TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

Análise da sensibilidade das perdas técnicas em um alimentador de distribuição em função da localização da micro geração fotovoltaica

Gustavo Henrique de Souza Leão

Brasília, dezembro de 2019

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA

FACULDADE DE TECNOLOGIA

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
Faculdade de Tecnologia

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

Análise da sensibilidade das perdas técnicas em um alimentador de distribuição em função da localização da micro geração fotovoltaica

Gustavo Henrique de Souza Leão

Trabalho de Conclusão de Curso submetida ao Departamento de Engenharia Elétrica como requisito parcial para obtenção do grau de Engenheiro Eletricista

Banca Examinadora

Prof. Rafael Amaral Shayani - ENE/UnB _____
Orientador

Prof. Ronaldo Sérgio Chacon Camargos - ENE/UnB _____
Examinador interno

Prof. Jorge Cormane - FGA/UnB _____
Examinador interno

Anésio de Leles Ferreira Filho - ENE/UnB _____
Coorientador

FICHA CATALOGRÁFICA

LEÃO, GUSTAVO HENRIQUE DE SOUZA
Análise da sensibilidade das perdas técnicas em um alimentadorde distribuição em função da localização da micro geração fotovoltaica [Distrito Federal] 2019.
xvi, 46 p., 210 x 297 mm (ENE/FT/UnB, Engenheiro, Engenharia Elétrica, 2019).
Trabalho de Conclusão de Curso - Universidade de Brasília, Faculdade de Tecnologia.
Departamento de Engenharia Elétrica

1.	2.
3.	4.
I. ENE/FT/UnB	II. Título (série)

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

LEÃO, G.H.S. (2019). *Análise da sensibilidade das perdas técnicas em um alimentadorde distribuição em função da localização da micro geração fotovoltaica*. Trabalho de Conclusão de Curso, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 46 p.

CESSÃO DE DIREITOS

AUTOR: Gustavo Henrique de Souza Leão
TÍTULO: Análise da sensibilidade das perdas técnicas em um alimentadorde distribuição em função da localização da micro geração fotovoltaica.
GRAU: Engenheiro Eletricista ANO: 2019

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias desta Trabalho de Conclusão de Curso e para emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. Os autores reservam outros direitos de publicação e nenhuma parte dessa Trabalho de Conclusão de Curso pode ser reproduzida sem autorização por escrito dos autores.

Gustavo Henrique de Souza Leão
Depto. de Engenharia Elétrica (ENE) - FT
Universidade de Brasília (UnB)
Campus Darcy Ribeiro
CEP 70919-970 - Brasília - DF - Brasil

Dedicatória

Dedico esse trabalho primeiramente à minha mãe Eliana Maria de Souza Leão.

Gustavo Henrique de Souza Leão

Agradecimentos

Agradeço à minha vó, Nancy, e ao meu irmão, Lucca, por terem sido sempre fonte de inspiração, força e apoio para mim.

Ao professor Anésio, por toda a dedicação, carinho, atenção, ensinamentos e por ter me mostrado a arte da área da pesquisa.

Ao professor Shayani pela disponibilidade, atenção e compreensão dadas a mim ao longo deste trabalho.

Aos amigos que fiz ao longo do curso Ana F., Guilherme, Letícia L., Lucas, Luiza,Thiago e Vitor B. por toda ajuda e por terem feito todos os momentos muito mais leves e divertidos ao longo deste curso;

Aos meus amigos dos tempos de escola Ana Flávia, Eduardo, Gabriel H., Gabriel M., Gabriela, Giovanna, Isabel, Laura, Maria Gabriela, Rafael e Pedro pela compreensão nas minhas ausências ao longo deste trabalho e por sempre terem acreditado em mim e apoiado minhas decisões.

Aos amigos que fiz no REILab, pela convivência extremamente agradável e por toda a ajuda que me foi dada ao longo deste trabalho.

Agradeço a ENETEC, pela experiência que me foi proporcionada e pela oportunidade de conhecer pessoas como André, Carlos, Carolina, Fernanda, João Z., Letícia A. e Murilo.

Gustavo Henrique de Souza Leão

RESUMO

O crescente consumo de energia elétrica implica em um igual aumento na geração. Historicamente, a geração de energia é dependente dos combustíveis fósseis, porém este panorama tem mudado recentemente. Com o aumento da preocupação em preservar o meio ambiente, a necessidade crescente de diversificação de fontes afim de se obter maior confiabilidade no sistema, as fontes renováveis têm ganhado força. Neste contexto, a Geração Distribuída Fotovoltaica representa uma alternativa de grande potencial para o desenvolvimento de um panorama energético sustentável e limpo. Entretanto, as redes de distribuição existentes foram, majoritariamente, concebidas para uma geração centralizada, tornando desafiador a integração de Geração Distribuída Fotovoltaica. Tendo como base este fato, o presente trabalho busca elucidar, com base em um estudo de caso de um alimentador radial real, a influência da localização de Geração Distribuída Fotovoltaica no que tange as perdas técnicas do sistema. O trabalho em questão tem como método a variação da localização onde se tem instalada a geração distribuída fotovoltaica (GDFV), para cada nível de penetração são simulados 300 possibilidades de localização de GDFV. Para cada possibilidade é calculado o fluxo de potência e a partir disso são calculadas as perdas a cada hora do cenário em questão. Este método permitiu observar que a influência da localização aumenta concomitantemente com o nível de penetração de GDFV, também é perceptível que não há necessidade de simular 300 possibilidades de localização diferente para os níveis de penetração entre 10% e 40%.

Palavras-chave: Impactos, Geração Distribuída Fotovoltaica, Localização, Perdas Técnicas

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO 1
1.1 ESTRUTURA DO TEXTO 3

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA 4
2.1 CENÁRIO ENERGÉTICO GLOBAL 4
2.2 CENÁRIO ENERGÉTICO BRASILEIRO 7
2.3 GERAÇÃO FOTOVOLTAICA 11
2.3.1 SISTEMA ISOLADO 12
2.3.2 SISTEMA CONECTADO À REDE 12
2.4 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA 13
2.5 REGULAÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL 15
2.6 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA 15
2.6.1 FLUXO REVERSO DE POTÊNCIA 16
2.6.2 PROTEÇÃO DO SISTEMA 17
2.6.3 PERFIL DE TENSÃO 17
2.6.4 PERDAS 18

3 MATERIAIS E MÉTODOS 20
3.1 MÉTODO 20
3.1.1 CONDIÇÕES DE CONTORNO 21
3.1.2 ALGORITMOS 22
3.1.3 SEQUÊNCIA LÓGICA DO ALGORITMO 24
3.1.4 EXEMPLIFICAÇÃO QUALITATIVA DO ALGORITMO 26
3.2 MATERIAIS 28
3.2.1 AMBIENTE COMPUTACIONAL 28
3.2.2 ALIMENTADOR 1004 29

4 RESULTADOS E DISCUSSÃO 32
4.1 10% DE GDFV 32
4.2 20% DE GDFV 33
4.3 30% DE GDFV 35
4.4 40% DE GDFV 37
4.5 50% DE GDFV 38
4.6 ANÁLISE CONJUNTA DOS NÍVEIS DE PENETRAÇÃO 40

5 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS 43
5.1 SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS 43

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS 45

LISTA DE FIGURAS

1.1 Histórico de geração elétrica mundial por fonte [1] 2

2.1 Demanda Primária Energética Mundial [2](modificado) 4
2.2 Comparativo Matriz Energética Mundial [2](modificado) 5
2.3 Evolução do Consumo Mundial por Atividade [3](modificado) 5
2.4 Geração de Energia Elétrica Mundial por Fonte - Ano 2017 [3] (modificado) 6
2.5 Repartição da Oferta Interna de Energia [4](modificado) 7
2.6 Fluxo de Energia Elétrica Nacional - Ano base: 2018 [4] 8
2.7 Evolução do Consumo Brasileiro por Setor [5] (modificado) 9
2.8 Radiação Solar No Plano Inclinado - Média Anual [6] 10
2.9 Evolução Micro e Minigeração Distribuídas [4] 11
2.10 Métodos de Aproveitamento da Energia Solar [7] 11
2.11 Esquema Simplificado de Sistema Isolado [8] 12
2.12 Esquema Simplificado de Sistema Conectado [8] 13
2.13 Caracterização Geração Centralizada [9] 14
2.14 Esquema Simplificado de Sistema com Geração Distribuída [7] 14
2.15 Fluxo de Potência em Cenário Sem GDFV [7] 16
2.16 Fluxo de Potência em Cenário Com GDFV [7] 17
2.17 Queda de Tensão Sem GDFV [7] 18
2.18 Queda de Tensão Com GDFV [7] 18

3.1 Ilustração dos Laços 22
3.2 Laço dos Níveis de Penetração 23
3.3 Laço dos Cenários de GDFV 24
3.4 Laço das Horas 24
3.5 Fluxograma do Algoritmo 26
3.6 Abrangência Alimentador 1004 29
3.7 Subestação 10 da CEB 30
3.8 Curva de Carga de Dia Útil de Dezembro 30
3.9 Curva de Irradiância 31

4.1 Histograma Perda Acumulada ao Longo do Dia- 10% 32
4.2 Comportamento de Acordo com Incremento do Número de Pontos - 10% 33
4.3 Perdas por Hora - 10% 33
4.4 Histograma Perda Acumulada ao Longo do Dia - 20% 34
4.5 Comportamento de Acordo com Incremento do Número de Pontos - 20% 34
4.6 Perdas por Hora - 20% 35
4.7 Histograma Perda Acumulada ao Longo do Dia - 30% 36

4.8 Comportamento de Acordo com Incremento do Número de Pontos - 30% 36
4.9 Perdas por Hora - 30% 37
4.10 Histograma Perda Acumulada ao Longo do Dia - 40% 37
4.11 Comportamento de Acordo com Incremento do Número de Pontos - 40% 38
4.12 Perdas por Hora - 40% 38
4.13 Histograma Perda Acumulada ao Longo do Dia - 50% 39
4.14 Comportamento de Acordo com Incremento do Número de Pontos - 50% 39
4.15 Perdas por Hora - 50% 40
4.16 Discrepância por Variação de Localização 41
4.17 Discrepância em Relação as Perdas Base..... 41
4.18 Comportamento Perdas 42

LISTA DE TABELAS

LISTA DE SÍMBOLOS

Siglas

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CEB	Companhia Energética de Brasília
CO2	Dióxido de Carbono
D	Distribuição
FV	Fotovoltaica
GC	Geração Centralizada
GD	Geração Distribuída
GDFV	Geração Distribuída Fotovoltaica
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
IPCC	Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas
kW	kiloWatt
Mtep	Mega Tonelada Equivalente de Petróleo
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
PWh	petaWatt hora
$\frac{tCO2}{tep}$	dióxido de carbono total por tonelada equivalente de petróleo
UC	Unidade Consumidora

1 INTRODUÇÃO

O desenvolvimento da sociedade é pautado na utilização de energia elétrica. Para suprir essa demanda crescente, se torna imperativo o aumento da geração e o uso mais eficiente da energia. Historicamente, a humanidade sempre supriu a necessidade de maior geração através do uso de fontes não-renováveis1.1, uma estratégia que a longo prazo se mostra insustentável em questões econômicas, visto que são recursos limitados, e em impactos ambientais uma vez que o uso dessas fontes é extremamente danoso ao planeta. Em um cenário onde a questão ambiental é de extrema importância, onde se tem mecanismos como o acordo de Paris que busca mitigar o aumento de temperatura em relação a níveis pré-industriais tendo como uma de suas ações a diminuição de emissão de gases do efeito estufa(10), e tendo em vista o objetivo número 7 dos Objetivos de desenvolvimento sustentável da Organização das Nações Unidas (ONU)(11), que prega o acesso sustentável a energia, se torna imprescindível que a geração de energia aconteça de maneira limpa e eficiente. Nesse contexto a utilização de energias limpas renováveis tende a crescer nos próximos anos para que possa suprir esse aumento de demanda e diversificar a matriz elétrica diminuindo a dependência de combustíveis fósseis. Neste panorama destaca-se a geração distribuída fotovoltaica, que gera energia a partir de um recurso com grande durabilidade, com ampla disponibilidade e minimizando os impactos ambientais. No entanto, as redes elétricas não foram concebidas para integração desse tipo de geração, visto que usualmente consideram a geração longe da carga e um sentido único para o fluxo de potência, condições estas que se alteram quando se há a integração de geração distribuída fotovoltaica nestas redes. O cenário crescente da geração distribuída se dá por conta de incentivos econômicos através de modelos de compensação, alinhado a uma legislação que permite aos consumidores a instalação de pequenos módulos de geração em suas casas. Isto torna a questão da integração destas pequenas fontes geradoras com as redes elétricas, que não foram projetadas para tais condições, uma problemática a ser resolvida.

