como crítica no estudo (540 Hz), uma revisão do estudo de acesso deverá ser feita e novas necessidades de mitigação poderão ser

observadas. Neste contexto de estratégias mitigatórias, via de regra, na atualidade, tem-se o empregado de filtros harmônicos passivos sintonizados em uma frequência como a principal opção, devido a questões de ordem econômica e técnica.

Neste caso específico de inserção de fazendas solares, estudos correlatos à fenômenos de qualidade tal como flutuação de tensão não é, por hora, necessário, diferentemente do que se observa em análise de inserção de parques eólicos.

4.3. ANÁLISE COMPARATIVA DOS REQUISITOS DE ACESSO AO SISTEMA ELÉTRICO DE AGRUPAMENTO GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DE GRANDE PORTE E FAZENDAS FOTOVOLTAICAS DE MESMA MAGNITUDE

Baseado nos resultados expostos, é evidente a divergência entre os métodos de análise constantes nos documentos de acesso ao sistema elétrico, visto que para o caso do agrupamento de UFVs no contexto de GDs não houve violações de limite normativos, entretanto, ao se analisar a entrada em operação de uma UFV de geração centralizada houve uma violação, indicada pelos estudos, para a 9ª harmônica, sendo necessárias providências para a correção do nível harmônico por parte do acessante. Isto a despeito do fato que ambas situações se mostram com mesma potência final de geração fotovoltaica, ou seja, 20 MW de potência instalada.

Tendo em vista que na atualidade há um grande aumento da inserção de GDs no sistema elétrico de distribuição brasileiro e sabendo-se que o número de mini geração distribuída tem elevado consideravelmente, o presente estudo aponta para o fato que distintas exigências são feitas para empreendimento de magnitude, em termos de potência instalada, semelhantes. Sendo, em grosso modo, evidenciado um maior nível de exigência, em termos de estudos e critérios, para a situação de conexão de fazendas solares vinculadas às regras do ONS. Do ponto de vista da qualidade da energia, tal discrepância normativa pode causar considerável diferença em termos de cumprimento de requisitos para iguais montantes de inserção de geração fotovoltaica no sistema brasileiro, a depender do enquadramento do empreendimento.

Ademais, percebe-se que as GDs, no Brasil, já possuem muitos incentivos quando comparadas com a geração centralizada, ficando evidente, através deste estudo de caso, que esta questão normativa pode figurar como mais um incentivo à esta estratégia de conexão em relação à outra. Podendo, até mesmo, contribuir para que empreendimentos fotovoltaicos de médio porte (até cerca de 25 MW), optem por um fracionamento de sua geração em agrupamentos de mini geração distribuídas.

Extrapolando-se o estudo de caso para uma visão mais holística acerca do tema, fica evidente, então, a necessidade de estudos mais rigorosos de modo a estabelecer um critério mais convergente entre o ONS, para o caso de pequenas fazenda fotovoltaicas, e as Distribuidoras ou mesmo a ANEEL, para o caso de GDs de grande porte e seus agrupamento. Não é o foco desta dissertação a apresentação de críticas às normas vigentes e às suas exigências no tocante aos acessos ao sistema, mas sim mostrar que importantes discrepâncias podem ser observadas, tanto em termo procedimental, quanto em valores de referência a serem seguidos.

Quanto à participação destes empreendimentos na composição de geração do SIN, se classificados como mini geração distribuída, os mesmos não farão parte da Programação Diária de Produção (PDP) do ONS, e, sendo assim, não existirá uma previsão de geração para os mesmos. Tal procedimento poderá acarretar perda da otimização do sistema e na restrição de outras gerações para que haja o controle de fluxos sistêmicos, sendo esta última necessária para a preservação da estabilidade do SIN.

Outro ponto possível de destaque é o fato que, quando da inserção de GDs, não se tem a necessidade de realização de estudos vinculados à análise de estabilidade do sistema elétrico, tal como pode ser observada nas normas do Operador Nacional do Sistema Elétrico. Isto é importante porque sabe-se que, neste contexto, gerações advindas de fontes não despacháveis provocam, de uma forma geral, a diminuição da inércia do sistema, deixando o controle de frequência do sistema mais vulnerável.

CAPÍTULO 5 -

CONCLUSÕES

O presente trabalho discorreu, num primeiro momento, acerca dos tipos de geração mais comuns no Brasil e no mundo, apresentando o crescimento das gerações renováveis, principalmente das fontes eólica e solar.

A partir de então, tratou-se das diferentes modalidades de empreendimentos de geração de energia solar fotovoltaica e de suas particularidades ao se conectar ao sistema interligado brasileiro seja através de um ponto de conexão da rede básica ou por um ponto de conexão através da rede de distribuição. Em relação às normativas nacionais da rede de distribuição, optou-se por aquela correlata à CEMIG-D, visto que o empreendimento a ser modelado é conectado ao barramento da concessionária em questão.

Na sequência tratou-se dos fenômenos envolvidos na conexão à rede, dando enfoque especial aos fenômenos relacionados a qualidade da energia, mais especificamente às distorções harmônicas nos barramentos em diferentes níveis de tensão. Esta abrangência levou-se à análise tanto de normas do ONS, normas do PRODIST e também normas específicas da concessionária local, a CEMIG D.

Para a análise de caso, optou-se em um primeiro momento pelo uso do software MATLAB/Simulink onde foram inseridos então o modelo completo de uma UFV de 5 MW situada na cidade de Uberlândia-MG. Nestas simulações foram incluídas todas as dinâmicas dos inversores, cabos utilizados em corrente contínua, corrente alternada e ramal de distribuição, painéis fotovoltaicos,

transformadores dentre outros. Concluída esta modelagem, fez-se então uma expansão do empreendimento, de forma que ao se analisar a subestação da distribuidora, com um montante de 20 MW de geração instalado em seus ramais de distribuição. Nesta modelagem, não houve violações nos níveis de distorções harmônicas encontradas nos barramentos, tanto de 13,8 kV quanto de 138 kV para nenhum dos casos, sendo possível e viável, do ponto de vista normativo, a conexão deste agrupamento de UFVs sem necessidades adicionais de correção e/ou mitigação.

Tratando-se da geração concentrada e da forma de análise exigida pelo ONS no contexto de qualidade da energia, modelou-se o caso da fazenda solar (20 MW) no software HarmZs. Para que o máximo de características do projeto original fossem preservadas, foi realizada a modelagem parcial do sistema no HarmZs, sendo que todo circuito formado pelos painéis solares, cabos CC e inversores foram simplificados em fontes de corrente com os mesmos níveis de distorção colhidos através do MATLAB/Simulink. A partir daí, todo o restante do empreendimento foi modelado novamente no HarmZs.

Como resultado das simulações, observou-se uma violação de limite para a 9ª harmônica, sendo esta violação de certa forma inesperada, frente aos resultados colhidos para os casos anteriores, modelados no MATLAB/Simulink.

Esta diferenciação deveu-se basicamente às contingências na rede analisadas pelo HarmZs, que interferem na topologia da rede, influenciando na impedância equivalente enxergada pela barra a ser analisada, assim como pelo fato do software HarmZs considerar não somente o circuito na ordem fundamental (60 Hz), mas também uma gama de harmônicos até a frequência de 3000 Hz. Vale ressaltar que a Nota Técnica do ONS, a qual orienta sobre o uso do HarmZs, indica que devem ser incluídas contingência até três barras de distância da barra em que se deseja fazer o estudo, fazendo com que diversos equipamentos possam ser partes da contingências, tais como: linhas de transmissão, transformadores, máquinas e cargas.

Dado o crescimento vertiginoso que a geração distribuída vem apresentando, impulsionada pelo barateamento da tecnologia, as facilidades regulatórias, aliados aos ganhos financeiros para os consumidores, fica evidente a necessidade na reformulação dos estudos requisitados para o acesso à rede deste tipo de geração, devendo os mesmos estarem mais alinhados com os

estudos e requisitos exigidos pelo ONS, sendo estes últimos estabelecidos a partir de um longo histórico de discussões e alinhamentos com agentes do setor.

Destaca-se, ainda, como trabalhos futuros, a sugestão de algumas alterações no modelo computacional desenvolvidos e inserção de dinâmicas que inicialmente não foram consideradas. Dentro destes pontos destaca-se a idealização e implementação da geração de acordo com a irradiância do local e a diferenciação da mesma em cada um dos painéis, visto que no modelo utilizado, colocou-se apenas uma irradiância fixa para todos os painéis, entretanto, sabe-se que para uma geração em larga escala, com quilômetros quadrados de placas fotovoltaicas a irradiação varia consideravelmente para cada uma das placas, o que pode vir a influenciar na geração de harmônicos por parte de cada um dos inversores.