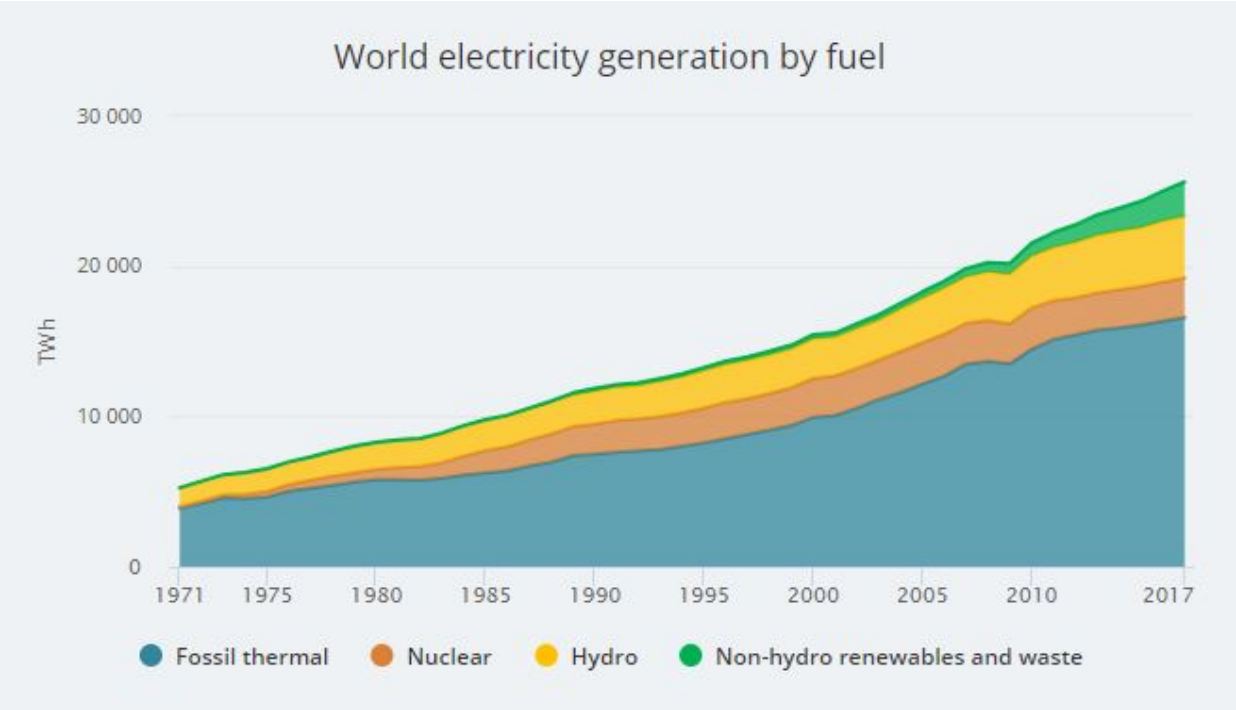

Figura 1.1: Histórico de geração elétrica mundial por fonte [1]

A ideia de se ter uma geração em menor escala mas maior quantidade, próxima da carga foi disruptiva para o setor elétrico, dado que este se baseia num modelo de geração centralizada com grandes usinas geradoras distantes dos pontos de carga. A integração das fontes renováveis com as redes existentes surge como um desafio para a engenharia, visto que o aumento dessa modalidade de geração se mostra inevitável e os impactos disso no perfil de tensão, nas perdas, no carregamento dos condutores e na vida útil dos transformadores da rede ainda não são completamente conhecidos. Esta integração deve se dar através de estudos de sensibilidade da rede, afim de que os serviços de distribuição de energia não caiam de qualidade, prejudicando os demais consumidores e a própria distribuidora. Dessa forma, para que seja preservado o direito dos consumidores de aderirem a nova tecnologia e para se criar um ambiente propício para disseminação da mesma, é necessário que os impactos da integração na rede sejam conhecidos a fundo e investimentos em melhorias da rede sejam feitos visando a mitigação destes impactos. No entanto, essas ações não podem ser realizadas sem o devido embasamento, tornando ainda mais importante as pesquisas acerca dos impactos da geração distribuída e quais fatores os amenizam ou acentuam.

Os estudos acerca da integração dessa tecnologia de geração distribuída fotovoltaica, que tende a se difundir cada vez mais, foram os motivadores deste trabalho. Visto que não se sabe em quais unidades consumidoras será instalada geração fotovoltaica, este trabalho visa estudar a influência da localização da instalação de módulos de geração fotovoltaica no que tange as perdas técnicas do alimentador. Para que se tenha maior verossimilhança, é realizado um estudo do alimentador 1004 da Companhia Energética de Brasília onde serão simulados diversos cenários de localização da geração fotovoltaica.

O presente estudo encontra-se dentro do âmbito da Chamada ANEEL Nº 001/2016 "Projeto

Prioritário de Eficiência Energética e Estratégico de P&D: Eficiência Energética e Minigeração em Instituições Públicas de Educação Superior", e do Termo de Cooperação Técnica 502/2018, celebrado entre CEB Distribuição S.A. e Fundação Universidade de Brasília, intitulado "Geração Distribuída no Campus da Universidade de Brasília Integrada à Rede de Distribuição da CEB".

1.1 ESTRUTURA DO TEXTO

No capítulo 2 é apresentada toda a contextualização do cenário energético mundial e nacional, bem como o papel atual das fontes renováveis e suas perspectivas para o futuro. É introduzido o Estado da Arte de Geração Distribuída Fotovoltaica e a regulamentação brasileira acerca de geração distribuída.

O capítulo 3 apresenta o método empregado neste trabalho, são apresentados os algoritmos, lógicas e premissas empregadas na realização do estudo.Também são expostos os materiais utilizados ao longo do método, bem como a justificativa de escolha para esses materiais. Este capítulo busca dar reprodutibilidade ao estudo realizado.

A exposição dos resultados acerca do esforço computacional necessário, o comportamento das perdas observado ao longo de diversos cenários e a caracterização do comportamento do alimentador para as circunstâncias em questão se dá no capítulo 4 deste estudo.

Por fim, o capítulo 5 expõe as conclusões deste trabalho, tendo como embasamento os resultados obtidos e discutidos no capítulo 4. Esse capítulo também apresenta propostas de continuidade do estudo como trabalhos futuros.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Neste capítulo é apresentada uma síntese das perspectivas da geração distribuída fotovoltaica (GDFV) no cenário brasileiro, bem como seus desafios, que são os motivadores deste estudo. Inicialmente é apresentado o cenário energético em caráter global e nacional com ênfase no crescimento das chamadas fontes de energia alternativa. Em sequência é apresentado o potencial de geração fotovoltaica brasileiro e o desenvolvimento desta fonte no cenário nacional. De maneira subsequente os conceitos de geração solar fotovoltaica(FV) e geração distribuída (GD) são apresentados. Finalmente, é apresentado de maneira aprofundada conceito de geração distribuída fotovoltaica (GDFV), seus aspectos regulatórios no Brasil e sua inserção no contexto de redes de distribuição radiais.

2.1 CENÁRIO ENERGÉTICO GLOBAL

Para o contínuo desenvolvimento social, populacional e tecnológico da humanidade, cada vez mais energia é demandada. Energia tornou-se sinônimo de progresso para a sociedade contemporânea, todavia este progresso deve se dar de maneira sustentável. Conforme representado na Figura 2.1 a demanda por energia primária[1] cresceu de 8.765,36 Mtep[2] em 1990 para 13.627,74 Mtep em 2015, um aumento de 55,47% em 25 anos.

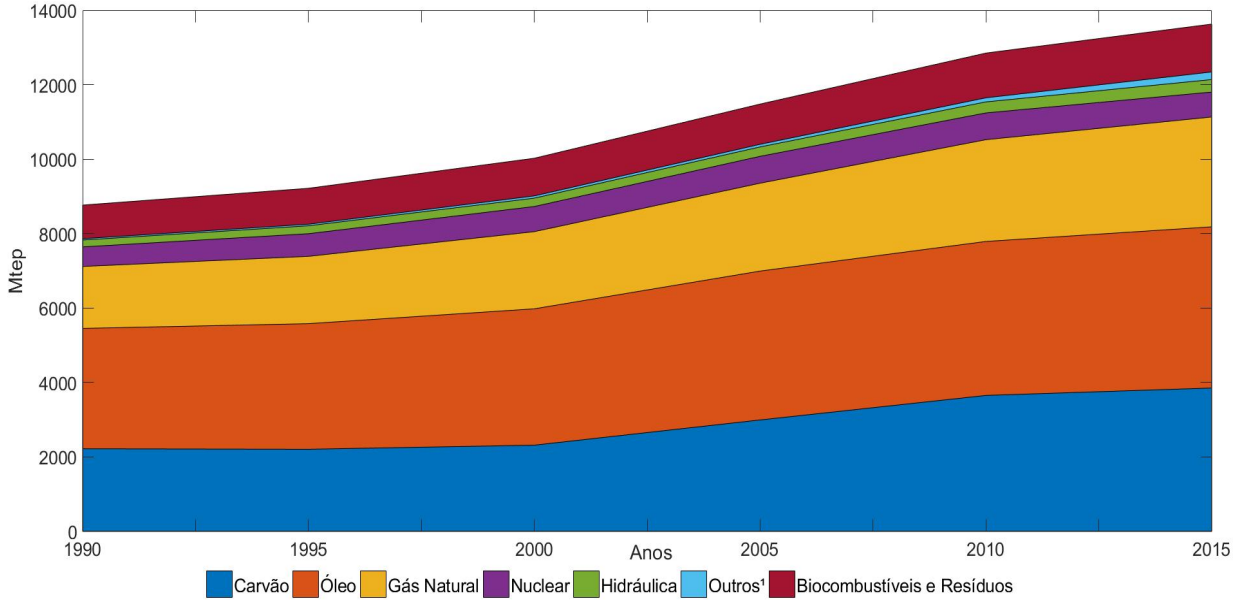

Figura 2.1: Demanda Primária Energética Mundial [2](modificado)

[1]De acordo com o Ministério de Minas e Energia, energia primária é caracterizada como advinda de produtos providos pela natureza de forma direta como: gás natural, resíduos vegetais e animais, petróleo, carvão, energia solar e éolica.

[2]Mega tonelada equivalente de petróleo.

Um dos aspectos desse aumento é que, como evidenciado na Figura 2.2, apesar de ter diminuído a partipação relativa dos combustíveis fósseis (carvão e óleo) na matriz energética mundial de 62% em 1990 para 60% em 2015, houve um aumento em números absolutos destes combustíveis. Isto evidencia que apesar do investimento em novas fontes energéticas, o desenvolvimento da sociedade ainda segue fortemente dependente de combustíveis fósseis.

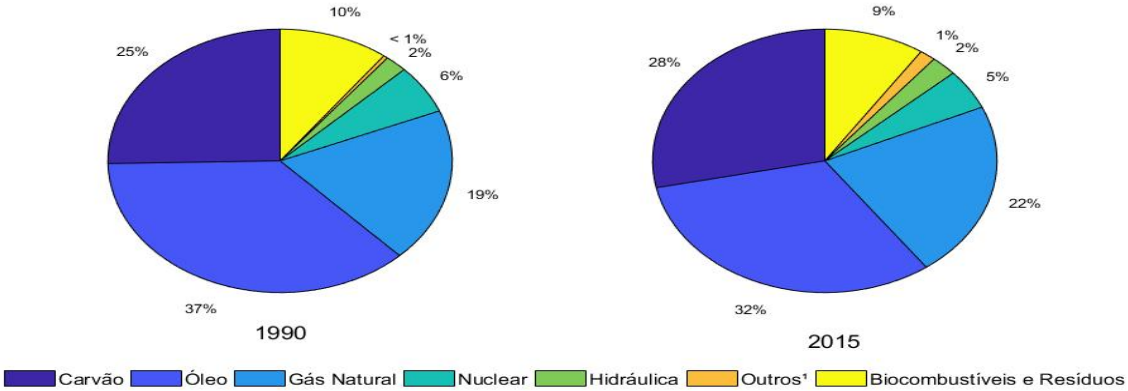

Figura 2.2: Comparativo Matriz Energética Mundial [2](modificado)

Essas características se refletem também na matriz elétrica mundial, que teve um crescimento ainda mais abrupto em sua demanda nos últimos 25 anos, saindo de um consumo de 9,7 PWh em 1990 para 20,2 PWh em 2015. Um aumento de 108% nos últimos 25 anos, impulsionado principalmente pelo aumento do consumo na indústria e do acesso a energia residencial conforme demonstrado na Figura 2.3.

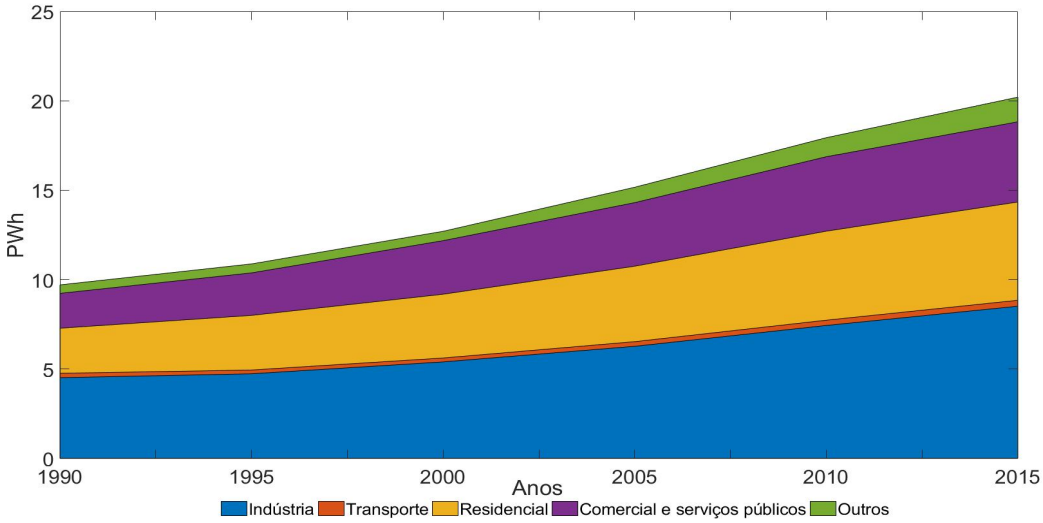

Figura 2.3: Evolução do Consumo Mundial por Atividade [3](modificado)

O crescimento desenfreado do consumo de energia está historicamente atrelado ao uso de combustíveis fósseis e consequentemente ao aumento da emissão de dióxido de carbono (CO_2). Segundo relatório sobre mudanças climáticas emitido pelo IPCC em 2014, a emissão de gases do efeito estufa aumentou continuamente entre os anos de 1970 e 2010, apesar do crescente número de políticas de mitigação [12]. Conforme explicitado na Figura 2.4, a matriz elétrica mundial ainda está fortemente vinculada aos combustíveis fósseis, demonstrando que o desenvolvimento social e econômico da sociedade até então ainda não se deu de maneira energeticamente sustentável. Outra característica preocupante é a que a matriz é majoritariamente composta de fontes não-renováveis, trazendo uma situação de esgotamento de recursos em um horizonte de longo prazo.

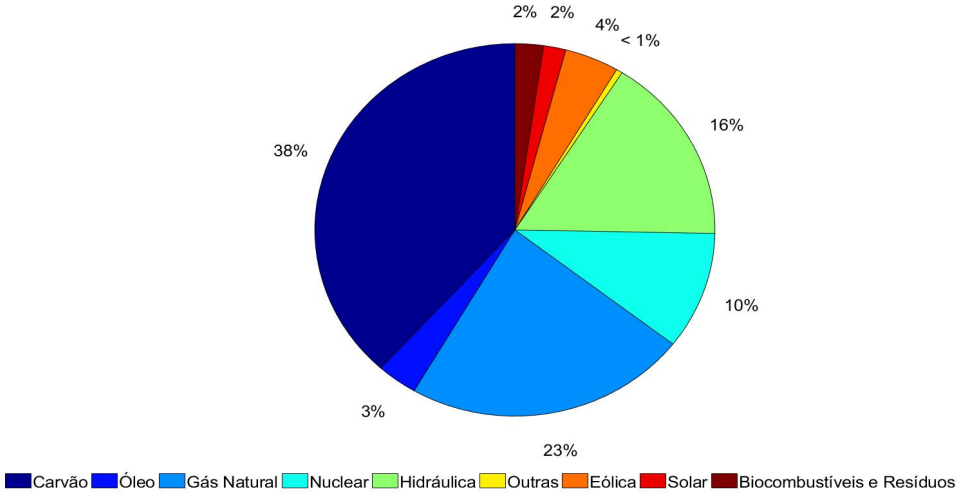

Figura 2.4: Geração de Energia Elétrica Mundial por Fonte - Ano 2017 [3] (modificado)

Diante dessa situação, a discussão sobre desenvolvimento sustentável se torna crucial. Desenvolvimento sustentável é tradicionalmente caracterizado em um modelo com três pilares: Economia, Ecologia e Sociedade, sendo estes três aspectos interconectados e relevantes para sustentabilidade [13]. Utilizando essa visão integrada dos três pilares, é possível determinar ações que os contemplem de maneira simultânea. Neste contexto, as energias renováveis representam uma grande oportunidade para o desenvolvimento sustentável, suprindo todos os três pilares. As energias renováveis podem mitigar a mudança climática, visto que não dependem da queima de combustíveis para geração, acelerar o acesso a energia para regiões isoladas da geração centralizada, promovendo desta forma infra-estrutura para desenvolvimento econômico e social dessas regiões. Além de diversificar a matriz energética, tornando a energia mais segura e com menor volatilidade do mercado devido a competição [13]. Uma reestruturação da matriz atual se faz necessária para que haja viabilidade do desenvolvimento da sociedade a longo prazo e as fontes renováveis se mostram como uma alternativa com grande potencial para constituir o novo modelo energético.

2.2 CENÁRIO ENERGÉTICO BRASILEIRO

O Brasil tem uma característica peculiar em sua matriz energética em relação a mundial. Conforme explicitado na Figura 2.5, a matriz energética nacional é bastante equilibrada no que diz respeito as fontes renováveis e não renováveis, com uma representatividade de 45,3% das renováveis e 54,7% de não renováveis [4], demonstrando uma menor dependência do uso de combustíveis fósseis e um maior desenvolvimento prezando pela sustentabilidade. Em relatório da EPE(Empresa de Pesquisa em Energia) foi constatado que as emissões de CO_2 do Brasil diminuíram 4,9% de 2017 para 2018, um reflexo do aumento da participação de fontes renováveis na Oferta Interna de Energia(4). Por conta dessa característica da matriz energética brasileira, o Brasil conseguiu em 2018 uma relação entre as emissões e a Oferta Interna de Energia de 1,42 tCO_2/tep, indicador este bem abaixo da média mundial de $2,33\frac{tCO2}{tep}$ e dos países desenvolvidos de 2,2$\frac{tCO2}{tep}$ [14].

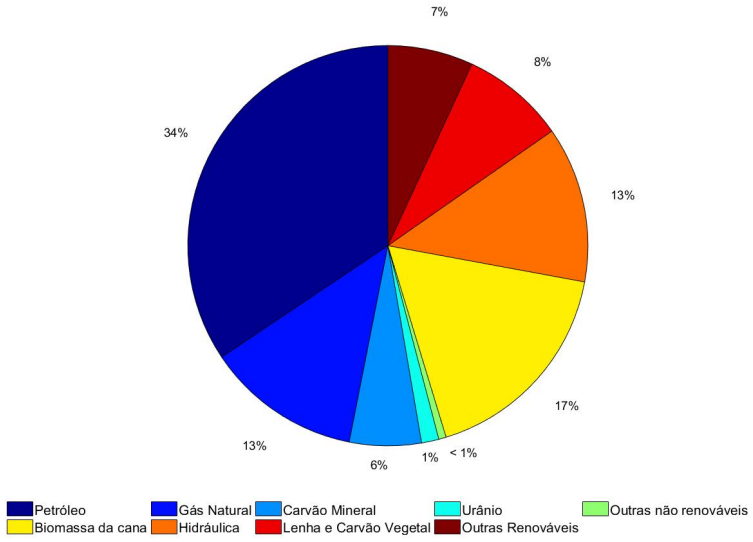

Figura 2.5: Repartição da Oferta Interna de Energia [4](modificado)

No tocante a matriz elétrica, os resultados são ainda mais expressivos com 83,3% da oferta interna de energia elétrica sendo suprida por fontes renováveis[4]. Com uma expressividade tão grande de fontes renováveis nas matrizes energéticas e elétrica, a discussão acerca da sustentabilidade no Brasil a princípio parece não ser necessária. Contudo, a matriz energética nacional é fortemente dependente de fontes hidráulicas, conforme explicitado na figura 2.6, que apesar de ser uma fonte renovável, não é uma fonte isenta de impactos ambientais. A implementação de hidroelétricas traz impacto na fauna e na flora visto que necessita de uma grande área de inundação, além de seus impactos sociais por conta de questões indígenas [15]. Além disso, a opção por fontes hidráulicas perpassa por questões econômicas, dessa forma as usinas são construídas de acordo com sua relação custo-benefício e simplicidade técnica [7]. Assim sendo, é possível concluir que a expansão da matriz elétrica através de fontes hídricas tende a se tornar cada vez

mais onerosa, tendo em vista que o custo-benefício para a implantação de novas usinas tende a ser menor consequentemente tornando a energia produzida mais cara. Outro fator preocupante que é explicitado na Figura 2.6, é a porcentagem das perdas do sistema. Em 2018 o Brasil perdeu 15,9% da energia elétrica gerada naquele ano, este número demonstra que ainda não se atingiu a eficiência máxima no uso de energia elétrica. As perdas são inerentes a qualquer sistema elétrico, no entanto em um país com dimensão continental, como é o caso do Brasil, e com grandes distâncias entre as unidades geradores e os grandes centros de carga, o sistema de transmissão deve percorrer longas distâncias interligando estes pontos e consequentemente aumentando as perdas. Para se atingir uma maior eficiência operacional, é necessário buscar alternativas que possam mitigar essas perdas provenientes da geração centralizada.

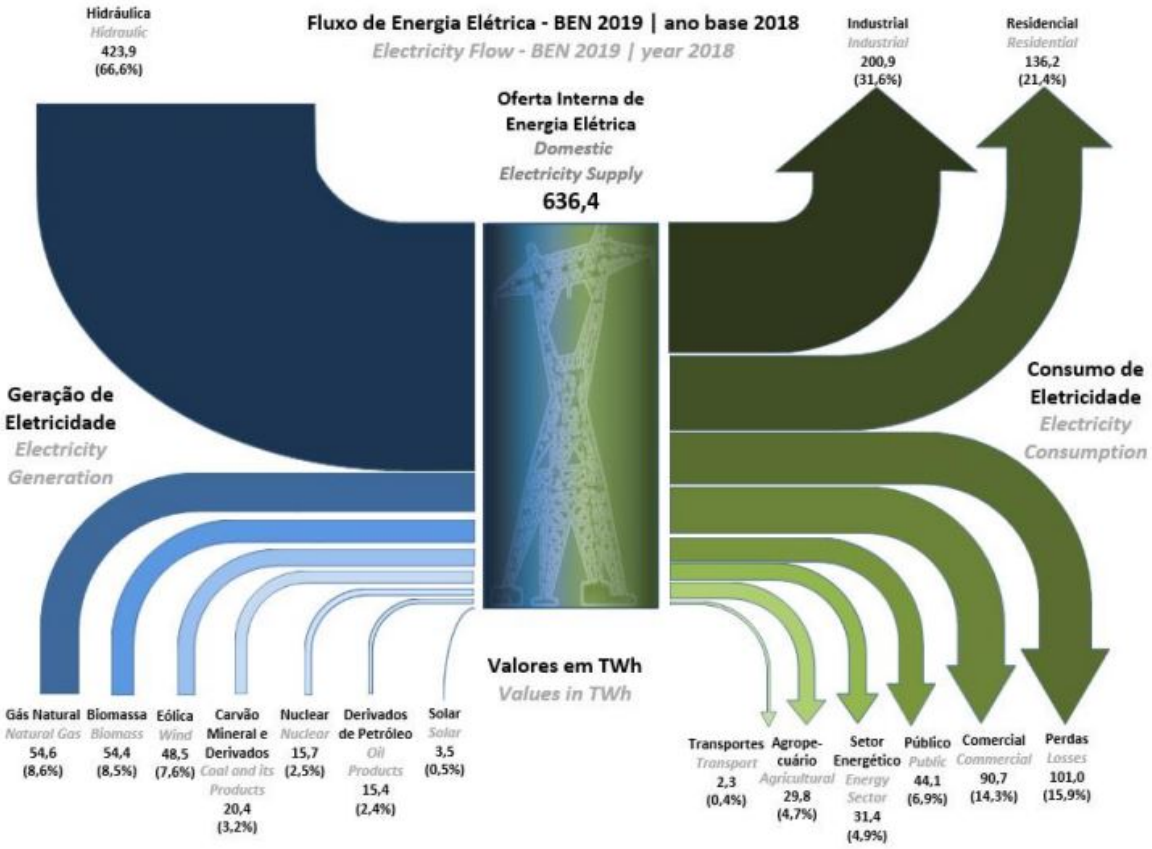

Figura 2.6: Fluxo de Energia Elétrica Nacional - Ano base: 2018 [4]

A expansão da geração de maneira sustentável é uma discussão pertinente, tendo em vista as questões pontuadas anteriormente. Conforme ilustrado na Figura 2.7 o Brasil tem demandado cada vez mais energia, principalmente em seu parque industrial. O consumo de energia elétrica nacional cresceu 91,58% entre os anos de 1995 e 2015 [5], e a perspectiva do crescimento de carga nos próximos dez anos é de 3,6% ao ano conforme projeção do Plano Decenal [16]. Com base nisso, uma expansão da geração de energia elétrica deve ser feita de maneira a atender essa demanda futura de maneira sustentável. Desta forma, o uso de termoelétricas não é o ideal visto que aumentaria as emissões brasileiras. Para que o desenvolvimento do país seja mantido de ma-

neira sustentável, a ampliação da matriz elétrica nacional deve ser feita através da diversificação das fontes, buscando fontes com potencial elevado de geração, custo ambiental baixo e economicamente viáveis de serem implementadas e aumentando a eficiência operacional do sistema através de estratégias como descentralização da geração.

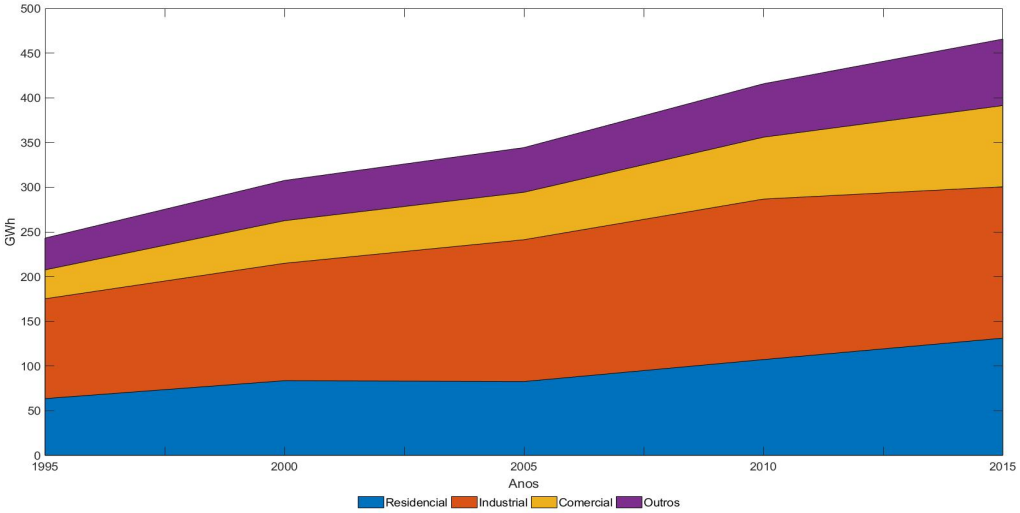

Figura 2.7: Evolução do Consumo Brasileiro por Setor [5] (modificado)

Com esse cenário, as fontes de energia renováveis alternativas passam a ter maior importância e a se tornar uma escolha viável para que a expansão da oferta de energia elétrica interna possa acompanhar de maneira sustentável o aumento do consumo nacional nos próximos. Neste contexto de novas fontes renováveis em expansão, destaca-se o crescimento da energia eólica que cresceu 17,2% de sua capacidade instalada entre os anos de 2017 e 2018 e da energia solar que cresceu 92,2% neste mesmo período (4). A energia eólica possui uma representatividade de 7,6% da matriz elétrica nacional em 2018, no entanto o que se destaca é a energia solar que apesar de possuir uma representatividade de apenas 0,5% em 2018, obteve crescimento vertiginoso em relação ao ano de 2017 demonstrando possuir um potencial elevado. Essa alta da energia solar se dá principalmente por conta da grande disponibilidade de recurso energético solar do território brasileiro, conforme pode ser observado na Figura 2.8. Este aspecto nacional permite com que a energia solar seja uma grande alternativa tanto para aumentar o acesso a energia elétrica através de sistemas isolados utilizando geração solar fotovoltaica quanto como para usinas de geração centralizada ou a instalação para geração distribuída.