Outra dinâmica passível de implementação, é a modelagem por completa dos alimentadores de carga da subestação escolhida. Por conhecer-se apenas a UFV e o nível de carregamento do inversor, simplificações tiveram de ser feitas para colher os resultados, entretanto, caso houvesse a dinâmica das cargas adjacentes esta geração, juntamente com os níveis de distorção poderiam ser acompanhados ao longo do dia, além de se observar durante a noite, período em que não há geração, o consumo de reativos do sistema.

Para todos os cenários de estudo, considerou-se ainda um sistema sem distorções anteriores, caso houvesse dados deste tipo, acerca do ponto de conexão, estas particularidades poderiam também constar no modelo e poderia analisar seu impacto como um todo no resultado final.

Neste trabalho optou-se por fazer grupos de inversores para se diminuir o esforço computacional para a simulação. Em uma etapa de melhorias do modelo seria possível utilizar-se de processamento na nuvem ou outros artifícios para a simulação de cada um dos inversores e, também, de forma a trazer mais assertividade para o modelo, comparar as correntes obtidas através de simulação com as correntes certificadas do equipamento.

Por fim, conclui-se que discussões conjunta entre ONS, ANEEL, Agentes de Distribuição de Energia, Geradores Fotovoltaicos e Academia, faz-se necessária, de modo a tornar os requisitos de acesso ao sistema, nos diferentes níveis de conexão, mais convergentes entre si.

REFERÊNCIAS

- [1] IEA ATLAS OF ENERGY. [S. l.: s. n.], 2019. International Energy Agency. Disponível em: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tables?country=WORLD>. Acesso em: 2 nov. 2019.
- [2] BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL DE 2018. [S. l.]: Empresa de Pesquisa Energética - EPE, 2019- . 2017-2018. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-ben>. Acesso em: 14 fev. 2019.
- [3] BOLETIM ANUAL DE GERAÇÃO EÓLICA DE 2018. [S. l.]: Associação Brasileira de Energia Eólica - ABEEÓLICA, 2019- . 2017-2018. Disponível em: http://abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2019/05/Boletim-Anual_2018.pdf. Acesso em: 22 fev. 2019.
- [4] ATLAS DO POTENCIAL EÓLICO BRASILEIRO: SIMULAÇÕES 2013. [S. l.]: Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CEPEL, 2013-2017. 2013-2017. Disponível em: http://novoatlas.cepel.br/wp-content/uploads/2017/03/NovoAtlasdoPotencialEolico_BrasileiroSIM_2013.pdf. Acesso em: 13 abr. 2019.
- [5] BOLETIM DE INFORMAÇÕES GERENCIAIS MARÇO/2019. [S. l.]: Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, 2019-2019. 2019-2019. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/documents/656877/14854008/Boletim+de+Informa%C3%A7%C3%B5es+Gerenciais+-+1%C2%BA+trimestre+de+2019/b860054f-79ec-6608-951a-fb2288701434>. Acesso em: 13 abr. 2019.

- [6] DESCONTOS NA TUST E NA TUSD PARA FONTES INCENTIVADAS: Uma avaliação. Núcleo de Estudos e Pesquisas da Consultoria Legislativa, [s. /], 2015. Disponível em: <https://www12.senado.leg.br/publicacoes/estudos-legislativos/tipos-de-estudos/textos-para-discussao/td165>. Acesso em: 7 mar. 2020.
- [7] GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DE ENERGIA ELÉTRICA. Seminário Internacional - Impactos dos Recursos Energéticos Distribuídos sobre o Setor de Distribuição, [s. /], 2016. Disponível em: <http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/workshops/dantas1.pdf>. Acesso em: 29 fev. 2020.
- [8] SUBMÓDULO 26.2 RELATÓRIO DE ACOMPANHAMENTO DA IMPLANTAÇÃO DE EMPREENDIMENTOS DE GERAÇÃO. [S. /]: Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, 2018-2018. 2018-2018. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/documents/655816/14483518/Relat%C3%B3rio+de+Acompanhamento+da+Implanta%C3%A7%C3%A3o+de+Empreendimentos+de+Gera%C3%A7%C3%A3o+N11+Mar%C3%A7o+2018/c74e72f2-cc88-3ea6-5608-d596a4a33154?version=1.1>. Acesso em: 21 mar. 2020.
- [9] DESAFIOS DA DIFUSÃO DE FONTES DE GERAÇÃO NÃO CONTROLÁVEIS NO BRASIL. Oferta e Demanda de Energia: O papel da tecnologia da informação na integração dos recursos, [s. /], 2016. Disponível em: http://gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/47_xcbpe0139.pdf. Acesso em: 14 fev. 2020.
- [10] GLOBAL WIND ENERGY OUTLOOK 2010. [S. /]: Global Wind Energy Council - GWEC, 2009-2010. 2010-2010. Disponível em: <https://www.gwec.net/wp-content/uploads/2012/06/GWEO-2010-final.pdf>. Acesso em: 1 fev. 2020.