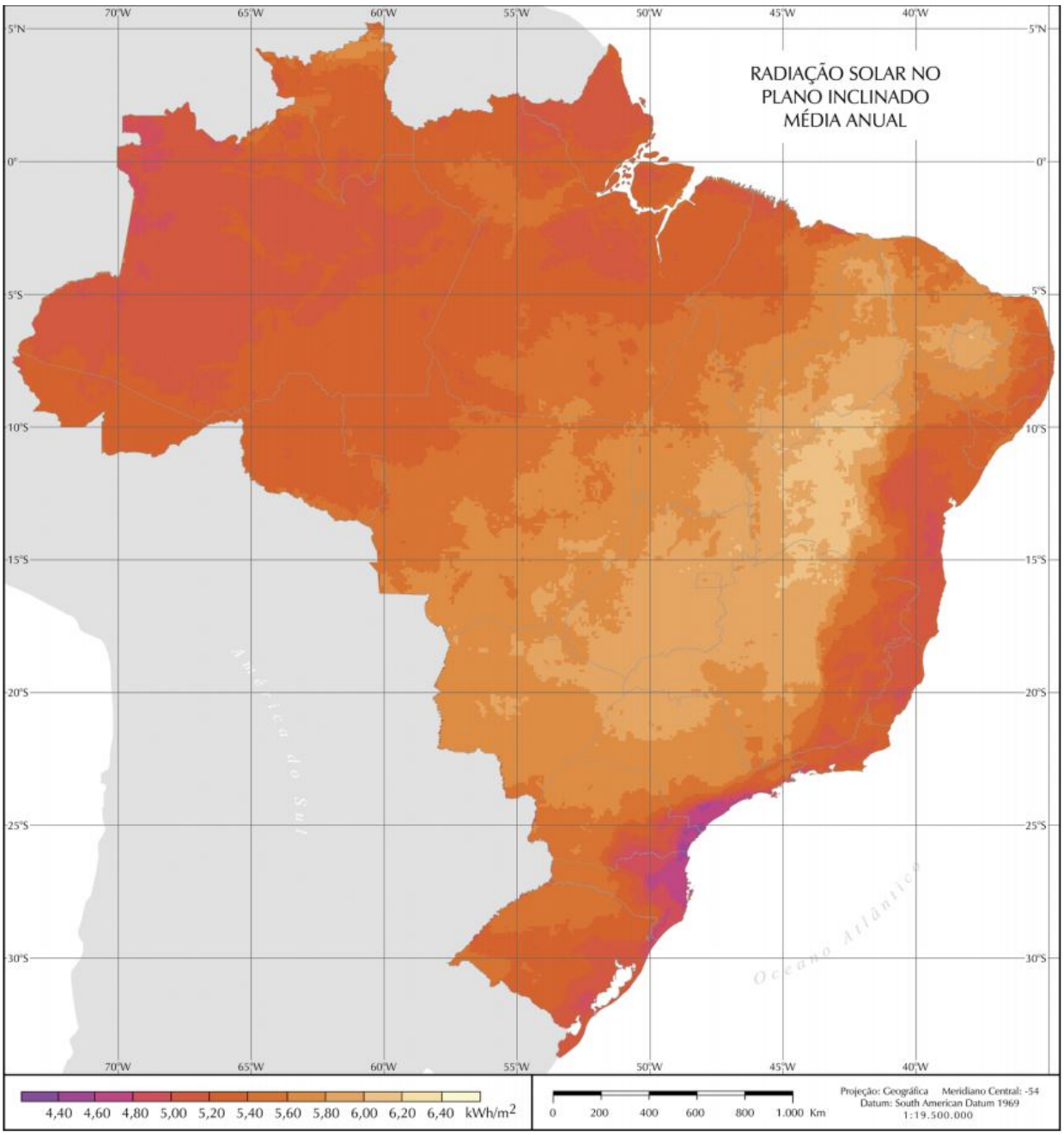

Figura 2.8: Radiação Solar No Plano Inclinado - Média Anual [6]

Apesar da baixa representatividade na matriz elétrica, a participação da energia solar passa a ser preponderante quando se trata de geração distribuída, com uma participação de 63,5% na matriz considerando apenas geração distribuída definida como Micro ou Minigeração[3]. Conforme exposto na Figura 2.9 o crescimento da GD no Brasil é impulsionado pela energia solar fotovoltaica. O desenvolvimento da GDFV no Brasil se mostra como mais um recurso para contornar a dependência hidráulica da matriz elétrica, além de ser um modelo de descentralização da geração.

[3]Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012

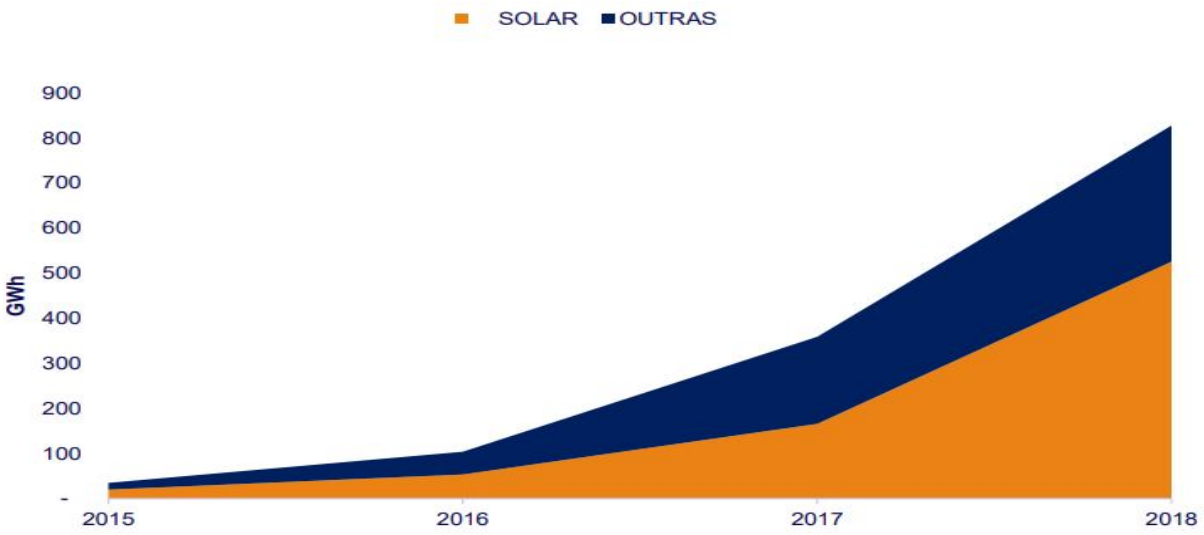

Figura 2.9: Evolução Micro e Minigeração Distribuídas [4]

2.3 GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

A energia solar pode ser aproveitada de diversos modos, conforme demonstrado na Figura 2.10. A utilização de módulos fotovoltaicos para geração de energia solar através do efeito fotoelétrico pode ser classificada em duas categorias de sistemas: 1) Sistema Isolado e 2) Sistema conectado à rede elétrica.

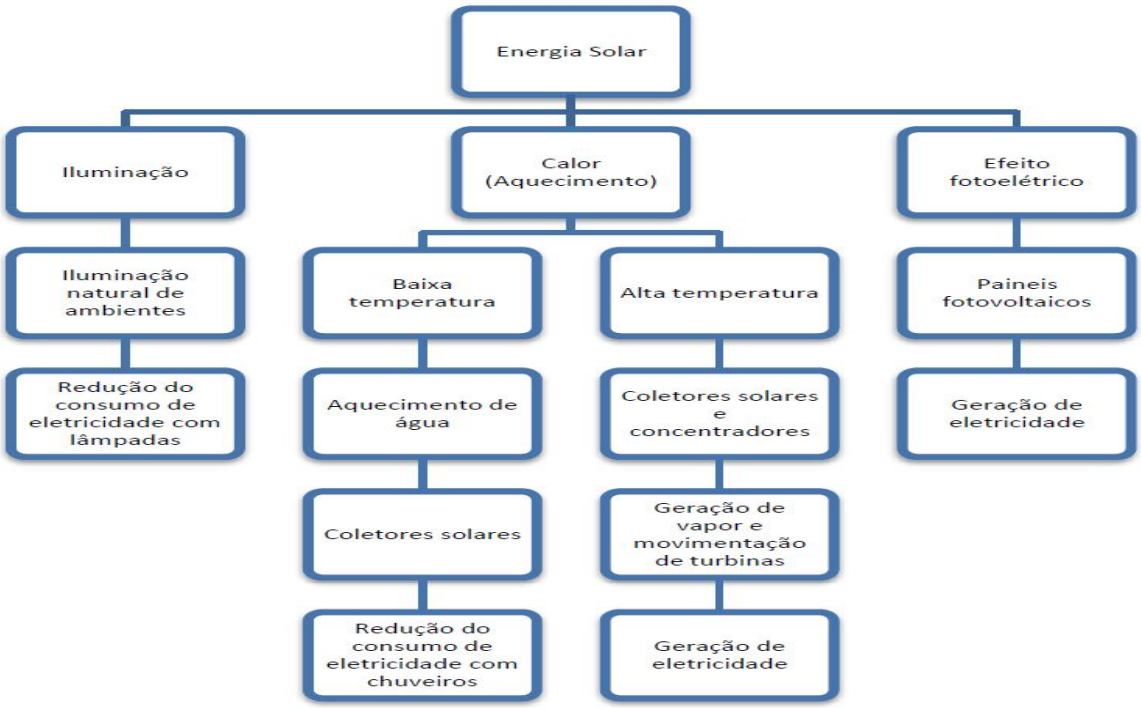

Figura 2.10: Métodos de Aproveitamento da Energia Solar [7]

2.3.1 Sistema Isolado

Sistemas isolados que utilizam geração fotovoltaica(FV), costumam ser utilizados em regiões não abastecidas pela rede elétrica convencional. Podendo ser utilizados também para aplicação em sistemas de telecomunicações, iluminação pública e em uma série de dispositivos eletrônicos [8] . Os sistemas autônomos utilizando FV surgem como uma alternativa a utilização de geradores diesel, evitando a poluição gerada por este tipo de gerador. A configuração usual de um sistema FV autônomo é constituída de um conjunto de módulos fotovoltaicos, um controlador de carga, um inversor e uma bateria. A energia produzida pelos módulos FV através do efeito fotoelétrico é fornecida em corrente contínua para o controlador de carga, que atua regulando o carregamento das baterias e evitando que estas sejam danificadas por conta de sobrecargas ou um nível de descarga elevado. O inversor atua convertendo a corrente contínua fornecida pelos módulos para corrente alternada, fornecendo tensão alternada de maneira que o sistema possa alimentar cargas que usualmente seriam alimentadas pela rede da distribuidora.Por conta do sistema só gerar energia durante o dia, as baterias tem como função o armazenamento do excedente gerado ao longo do dia para a utilização durante a noite.

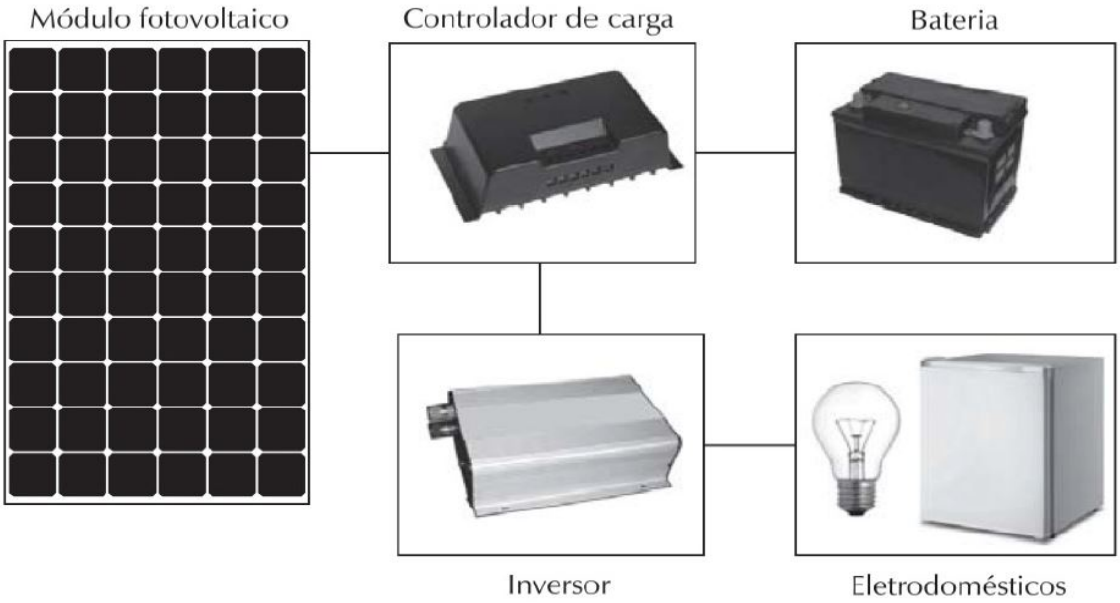

Figura 2.11: Esquema Simplificado de Sistema Isolado [8]

2.3.2 Sistema Conectado à rede

O sistema FV conectado à rede é utilizado em locais onde já há o fornecimento de energia por meio de uma rede de distribuição ou de transmissão. Estes sistemas podem ser caracterizados como Micro ou Minigeração[4] ou como usinas de eletricidade, a depender da potência instalada. O foco desta secção é caracterizar a composição de um sistema FV de Micro ou Minigeração, objeto

[4]Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012

de estudo deste trabalho.A configuração usual de um sistema FV é composta por módulos FV que geram a energia em corrente contínua e estão conectados a um quadro de proteção de corrente contínua. A partir do quadro, a conexão é feita para o inversor, que converte a corrente contínua em corrente alternada compatível com tensão e frequência da rede em que está conectado, também é instalado um quadro de proteção em corrente alternada antes do ponto de acoplamento com a rede elétrica. A principal diferença entre os inversores de sistemas autônomos e os de sistemas conectados à rede, é que no primeiro caso ele fornece tensão e no segundo ele fornece corrente [8]. O inversor do sistema conectado também deve ser dotado de tecnologia que o desconecte em caso de ausência no fornecimento da rede, isso é feito para proteção de equipamentos conectados e também para que se possa dar a devida manutenção na rede sem energização da mesma.A partir do ponto de conexão com a rede, as cargas locais são alimentadas e o medidor instalado, que deve ser bidirecional, consegue fazer as leituras da energia excedente injetada na rede e da energia drenada da rede.

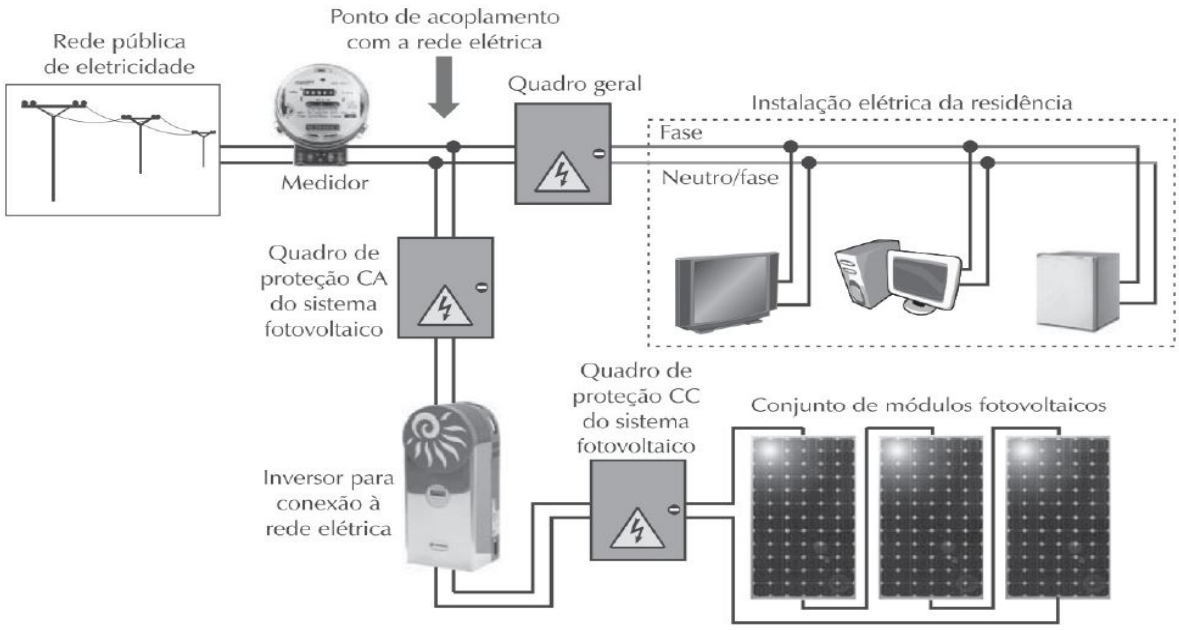

Figura 2.12: Esquema Simplificado de Sistema Conectado [8]

2.4 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A Geração Distribuída pode ser caracterizada por ser uma central geradora instalada em local onde tipicamente não se instalaria uma usina geradora convencional, desta forma aumentando a dispersão geográfica de geração de energia elétrica da referida região [7]. A GD é um contraponto ao sistema de geração centralizada, que é caracterizado pelo modelo de fluxo de potência unidirecional entre Geração, Transmissão e Distribuição conforme ilustrado na figura 2.13. Fontes de energia elétrica podem ser caracterizadas como caso de Geração Distribuída nas seguintes circunstâncias:

1) estar diretamente conectada à rede de distribuição;

2) estar conectada ao lado do consumidor, com o mesmo conectado a algum ponto do sistema elétrico;

3) suprir cargas de uma instalação eletricamente isolada;

4) estar conectada diretamente à rede de transmissão, desde que, neste caso, não possa ser considerada pertencente à geração centralizada [17].

Figura 2.13: Caracterização Geração Centralizada [9]

Considerando um sistema de geração centralizada interligado, como é o caso do Brasil, as grandes distâncias percorridas entre a usina e o centro de carga implicam em consideráveis perdas por efeito Joule na malha de transmissão, tornando o sistema menos eficiente. Em um sistema considerando a geração distribuída, há unidades geradoras mais próximas ao centro de carga do que as usinas geradoras do modelo de geração centralizada, dessa forma parte da demanda é atendida localmente, diminuindo as perdas do sistema de transmissão e exigindo menos das grandes centrais geradoras. Em resumo, a GD pode ser definida como pequenas unidades geradoras, usualmente de baixa potência e utilizando fontes renováveis, que atendem parcialmente a carga local.

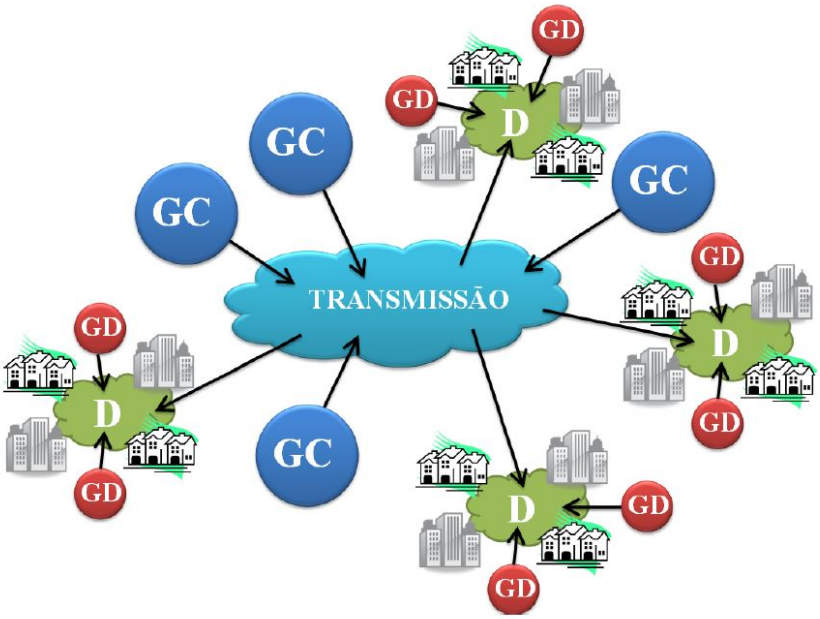

Figura 2.14: Esquema Simplificado de Sistema com Geração Distribuída [7]

2.5 REGULAÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL

No Brasil a Resolução Normativa Nº 482,de 17 de abril de 2012 (REN 482) estabele as condições para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição, bem como rege o sistema de compensação [18]. Para este trabalho, destaca-se a definição de micro e minigeração distribuída e quais os seus limites de potência instalada regulados. Inicialmente, a REN 482 caracteriza os conceitos de micro e minigeração como:

1) 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"[18];

2) 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"[18];

A REN 482 dita também acerca da potência que cada unidade, seja de Micro ou de Minigeração, pode instalar. De acordo com o Art.4º, parágrafo 1º, a potência instalada, seja de micro ou de minigeração distribuída, é limitada a potência disponibilizada[5] para a unidade consumidora [18]. Em caso do consumidor desejar instalar potência superior a disponibilizada, o parágrafo 2º do Art.4º rege que deve ser solicitado o aumento da potência disponibilizada, sem necessidade de aumento da carga instalada e seguindo o ditado pelo Art.27 da Resolução Normativa nº414, de 9 de setembro de 2010.

2.6 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA

A ampla disponibilidade do recurso solar no Brasil aliado com a possibilidade de retorno financeiro do investimento torna a geração distribuída fotovoltaica (GDFV) uma tecnologia de grande potencial. A GDFV é uma modalidade específica de geração distribuída pautada no efeito fotoelétrico para geração de eletricidade. As redes de distribuição foram concebidas em um cenário que não contemplava a inserção de GDFV, dessa forma é necessário avaliar quais os impactos técnicos desta integração na rede. A seguir são descritos alguns dos principais efeitos da GDFV em redes radiais.

[5] A Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010 (REN 414) define potência disponibilizada como a potência que o sistema deve dispor para atender os equipamentos elétricos da unidade consumidora, tendo como base a demanda contratada para consumidores do grupo A e a resultante da multiplicação da capacidade nominal de corrente elétrica do dispositivo de proteção geral da unidade pela tensão nominal para consumidores do tipo B [19].

2.6.1 Fluxo Reverso de Potência

A topologia das redes de distribuição foi projetada, majoritariamente, partindo do conceito de um fluxo de potência em sentido único. Este fluxo parte da subestação em direção as cargas, diminuindo conforme a distância e o número de cargas restantes a serem alimentadas é menor.Com essa diminuição gradativa do fluxo de potência, é possível diminuir a capacidade dos condutores visto que a corrente ali consequentemente será menor neste cenário ilustrado na figura 2.15.

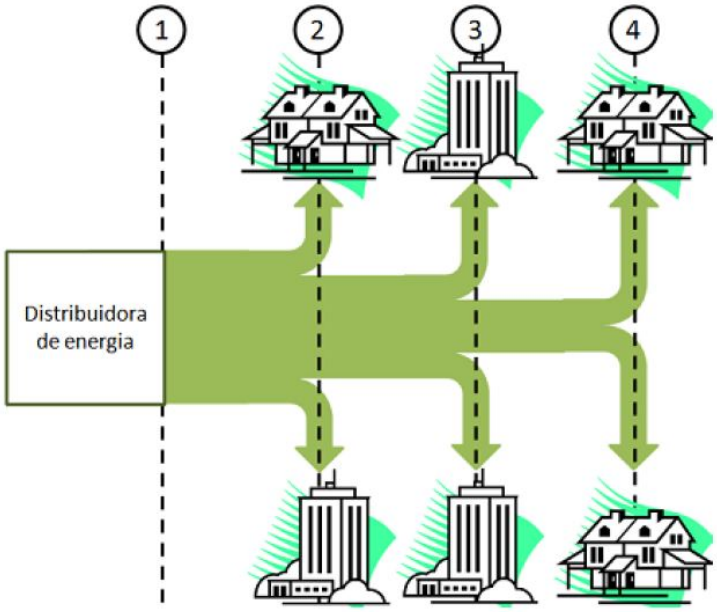

Figura 2.15: Fluxo de Potência em Cenário Sem GDFV [7]

Em um cenário levando em consideração a inserção de GDFV, inicialmente parte da carga seria suprida localmente, com as unidades que possuem GDFV gerando apenas o que elas consomem instantaneamente, demandando menos da subestação e desta forma sendo benéfico a rede. Contudo, no ponto em que a unidade passa a gerar mais do que o consumido por ela mesma, há a injeção desta energia excedente para a rede de maneira a alimentar as outras unidades consumidoras. Conforme o número de unidades com GDFV e a potência gerada aumentam, chega-se em um ponto ponto onde a energia gerada é suficiente para alimentar todas as unidades conectadas ao ramal e ainda há excedente, gerando dessa forma um fluxo de potência que parte em direção a subestação como ilustrado na Figura 2.16. Este fluxo reverso de potência interfere diretamente no dimensionamento de condutores e transformadores para o alimentador [7].

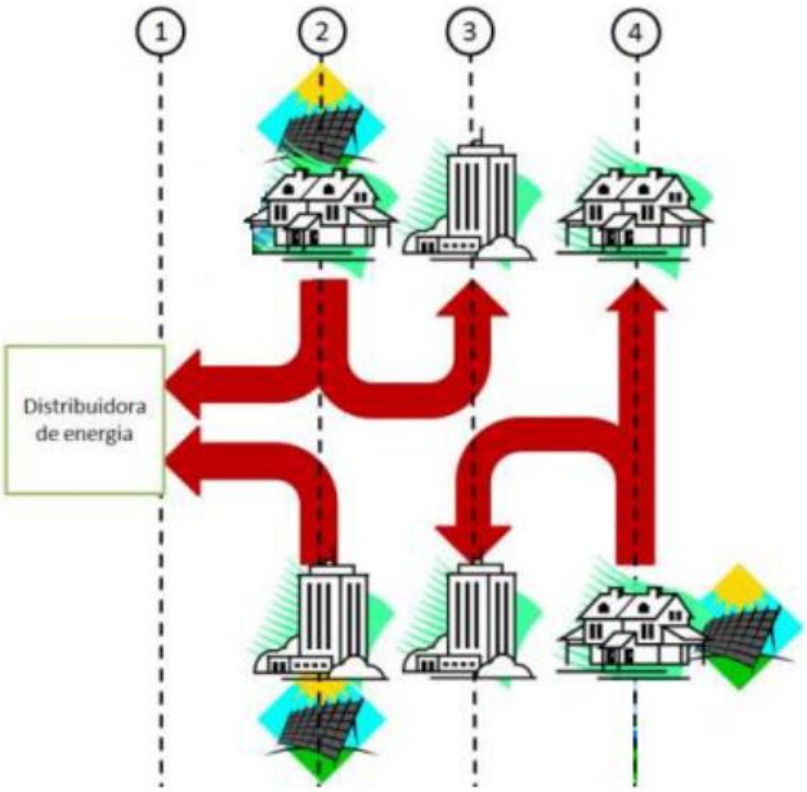

Figura 2.16: Fluxo de Potência em Cenário Com GDFV [7]

2.6.2 Proteção do Sistema

Um outro fator relevante e diretamente conectado ao fluxo de potência reverso é a concepção da proteção desses sistemas de distribuição que a princípio considerava apenas um fluxo em sentido único. Ao se considerar um cenário com GDFV integrada a rede, há o acionamento indevido dos relés de proteção. Estes acionamentos impróprios advêm da não diferenciação, pelos relés, entre correntes de falta e correntes causadas pelo excesso de geração FV [20]. Estes acionamentos indevidos, quando em larga escala, podem ocasionar o colapso de tensão na rede [20]. No entanto, já existem estudos para que seja possível contornar esse impacto na proteção de maneira eficiente, uma das propostas é a utilização do *Smart Network Protector*(SNPR), que emprega uma lógica baseada na proteção diferencial de corrente, conseguindo identificar quando o fluxo reverso de potência é ocasionado pelo excesso de geração FV e quando é ocasionado por uma corrente de falta [20].

2.6.3 Perfil de Tensão

Os ramais de distribuição, usualmente, são projetados de maneira a considerar um fluxo de potência partindo da geração para a carga, desta forma deve-se considerar a queda de tensão ao longo da rede para que a tensão fornecida a todos consumidores esteja dentro da faixa permitida

pela regulação. Esta queda de tensão é devido a passagem de corrente elétrica pela resistência dos cabos desde o gerador até a carga, tornando necessária a utilização de métodos de controle de tensão como chaveamento de banco de capacitores e mudanças na relação de transformação dos transformadores [7].

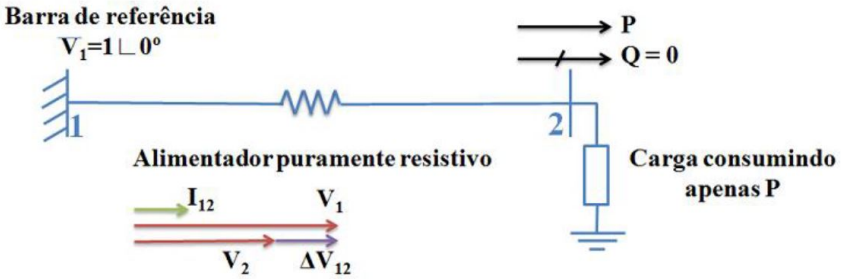

Figura 2.17: Queda de Tensão Sem GDFV [7]

No entanto, ao considerarmos a integração de GDFV na rede pode-se obter uma geração maior do que o consumo, desta forma havendo um fluxo de potência saindo da carga e indo em direção a subestação. Ao considerarmos esse cenário, há sobretensões na região da carga onde está sendo injetada a potência gerada, podendo ultrapassar os limites regulados. As sobretensões por excesso de GDFV são o fator mais restritivo da rede [21], dessa forma se torna necessária implementação de dispositivos para controle de potência reativa [22] e a utilização de banco de baterias em locais estratégicos da rede [23] para amortização das sobretensões geradas por excesso de GDFV na rede.