- [11] BOLETIM MENSAL DE GERAÇÃO EÓLICA SETEMBRO/2019. [S. l.]: Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, 2019-2019. 2019-2019. Disponível em: http://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Boletim_Eolica-set_2019.pdf. Acesso em: 7 set. 2019.
- [12] BOLETIM MENSAL DE GERAÇÃO EÓLICA ABRIL/2019. [S. l.]: Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, 2019-2019. 2019-2019. Disponível em: <http://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Boletim%20Mensal%20de%20Gera%C3%A7%C3%A3o%20Solar%202018-04.pdf>. Acesso em: 7 set. 2019.
- [13] PLANO DECENAL DE EXPANSÃO DE ENERGIA 2029. [S. l.]: Empresa de Pesquisa Energética - EPE, 2019-2019. 2019-2019. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2029>. Acesso em: 1 fev. 2020.
- [14] PROCEDIMENTOS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL - MÓDULO 3 V.7: ACESSO AO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO. [S. l.]: Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, 2017-2017. 2017-2017. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/PRODIST-M%C3%B3dulo3_Revis%C3%A3o7/ebfa9546-09c2-4fe5-a5a2-ac8430cbca99. Acesso em: 28 mar. 2020.
- [15] MANUAL DE CONTROLE PATRIMONIAL DO SETOR ELÉTRICO – MCPSE. [S. l.]: Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, 2015-2015. 2015-2015. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/documents/656815/14887121/MANUAL+DE+CONTROLE+PATRIMONIAL+DO+SETOR+EL%C3%89TRICO+-+MCPSE/3308b7e2-649e-4cf3-8fff-3e78ddeb98b>. Acesso em: 28 mar. 2020.

- [16] UNIDADES CONSUMIDORAS COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA. [S. l.]: Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, 2020-2020. 2020-2020. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/scq/gd/GD_Fonte.asp. Acesso em: 4 abr. 2020.
- [17] SUBMÓDULO 26.2: CRITÉRIOS PARA CLASSIFICAÇÃO DA MODALIDADE DE OPERAÇÃO DE USINAS. [S. l.]: Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, 2009-2009. 2009-2009. Disponível em: http://www.ons.org.br/%2FProcedimentosDeRede%2FM%C3%B3dulo%2026%2FSubm%C3%B3dulo%2026.2%2FSubm%C3%B3dulo%2026.2_Rev_1.0.pdf. Acesso em: 14 mar. 2020.
- [18] NOTA TÉCNICA: INSTRUÇÕES PARA REALIZAÇÃO DE ESTUDOS E MEDIÇÕES DE QEE RELACIONADOS AOS ACESSOS À REDE BÁSICA OU NOS BARRAMENTOS DE FRONTEIRA COM A REDE BÁSICA PARA PARQUES EÓLICOS, SOLARES, CONSUMIDORES LIVRES E DISTRIBUIDORAS. [S. l.]: Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, 2018-2018. 2018-2018. Disponível em: http://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/ONSNT0009-2016_Rev2-InstrEstudos-Medicao_QEE_Acesso_RB.pdf. Acesso em: 7 mar. 2020.
- [19] DECRETO Nº 5.163 de 30 de julho de 2004. [S. l.]: Presidência da República – Casa Civil – Subchefia para Assuntos Jurídicos, 2004-2004. 2004-2004. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/D5163.htm. Acesso em: 21 mar. 2020.
- [20] RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482. [S. l.]: Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, 2012-2012. 2012-2012. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. Acesso em: 21 mar. 2020.