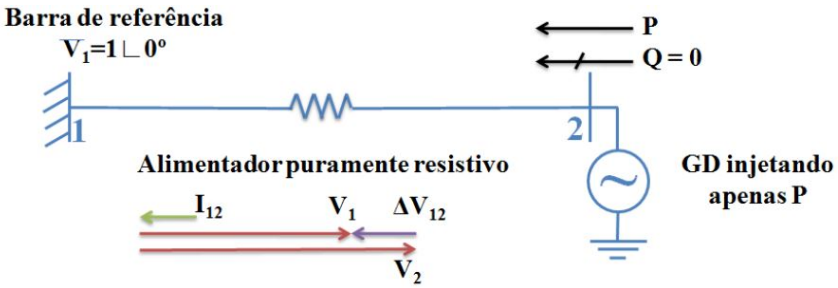

Figura 2.18: Queda de Tensão Com GDFV [7]

2.6.4 Perdas

As perdas no sistema elétrico são inevitáveis, podendo ser separadas em dois tipos: a)técnicas e b)não técnicas. As perdas técnicas do sistema de distribuição podem ser definidas como inerentes do sistema elétrico e advém das perdas por efeito Joule, perdas no núcleo dos transformadores ou perdas dielétricas [24]. Enquanto as perdas não técnicas ocorrem em casos de furtos de energia, fraude no medidor ou erros na medição [24]. No Brasil, as distribuidoras tem seus níveis de perda regulados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e com sua metodologia de cálculo e considerações explicitadas nos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica

no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST -Módulo 7. Dessa forma, o estudo das perdas na distribuição se faz necessário, visto que apesar de ser inevitável as perdas não devem ultrapassar determinado valor regulado. As perdas por *efeito Joule* são provenientes da transformação da energia elétrica em térmica e intrinsecamente ligadas a corrente que passa pelo condutor. Visto que as perdas por efeito Joule são proporcionais ao quadrado da corrente passante pelo condutor conforme a Equação (2.1) para perdas ativas , pode-se concluir que quanto maior a corrente pelo condutor, maior a perda. Desta forma, ao analisarmos uma rede com integração de GDFV se tem um cenário em que inicialmente as perdas diminuem, visto que parte da carga tem sido suprida localmente e consequentemente tornando a corrente que circula nos ramais de distribuição menor [25]. Porém, em situações de baixo carregamento e geração excedente, as perdas nos ramais de distribuição aumentam em função da maior corrente [25]. Portanto, o impacto da GDFV nas perdas está atrelado ao carregamento da rede e a geração, ao se ter uma rede com um carregamento concomitante com o período de geração, as perdas tendem a diminuir.

$$P = R * I^2 \tag{2.1}$$

Em que:

I = Corrente no Condutor [A];

R = Resistência do Condutor [Ω];

P = Potência Ativa [W];

3 MATERIAIS E MÉTODOS

No capítulo anterior, houve a contextualização acerca do cenário elétrico, o crescimento de fontes renováveis neste contexto e os desafios da integração de GDFV na rede distribuição. Com o crescimento de GDFV, é imprevisível determinar quais UCs receberão módulos fotovoltaico, assim sendo estudos para avaliar qual a influência do local de instalação nos impactos da integração de GDFV a rede elétrica se tornam necessários. Tendo em vista isso, este capítulo visa apresentar um método para análise da influência da localização de GDFV nas perdas técnicas de um alimentador de distribuição radial, através da comparação de valores de perda para diversos cenários de localização de geração distribuída. Inicialmente será apresentado o método utilizado para a avaliação da influência da localização nas perdas, as premissas e as rotinas utilizadas. Subsequentemente, será retratado um exemplo qualitativo simplificado de aplicação visando facilitar o entendimento. Logo após, será apresentado o alimentador utilizado neste estudo. Finalmente, serão apresentados os materiais utilizados neste trabalho.

3.1 MÉTODO

O método proposto tem como objetivo a implementação de um algoritmo que visa quantificar a influência da localização de GDFV no tangente as perdas técnicas do alimentador, bem como o comportamento dessas perdas até atingir 50% de penetração. Visto que a expansão da GDFV se mostra uma realidade, o algoritmo define 300 possíveis cenários de localização de GDFV para cada nível de penetração, tornando possível uma visualização do quanto as perdas técnicas são impactadas em cada cenário bem como o esforço computacional necessário para que se possa fazer um planejamento de rede de maneira eficiente. A escolha para 300 cenários se dá como um número inicial, tendo em vista que caso haja a necessidade, este número poderia ter sido aumentado para verificação de qual número ideal de pontos para que haja convergência nas condições simuladas. Neste estudo, 300 foi suficiente, sendo que estes 300 cenários contemplam configurações diferentes de localização de GDFV na rede elétrica, de maneira que no final se possa ter uma avaliação quantitativa da influência destas mudanças nas perdas técnicas do alimentador. O método perpassa pelo cálculo do fluxo de potência do alimentador para cada uma das configurações de localização simuladas, tendo como saída as perdas técnicas para cada cenário. Para realização do estudo de fluxo de carga é necessário que se modele o alimentador, suas cargas, a curva de carga e a curva de irradiância. Em função disso, antes da apresentação dos algoritmos, é necessário expor as condições de contorno utilizadas para aplicação do mesmo.

3.1.1 Condições de Contorno

- O modelo adotado para as cargas é o ZIP, desta forma as cargas são modeladas por 100% de impedância constante para parcela reativa e de 50% potência constante e 50% impedância constante para a parcela ativa da carga. Este modelo é o utilizado nos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST - Módulo 7 - Cálculo de Perdas na Distribuição [26].

- A potência injetada pela GDFV tem fator de potência unitário.

- A potência de GDFV de cada unidade consumidora (UC) foi alocada de maneira a suprir o consumo médio anual daquela UC. O cálculo da potência alocada se dá pela Equação (3.2).

$$GDFV = \frac{CMA * k}{Ef * n_{dias} * IRR} \tag{3.1}$$

  Em que:
  GDFV = Potência GDFV alocada (kW);
  CMA = Consumo Médio Anual(kWh);
  k = Constante Solar na superfície terrestre Definido em 1 ($\frac{kWh}{m^2}$);
  Ef = Eficiência do sistema de geração (%), definido em 80%;
  N_{dias} = Número de dias do mês (dias), definido em 30 dias;
  Irr = Integral da radiação solar ao longo do dia($\frac{\frac{kWh}{m^2}}{dia}$), tendo como valor típico de Brasília 5,422;

- Em caso da potência alocada para a UC ultrapassar a potência disponibilizada pelo disjuntor de proteção geral da UC, a potência gerada por aquela UC passa a ser a potência disponibilizada.

- Considerou-se que todas as UCs tem área disponível para a instalação de GDFV.

- A curva de carga e de irradiância são fixas para todos os cenários simulados.

- Neste trabalho definiu-se nível de penetração como uma fração da potência GDFV total que as UC's do alimentador podem gerar. O numerador é definido como a soma das potências de GDFV das unidades selecionadas para receber módulos fotovoltaicos e o denominador como a soma da potência GDFV de todas as unidades consumidoras do alimentador. Isto é demonstrado na equação (3.2).

$$NP = \frac{\sum_{j=1}^{N} PUC_j}{\sum_{j=1}^{T} PUC_j} * 100 \tag{3.2}$$

  Em que:
  NP = nível de Penetração em porcentagem(%);
  PUC = potência de GDFV alocada naquela unidade consumidora em kilowatts(kW);
  N = número de unidades consumidoras com GDFV;

T = total de unidades consumidoras;

3.1.2 Algoritmos

O método para avaliação da influência da localização GDFV nas perdas técnicas do alimentador pode ser subdividido na aplicação de três principais laços3.1: o do nível de penetração , dos cenários e o das horas. O primeiro laço define qual o nível de penetração que serão gerados os 300 cenários no laço seguinte. O segundo laço define os 300 cenários de localização de GDFV que serão simulados no laço seguinte. Neste laço, para cada cenário é realizado um sorteio, com distribuição uniforme de cada UC ser selecionada,de UCs que receberão módulos fotovoltaicos para aquele nível de penetração específico. Desta forma, ao fim dos sorteios se obtém 300 diferentes configurações de localização de GDFV. O último laço é o responsável pelo cálculo do fluxo de potência para cada um dos cenários definidos no laço anterior, o fluxo de potência é calculado de maneira horária contemplado as 24 horas do dia. Ao fim do terceiro laço, se tem os valores de perda para cada hora do dia de cada um dos cenários simulados.

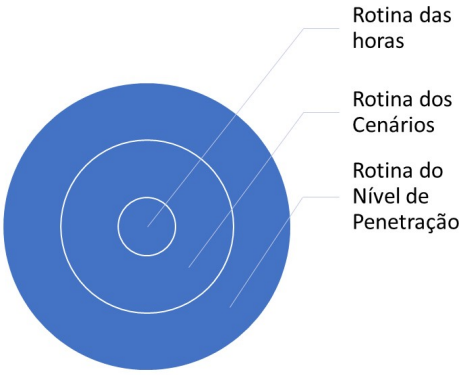

Figura 3.1: Ilustração dos Laços

O algoritmo começa a partir do laço do nível de penetração3.2, que tem como entradas o nível de penetração inicial e o final. Os níveis variam entre 0% (caso sem GDFV) e 100%(caso com GDFV em todas as UCs), sendo incrementados em passos de 10%, desta forma o algoritmo dispõe de 11 níveis para simulação. Neste trabalho, foi simulado do nível 1 (0% de GDFV) ao nível 6 (50% de GDFV), as penetrações dos níveis 7 (60%) a 11 (100%) não foram simuladas em questão da não convergência para todos os cenários nestes níveis de penetração, dessa maneira a comparação entre os níveis ficaria distorcida em função dos acima de 60% possuírem números de pontos válidos inferiores a 300. Após ter definido o nível de penetração inicial, se inicia a rotina dos cenários.

A rotina dos cenários3.3 tem como entradas o nível de penetração definido anteriormente, o

número de cenários a serem desenhados, que para este estudo foi fixado em 300, e os dados das UC's. Esta rotina lista, de maneira aleatória, as UCs e em seguida seleciona UCs até que a soma da potência de GDFV instalada no rol selecionado supere ou iguale o valor de potência referente ao nivel de penetração pré determinado. Neste momento, esse rol é definido como um possível cenário. Em seguida,uma nova listagem aleatória,seleção e definição de cenário é realizada de maneira iterativa, até que se tenha o número de possibilidades desejado. Após se ter todos os cenários definidos, se inicia a rotina das horas para cada um deles.

O laço das horas3.4 tem como entradas a curva de irradiância, a curva de carga e a relação de UCs que receberão GDFV definidas na rotina anterior. Com base na leitura destes valores, a rotina define o quanto será injetado ou consumido por cada UC e calcula o fluxo de potência para a hora em questão, isso se repete até as 23 horas onde se finaliza a simulação do dia e do cenário selecionados. Ao fim da simulação são armazenados os valores de perdas, por hora, daquele dia e cenário em questão. Este laço se repete até que todos os 300 cenários pré-determinados na rotina anterior tenham sido simulados.

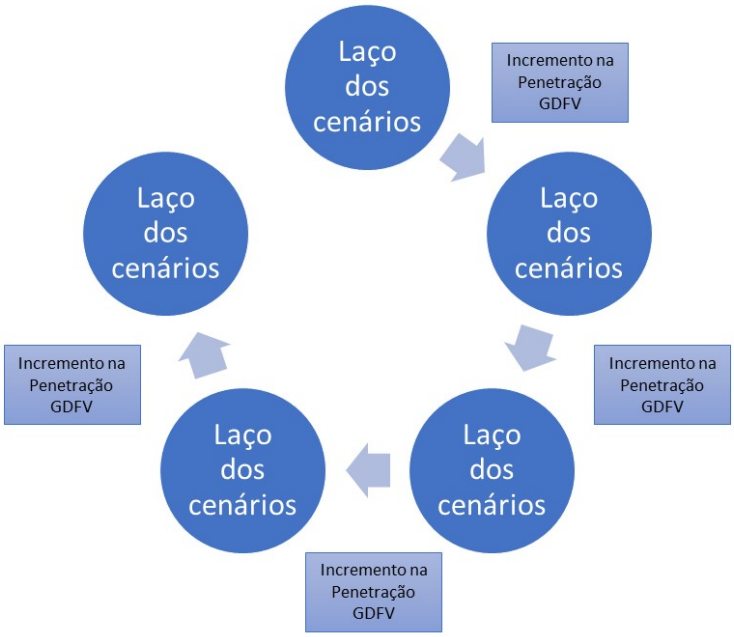

Figura 3.2: Laço dos Níveis de Penetração

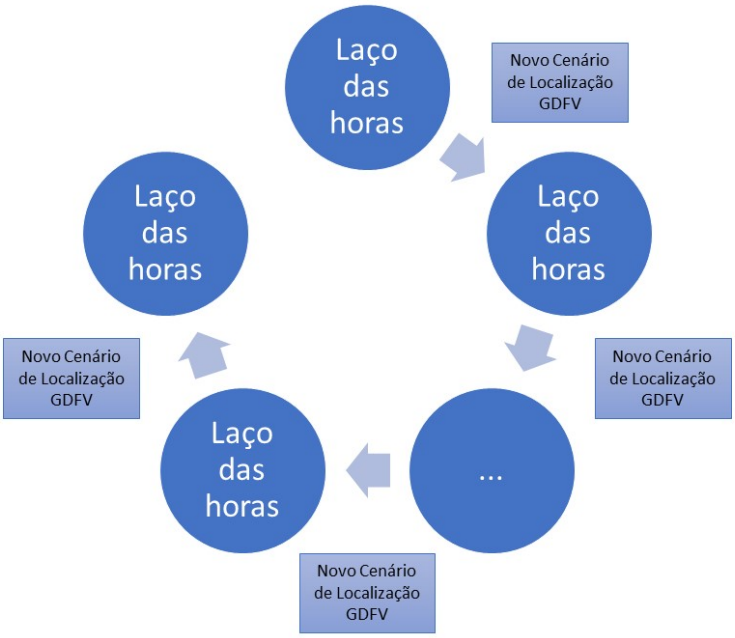

Figura 3.3: Laço dos Cenários de GDFV

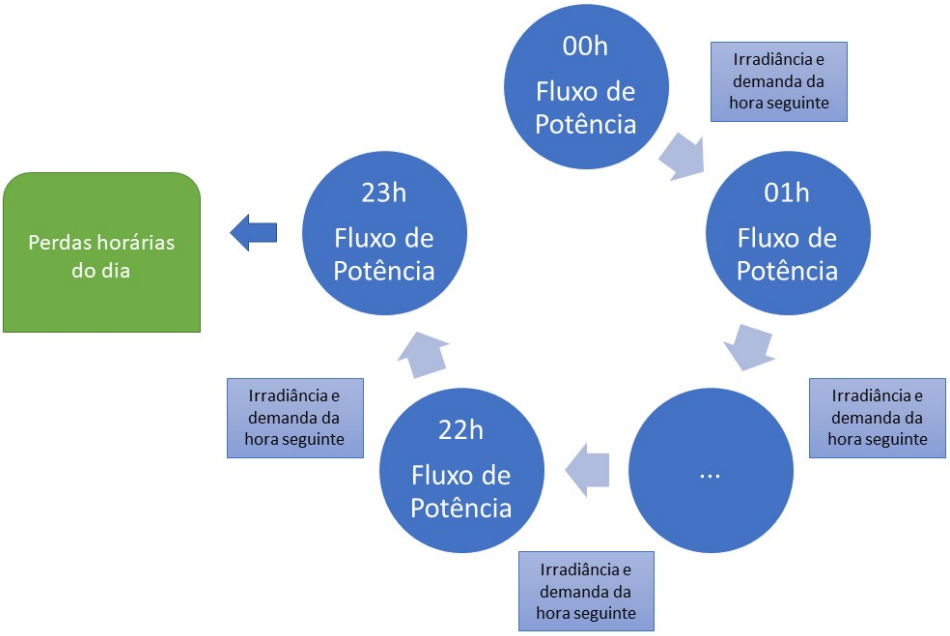

Figura 3.4: Laço das Horas

3.1.3 Sequência Lógica do Algoritmo

Sequencial lógico detalhado do algoritmo proposto:

1) Importação dos dados de irradiância e temperatura por hora do dia;

2) Definição do nível de penetração inicial e final e do número de possíveis cenários;

3) Sorteio de UCs que receberão GDFV para o referido nível de penetração;

i. Listagem de maneira randômica das UCs;

ii. Seleção da primeira UC, que ainda não tenha sido selecionada, da lista randômica para receber GDFV;

iii. Verifica se a soma da potência FV das UCs selecionadas, até então, é igual ou maior que o valor permitido pela penetração. Caso não seja igual ou maior, retorna ao passo ii.

iv. Define as UCs selecionadas como um possível cenário.

v. Verifica se já foram desenhados todos os cenários. Caso ainda não tenham sido definido cenários suficientes, retorna ao passo i.