- [21] RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 687. [S. l.]: Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, 2015-2015. 2015-2015. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>. Acesso em: 21 mar. 2020.
- [22] RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 235. [S. l.]: Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, 2006-2006. 2006-2006. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2006235.pdf>. Acesso em: 21 mar. 2020.
- [23] Collins, Lyle & Ward, John. (2015). Real and reactive power control of distributed PV inverters for overvoltage prevention and increased renewable generation hosting capacity. Renewable Energy. 81. 10.1016/j.renene.2015.03.012.
- [24] PROCEDIMENTOS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL - MÓDULO 8 V.10: QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA. [S. l.]: Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, 2018-2018. 2018-2018. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/M%C3%B3dulo%208-Revis%C3%A3o%202f7cb862-e9d7-3295-729a-b619ac6baab9>. Acesso em: 28 mar. 2020.
- [25] CONTRIBUIÇÕES À ANÁLISE DE CAPACIDADE DE HOSPEDAGEM EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA. Orientador: Ivan Nunes Santos. 2017. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Faculdade de Engenharia Elétrica, UFU, [S. l.], 2017. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.14393/ufu.di.2018.1104>. Acesso em: 7 mar. 2020.
- [26] PROCEDIMENTOS DE REDE - SUBMÓDULO 2.8.: GERENCIAMENTO DOS INDICADORES DE QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA DA REDE BÁSICA. [S. l.]: Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, 2017-2017. 2017-2017. Disponível em: <http://www.ons.org.br/%2FProcedimentosDeRede%2FM%C3%B3dulo%202%2FSubm%C3%B3dulo%202.8%2FSubm%C3%B3dulo%202.8.pdf>. Acesso em: 22 fev. 2020.

- [27] PROCEDIMENTOS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL - MÓDULO 1 V.10: INTRODUÇÃO. [S. l.]: Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, 2018-2018. 2018-2018. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/M%C3%B3dulo1_Revis%C3%A3o10/f6c63d9a-62e9-af35-591e-5fb020b84c13. Acesso em: 28 mar. 2020.
- [28] NORMAS DE DISTRIBUIÇÃO: REQUISITOS PARA CONEXÃO DE ACESSANTES PRODUTORES DE ENERGIA ELÉTRICA AO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DA CEMIG D – MÉDIA TENSÃO. [S. l.]: Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG, 2018-2018. 2018-2018. Disponível em: <https://www.cemig.com.br/pt-br/atendimento/Clientes/Documents/Normas%20T%C3%A9cnicas/ND.5.31.pdf>. Acesso em: 15 fev. 2020.
- [29] ESTUDO DE DISTRIBUIÇÃO: CARACTERIZAÇÃO DE CARGAS POTENCIALMENTE PERTURBADORAS. [S. l.]: Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG, 2016-2016. 2016-2016. Disponível em: <https://www.cemig.com.br/pt-br/atendimento/Clientes/Documents/ED-5-57.pdf>. Acesso em: 15 fev. 2020.
- [30] ESTUDO DE DISTRIBUIÇÃO: CRITÉRIOS E PROCEDIMENTOS PARA ANÁLISE E CORREÇÃO DOS IMPACTOS DEVIDOS À CONEXÃO DE CARGAS E EQUIPAMENTOS POTENCIALMENTE PERTURBADORES. [S. l.]: Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG, 2018-2018. 2018-2018. Disponível em: <https://www.cemig.com.br/pt-br/atendimento/Clientes/Documents/ED-5-58.pdf>. Acesso em: 15 fev. 2020.
- [31] IEEE-519: RECOMMENDED PRACTICES AND REQUIREMENTS FOR HARMONIC CONTROL IN ELECTRICAL POWER SYSTEMS. [S. l.]: Institute of Electrical and Electronics Engineers - IEEE, 2014-2014. 2014-2014. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/6826459>. Acesso em: 1 fev. 2020.