4) Calcula o fluxo de potência para o cenário;

i. São inseridos os dados de demanda e irradiância da hora em questão, bem como a seleção de unidades que receberão GDFV;

ii. É calculado o fluxo de potência;

iii. Verifica se já foi calculado o fluxo para todas as horas do dia. Caso não, retorna ao item i;

iv. São armazenados os valores de perda por hora do dia;

5) Verifica se todos os cenários já foram simulados. Caso não, retorna ao passo 4;

6) Verifica se todos os níveis de penetração já foram simulados. Caso não, retorna ao passo 3;

A etapa 3 tem como saída uma matriz com 300 colunas, onde cada uma representa um possível cenário, e o número de linhas de cada coluna representando quantas e quais UCs foram selecionadas para receber GDFV naquele cenário. Já a etapa 4 tem como saída uma matriz com 300 colunas, cada uma representando um cenário, e 24 linhas, onde cada linha é referente a um valor de perda horária do cenário em questão. Para a análise dos dados, realizada no capítulo 4, estes resultados serão tratados de maneira que se tenha a discrepância entre os resultados de cada cenário calculada através da equação (3.3).

$$Discrepancia = \frac{Perda_{base} - Perda_n}{Perda_{base}} * 100 \tag{3.3}$$

Em que: $Perda_{base}$ = perda média de todos os 300 cenários;

$Perda_n$ = perda média do enésimo cenário a ser comparado;

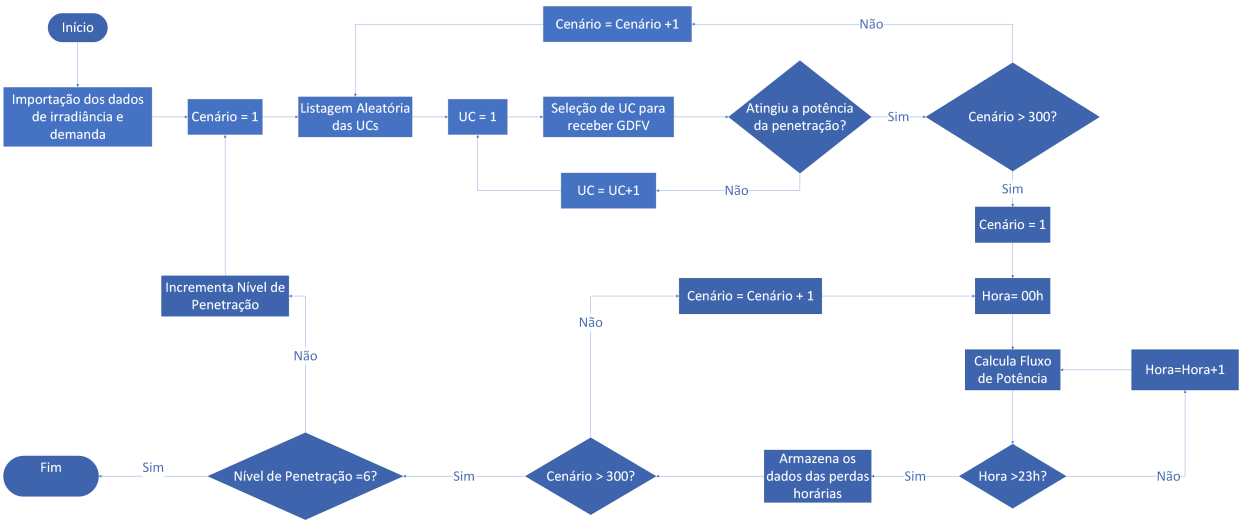

Figura 3.5: Fluxograma do Algoritmo

3.1.4 Exemplificação Qualitativa do Algoritmo

Para facilitar compreensão do método da análise de caso elaborada neste trabalho, esta exemplificação simplificada busca elucidar o funcionamento do algoritmo. Ao considerar um alimentador de distribuição radial com 10 UCs, todas com o mesmo potencial de geração FV, e alocadas em pontos diferentes da rede, o algoritmo funcionaria da seguinte forma para o nível 3(20%) de penetração FV:

- UC: Unidade 1 Localização: Ponto A Potência(W): 10;
- UC: Unidade 2 Localização: Ponto B Potência(W): 10;
- UC: Unidade 3 Localização: Ponto C Potência(W): 10;
- UC: Unidade 4 Localização: Ponto D Potência(W): 10;
- UC: Unidade 5 Localização: Ponto E Potência(W): 10;
- UC: Unidade 6 Localização: Ponto F Potência(W): 10;
- UC: Unidade 7 Localização: Ponto G Potência(W): 10;
- UC: Unidade 8 Localização: Ponto H Potência(W): 10;
- UC: Unidade 9 Localização: Ponto I Potência(W): 10;
- UC: Unidade 10 Localização:Ponto J Potência(W): 10;

1) Importação dos dados de irradiância e temperatura por hora do dia;
2) Definição do nível de penetração inicial, final e do número de possíveis cenários;
3) Sorteio de UCs que receberão GDFV para o referido nível de penetração (20%);

i. Listagem de maneira aleatória das 10 UCs do alimentador;

Listagem Aleatória:

UC: Unidade 5 Localização: Ponto E Potência(W): 10;

UC: Unidade 8 Localização: Ponto H Potência(W): 10;

UC: Unidade 1 Localização: Ponto A Potência(W): 10;

UC: Unidade 10 Localização:Ponto J Potência(W): 10;

UC: Unidade 2 Localização: Ponto B Potência(W): 10;

UC: Unidade 7 Localização: Ponto G Potência(W): 10;

UC: Unidade 3 Localização: Ponto C Potência(W): 10;

UC: Unidade 4 Localização: Ponto D Potência(W): 10;

UC: Unidade 6 Localização: Ponto F Potência(W): 10;

UC: Unidade 9 Localização: Ponto I Potência(W): 10;

ii. A primeira UC,ainda não selecionada, da lista é selecionada para instalação de GDFV;

No caso a primeira UC selecionada seria a Unidade 5.

iii. Verifica se a soma das UCs selecionadas até então supera ou iguala o valor de potência GDFV referente aquele nível de penetração;

iv Valor não foi superado ou igualado, seleciona-se também a próxima UC da lista. A soma até então é de 10W, tendo apenas 10% de penetração, não atingindo ainda os 20% pré-determinados.;

v Visto que ainda não foi atingido o valor pré-determinado, a próxima unidade da lista é selecionada.

No caso, a próxima UC selecionada seria a Unidade 8.

vi Verifica se a soma das UCs selecionadas até então supera ou iguala o valor de potência GDFV referente aquele nível de penetração. No caso, a soma é de 20W, dessa forma foi atingindo o valor de 20% de penetração GDFV;

vii Visto que a penetração GDFV já foi atingida, é verificado se o número de cenários já foi atingido. Caso não tenha sido, define-se a configuração atual como um cenário e se retorna para o passo i, afim de definir o próximo cenário. Em caso do número de cenários já ter atingido os 300 necessários, se avança para o item 4.

4) Calcula o fluxo de potência;

i. São inseridos os dados horários de demanda e irradiância, bem como a seleção de UCs relativa ao cenário em questão;

ii. É calculado o fluxo de potência para a hora em questão;

iii. Verifica se já foi calculado o fluxo de potência para todas as horas do dia, caso não tenha sido retorna ao item i.;

iv. São armazenados os valores de perdas por hora;

5) Verifica se todos os cenários já foram simulados, caso não retorna ao passo 4.

No caso exemplificado, a saída do passo 3) seria uma matriz com 300 colunas, representando cada um dos possíveis cenários e 2 linhas por coluna, representando a seleção aleatória de UCs feita para aquele cenário. Dessa forma, cada um dos possíveis cenários contemplaria uma possibilidade de localização de GDFV para o alimentador quando se tem 20% de nível de penetração. A saída da etapa 4 seria uma matriz de 300 colunas, também com cada uma representando um cenário, e 24 linhas, com cada linha representando a perda de uma hora específica do dia para aquela configuração de distribuição espacial de GDFV.

3.2 MATERIAIS

Agora estão descritos os materiais utilizados ao longo do trabalho para aplicação do método.

3.2.1 Ambiente Computacional

O método empregado necessita de mecanismos computacionais capazes de trabalhar, de maneira eficiente, com uma grande quantidade de dados de entrada, possibilidade de desenvolvimento de algoritmos iterativos, modelagem de sistemas elétricos de distribuição e cálculo de fluxo de carga. Dessa forma, se torna necessária a utilização de softwares de alta performance, visto que todas as atividades exigem esforço computacional.

Para a questão do fluxo de potência e modelagem de sistemas elétricos de distribuição, foi empregado o software OpenDSS (Open Distribution System Simulator) da EPRI (Eletric Power Research Institute). A escolha se deu por ser um software de código aberto, que permite interface COM (Component Object Model) com o MATLAB(MATrix LABoratory), permitir análise de um ambiente integrado com GD e executar o cálculo de fluxo de potência de maneira a permitir múltiplas análises além da utilizada neste trabalho.

O software MATLAB, desenvolvido pela MathWorks, foi empregado para controle do OpenDSS via COM interface. A escolha se deu pelo fato do MATLAB trabalhar com matrizes, facilitando ao se lidar com uma variedade de inputs e outputs, permitir a criação de algoritmos e realizar cálculos com uma performance alta, otimizando o tempo de simulação. Além de poder ser utilizado como interface do OpenDSS.

3.2.2 Alimentador 1004

O alimentador onde foi empregado o método descrito anteriormente é o 1004 da Companhia Energética de Brasília (CEB), pertencente a subestação 10 da CEB, composta por 8 alimentadores. A escolha se deu por este possuir um perfil predominantemente residencial e por alimentar uma região de maior poder aquisitivo, a combinação destas características torna este alimentador propício para a instação de GDFV. Conforme é explicitado na Figura 3.6, o alimentador se localiza numa região residencial, de alta concentração. Este alimentador é composto por 1625 unidades consumidoras e um total de 3735 barras, sendo 747 de média tensão e 2987 de baixa tensão.

Figura 3.6: Abrangência Alimentador 1004

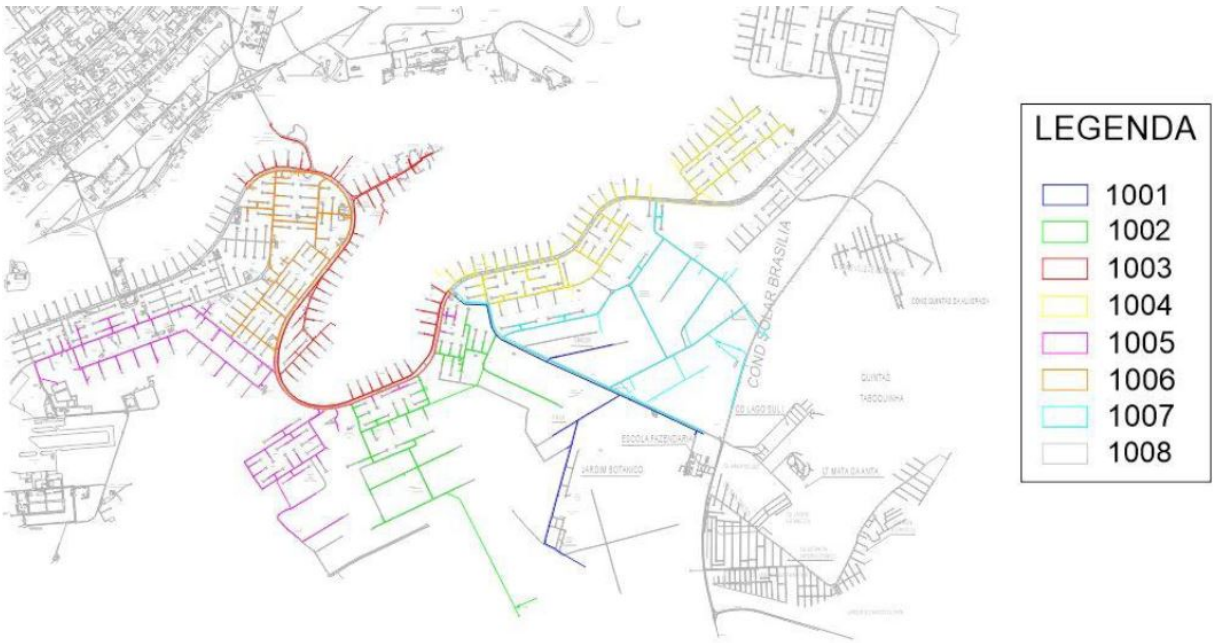

Figura 3.7: Subestação 10 da CEB

3.2.2.1 Curva de Carga

As curvas de cargas foram disponiblizadas pela ANEEL. Sendo uma curva característica de dia útil, uma de sábado e uma de domingo para cada mês, totalizando 36 curvas. Logo, optou-se por empregar a curva característica de um dia útil de dezembro, por esta representar de melhor forma a realidade do alimentador e representar a curva da mesma estação do dia escolhido para a irradiância.