- [32] DPL-REL-0473/2019: ESTUDOS DE CURTO CIRCUITO PERÍODO 2019-2024 – VOLUME 2. [S. l.]: Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, 2019-2020. 2019-2020. Disponível em: <https://sintegre.ons.org.br/sites/8/32/85/paginas/servicos/produtos-em-elaboracao.aspx>. Acesso em: 14 mar. 2020.
- [33] SOLAR DATASHEET P6K-36-SERIES. [S. l.]: BYD, 2017-2017. 2017-2017. Disponível em: http://www.byd.ind.br/wp-content/uploads/2018/11/0618bc_02ce1626e80f425da28874e67afa5ff9.pdf. Acesso em: 18 jan. 2020.
- [34] MATLAB® R2020A – MATHWORKS: PV ARRAY. [S. l.]: MATLAB, 2020-2020. 2020-2020. Disponível em: <https://www.mathworks.com/help/physmod/sps/powersys/ref/pvarray.html>. Acesso em: 18 abr. 2020.
- [35] SEGUIDOR SOLAR DE DOIS EIXOS COM MOTORES PASSO-A-PASSO. Orientador: Pedro Miguel Ribeiro Pereira. 2016. Dissertação (Mestrado em Engenharias Renováveis) - Faculdade de Ciências e Tecnologia, Universidade Nova de Lisboa, [S. l.], 2016. Disponível em: https://run.unl.pt/bitstream/10362/27882/1/Martins_2016.pdf. Acesso em: 7 mar. 2020.
- [36] INGECON – SUN 100 TL. [S. l.]: INGETEAM, 2015-2015. 2015-2015. Disponível em: https://www.ingeteam.com/br/pt-br/energy/energia-fotovoltaica/p15_24_624_450/ingecon-sun-100tl.aspx. Acesso em: 18 jan. 2020.
- [37] MATLAB® R2020A – MATHWORKS: THREE-LEVEL BRIDGE. [S. l.]: MATLAB, 2020-2020. 2020-2020. Disponível em: <https://www.mathworks.com/help/physmod/sps/powersys/ref/threelevelbridge.html>. Acesso em: 18 abr. 2020.
- [38] R. Teodorescu, M. Liserre and P. Rodríguez, “Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems”, John Wiley & Sons, Ltd. Published 2011. <https://doi.org/10.1002/9780470667057>

- [39] CABOS DE BAIXA TENSÃO USO GERAL. [S. l.]: Prysmian Cables & Systems, 2012-2012. 2012-2012. Disponível em: [https://br.prysmiangroup.com/sites/default/files/atoms/files/Guia_Dimensi onamento_Baixa_Tensao.pdf](https://br.prysmiangroup.com/sites/default/files/atoms/files/Guia_Dimensi%20onamento_Baixa_Tensao.pdf). Acesso em: 18 jan. 2020.
- [40] CABOS DE MÉDIA TENSÃO USO GERAL. [S. l.]: Prysmian Cables & Systems, 2012-2012. 2012-2012. Disponível em: [https://br.prysmiangroup.com/sites/default/files/atoms/files/Guia_Dimensi onamento_Media_Tensao.pdf](https://br.prysmiangroup.com/sites/default/files/atoms/files/Guia_Dimensi%20onamento_Media_Tensao.pdf). Acesso em: 18 jan. 2020.
- [41] MATLAB® R2020A – MATHWORKS: POWER_LINEPARAM. [S. l.]: MATLAB, 2020-2020. 2020-2020. Disponível em: https://www.mathworks.com/help/phymod/sps/powersys/ref/power_lineparam.html. Acesso em: 18 abr. 2020.
- [42] NOTA TÉCNICA EPE 030/2018 USO DE AR CONDICIONADO NO SETOR RESIDENCIAL BRASILEIRO: PERSPECTIVAS E CONTRIBUIÇÕES PARA O AVANÇO EM EFICIÊNCIA ENERGÉTICA. [S. l.]: Empresa de Pesquisa Energética - EPE, 2018-2018. 2018-2018. Disponível em: http://epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-341/NT%20EPE%20030_2018_18Dez2018.pdf. Acesso em: 8 fev. 2020.
- [43] IEC 61400-21:2001; “Wind turbine generator systems - Part 21: Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines”, IEC Standard, 2001.
- [44] IEC/TR 61000-3-6 - Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 38: Limits - Assessment of emission limits for the connection of distorting installations to MV, HV and EHV power systems, 2008.
- [45] MANUAL de Utilização do Programa HarmZs: CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. [S. l.: s. n.], 2016.

ANEXO A – SISTEMA INTERNO UFV

#VERSAO 1.9

DGERAIS

FREQUENCIA 60

SBASE 100

DADOS PU

INTERFACE PU

METODOLOGIA YS

TITULO Rede Interna

IDBARRA NUMERO

FIM

DGBT

% Grupo	Tensão(kV)
1	13.8
2	138

FIM

DARE

% Area	Nome
1	"Média Tensão"
2	"Alta Tensão"

FIM

DFCF

% Ident	Modelo	Alfa	Beta	A	B	C
1	1	0.7316	0.7158	-1.243	1.549	0.6
2	1	1.909	1.5	0.1431	-0.08121	0.91
3	1	0.8802	0.8069	-0.8222	1.37	0.6

FIM

DBAR

% Num	Nome	Tensao	Angulo	Base Area
1	"UFV-1"	1	0 1 1	
2	"UFV-2"	1	0 1 1	

3	"UFV-3"	1	0	1	1
4	"UFV-4"	1	0	1	1
5	"Trafo-13.8kV"	1	0	1	1
6	"PAC-(1587)-138kV"	1	0	2	2

FIM

DLIN

%	De	Para	Circ	Est	Resistencia	Reatancia	Suscep/Capac	Comprimento	PI	Identificador
1	5	1	1		0.44854	0.280012	5.86064E-6	1	0	1
2	5	1	1		0.44854	0.280012	5.86064E-6	5	0	1
3	5	1	1		0.44854	0.280012	5.86064E-6	6	0	1
4	5	1	1		0.44854	0.280012	5.86064E-6	6	0	1

FIM

DTR2

%	De	Tensao_De	Ang_De	Para	Tensao_Para	Ang_Para	Resistencia	Reatancia
S_Base	Circ	Est	Identificador					
5		1	0	6	1	-30	0.0024	0.06
								25
								1
								1
								2

FIM

DSRC

% Barra Tipo Circ Est

1 | 1 1

%	Freq	Modulo	Angulo
120	0.001846400	0	
180	0.000925600	0	
240	0.000737200	0	
300	0.002240000	0	
360	0.000402000	0	
420	0.000954800	0	
540	0.001441000	0	
780	0.000543200	0	
1380	0.000307200	0	
1500	0.000208800	0	
1740	0.000631800	0	
1860	0.000424600	0	
2100	0.000426600	0	
2220	0.000303800	0	

2340 0.000216800 0

FIMP

% Barra Tipo Circ Est

2 | 1 1

%	Freq	Modulo	Angulo
---	------	--------	--------

120	0.001846400	0
-----	-------------	---

180	0.000925600	0
-----	-------------	---

240	0.000737200	0
-----	-------------	---

300	0.002240000	0
-----	-------------	---

360	0.000402000	0
-----	-------------	---

420	0.000954800	0
-----	-------------	---

540	0.001441000	0
-----	-------------	---

780	0.000543200	0
-----	-------------	---

1380	0.000307200	0
------	-------------	---

1500	0.000208800	0
------	-------------	---

1740	0.000631800	0
------	-------------	---

1860	0.000424600	0
------	-------------	---

2100	0.000426600	0
------	-------------	---

2220	0.000303800	0
------	-------------	---

2340	0.000216800	0
------	-------------	---

FIMP

% Barra Tipo Circ Est

3 | 1 1

%	Freq	Modulo	Angulo
---	------	--------	--------

120	0.001846400	0
-----	-------------	---

180	0.000925600	0
-----	-------------	---

240	0.000737200	0
-----	-------------	---

300	0.002240000	0
-----	-------------	---

360	0.000402000	0
-----	-------------	---

420	0.000954800	0
-----	-------------	---

540	0.001441000	0
-----	-------------	---

780	0.000543200	0
-----	-------------	---

1380	0.000307200	0
------	-------------	---

1500	0.000208800	0
------	-------------	---

1740	0.000631800	0
------	-------------	---

1860	0.000424600	0
2100	0.000426600	0
2220	0.000303800	0
2340	0.000216800	0

FIMP

% Barra Tipo Circ Est

4 | 1 1

%	Freq	Modulo	Angulo
120	0.001846400	0	
180	0.000925600	0	
240	0.000737200	0	
300	0.002240000	0	
360	0.000402000	0	
420	0.000954800	0	
540	0.001441000	0	
780	0.000543200	0	
1380	0.000307200	0	
1500	0.000208800	0	
1740	0.000631800	0	
1860	0.000424600	0	
2100	0.000426600	0	
2220	0.000303800	0	
2340	0.000216800	0	

FIMP

FIM