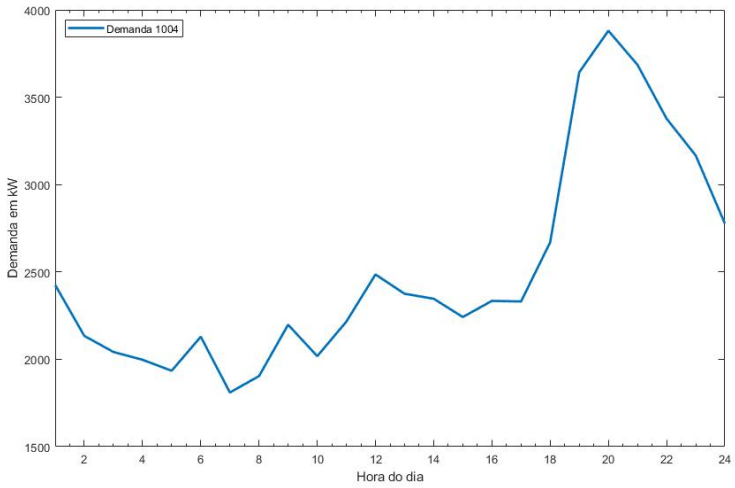

Figura 3.8: Curva de Carga de Dia Útil de Dezembro

3.2.2.2 Irradiância

Os valores de Irradiância são referentes ao ano de 2016 e foram extraídos a partir das medições realizadas pela Estação Brasíia do Instituto Nacional de Meteorologia(INMET). Os dados passaram por um tratamento para exclusão de algum valor incoerente. A curva de irradiância escolhida foi a referente ao dia que apresentou maior irradiância média ao longo do ano de 2016, dia 08 de janeiro de 2016, esta escolha se deu para que se haja o melhor caso para geração FV. A curva também reflete o horário brasileiro de verão, visto que registra irradiância até horários mais tardios como demonstrado na Figura 3.9.

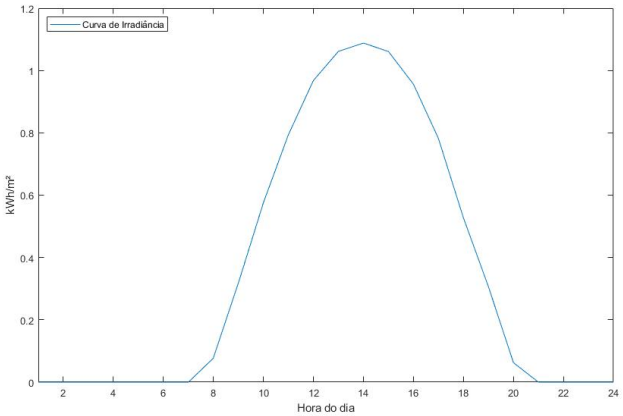

Figura 3.9: Curva de Irradiância

4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Neste capítulo são apresentadas as análises acerca dos resultados relevantes da simulação do alimentador 1004 sob diferentes níveis de penetração e cenários de localização da GDFV. A organização deste capítulo se dá de maneira que no primeiro momento cada nível de penetração é analisado de maneira isolada. Em sequência é apresentada uma análise conjunta dos níveis de penetração.

4.1 10% DE GDFV

Neste tópico, será analisada a influência da localização ao se manter constante o nível de penetração em 10%. A distribuição do valor acumulado de perda ao longo do dia apresenta um comportamento gaussiano conforme ilustrado na Figura 4.1, a partir disso é possível se utilizar a média da amostra como valor para convergência. Também é exposto, que o valor mais frequente de perda acumulada para este nível de penetração varia entre 2570 kWh e 2575 kWh. No pior cenário simulado, a perda acumulada chega entre 2605 e 2610 kWh para este nível de penetração.Este cenário ocorre quando as unidades em que foi alocada a GDFV estejam muito próximas uma das outras e consequentemente, nos momentos de excesso de geração a carga a ser suprida estaria mais distante e desta forma aumentam-se as perdas. No entanto, o valor das perdas está entre 2545 e 2550 kWh, isto consiste em um cenário onde as UCs que receberam GDFV estão mais distantes entre si, assim no momento de geração excedente a carga suprida está sempre próxima.

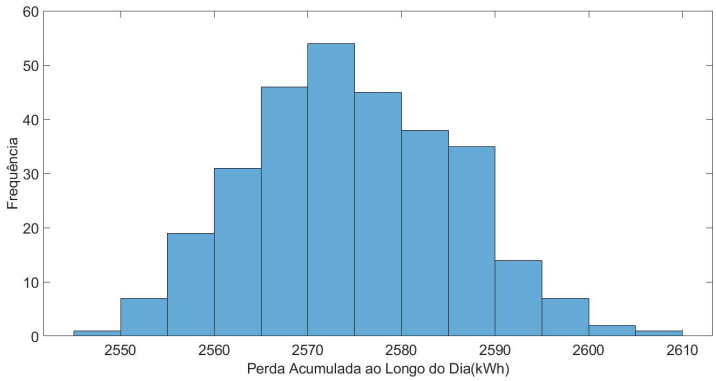

Figura 4.1: Histograma Perda Acumulada ao Longo do Dia- 10%

A figura 4.2 demonstra o comportamento da média ao se incrementar o número de pontos. Este comportamento é dado como estável para este nível de penetração ao se atingir aproximadamente 150 amostras diferentes, dessa forma o esforço computacional seria reduzido pela metade admitindo-se um erro abaixo de 1%. O comportamento do erro, doravante chamado de discrepância, é dado também pela Figura 4.2, percebe-se que essa discrepância em nenhum momento

ultrapassa 1%, podendo se concluir que há baixa variabilidade percentual nos valores de perda para este nível de penetração.

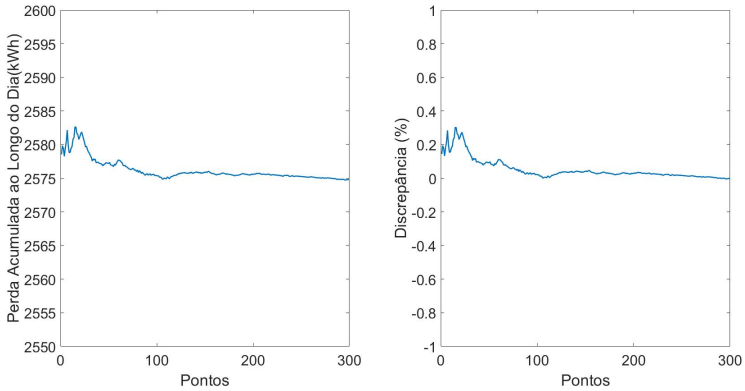

Figura 4.2: Comportamento de Acordo com Incremento do Número de Pontos - 10%

É exposto o comparativo entre o cenário sem GDFV e a média dos cenários com 10% de integração na rede. Após análise da Figura 4.3, as perdas horárias se iniciam iguais, porém conforme começa a se ter geração FV as perdas diminuem visto que parte das carga passa a ser supridas localmente, diminuindo a corrente circulante pelos condutores e consequentemente as perdas. Logo, para o alimentador este nível de penetração não traz nenhum prejuízo e só beneficia a rede no que tange ao aspecto das perdas técnicas.

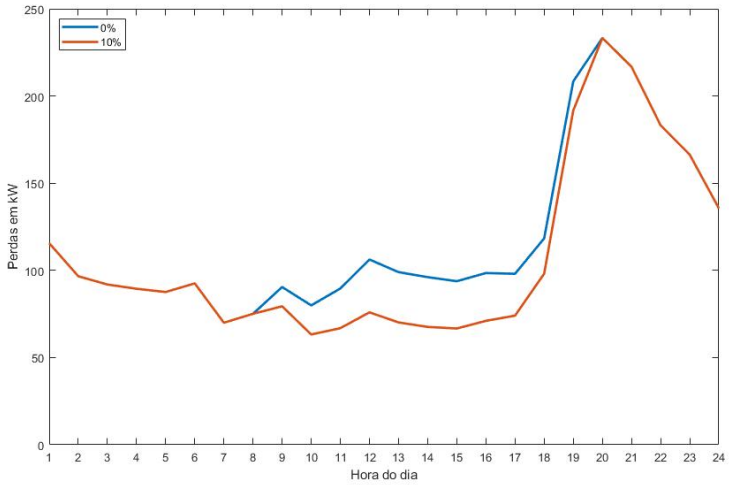

Figura 4.3: Perdas por Hora - 10%

4.2 20% DE GDFV

Para o nível de penetração de 20%, a distribuição do valor acumulado de perdas ainda se mostra próxima de uma normal porém há um acúmulo maior de casos na faixa de 2410 a 2440

kWh. Esta maior concentração nos valores centrais torna a frequência dos extremos baixa e até mesmo descontínua entre 2455 e 2460 kWh. Ao se comparar o valor obtido para o pior caso com 20% de GDFV, este valor ainda é inferior ao melhor caso da perda acumulada diária para 10% de penetração. Uma possível interpretação é que independente da localização da GDFV, 20% de penetração é melhor para a rede do que 10% no tangente a perdas.

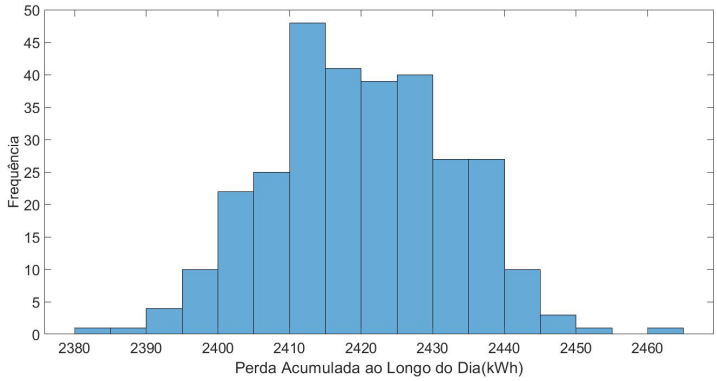

Figura 4.4: Histograma Perda Acumulada ao Longo do Dia - 20%

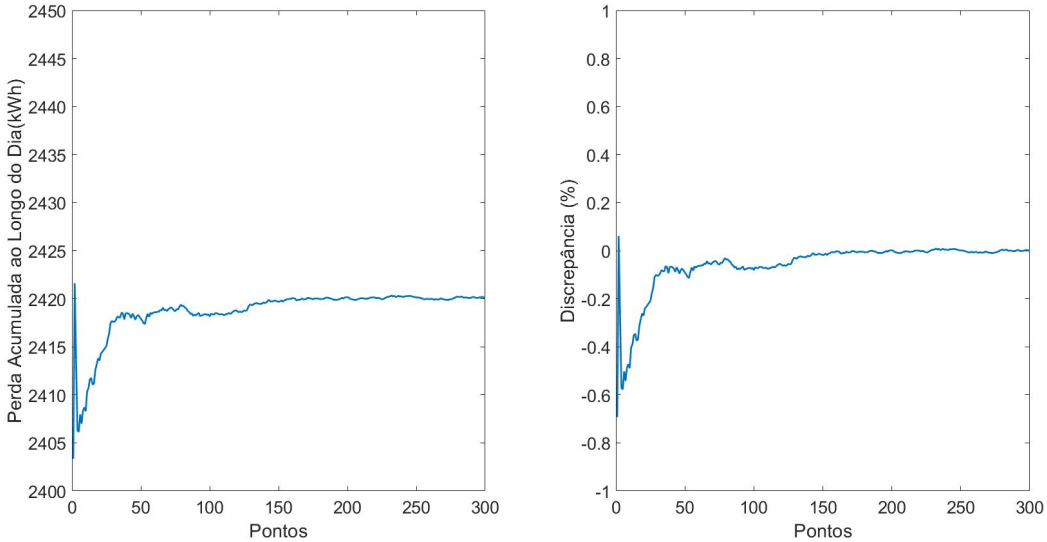

Figura 4.5: Comportamento de Acordo com Incremento do Número de Pontos - 20%

A Figura 4.5 demonstra que, apesar de maiores oscilações no começo em comparação com o cenário de 10% de GDFV, ainda há uma convergência dos valores a partir de 150 pontos. O mesmo é refletido nas discrepâncias, que apesar de também não ultrapassarem 1%, atingem valores maiores que anteriormente, demonstrando que existe maior influência da localização da GDFV em um panorama com 20% de penetração. Ainda assim seria possível reduzir o esforço computacional ao selecionar apenas 150 pontos para este nível de penetração, visto que há a estabilização do valor de discrepância e do valor de Perda Acumulada Diária a partir deste ponto.

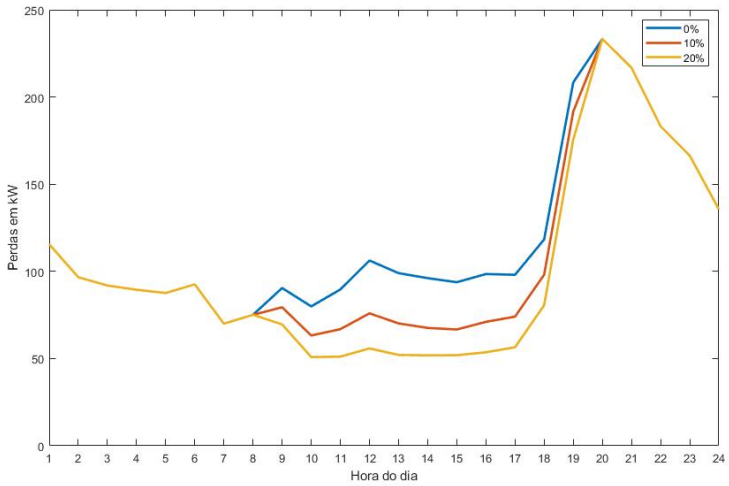

Figura 4.6: Perdas por Hora - 20%

A figura 4.6 evidencia que um panorama onde se tem 20% de penetração de GDFV tem maior capacidade de suprir a demanda local da rede e consequentemente reduzir as perdas do que um cenário com 10% de integração FV. Algo a ser ressaltado é que as 3 curvas possuem o mesmo formato, isso se dá por elas serem um reflexo da curva de demanda. Nos momentos de maior utilização da rede, mesmo nestes níveis de penetração, as perdas tendem a aumentar devido a maior corrente circulante nos condutores. Destaca-se também a maior redução nos horários de maior irradiância solar, aumentando as distâncias entre as curvas, fato derivado da geração FV ser proporcional a irradiância.

4.3 30% DE GDFV

É demonstrado na Figura 4.7 que a distribuição dos valores não pode mais ser considerada normal, tendo uma grande concentração na faixa entre 2350 e 2390 kWh. Desta forma, pode-se concluir que para o cenário com 30% de penetração FV, a grande maioria dos casos tende a recair sobre esta faixa para este alimentador. Ressalta-se que no pior cenário possível para este alimentador já recai em valores em faixas iguais aos valores centrais do caso com 20% de integração de GDFV. Isso expõe que, no tangente as perdas, a depender da localização das UCs com GDFV, as perdas podem aumentar em relação ao nível de penetração anterior.

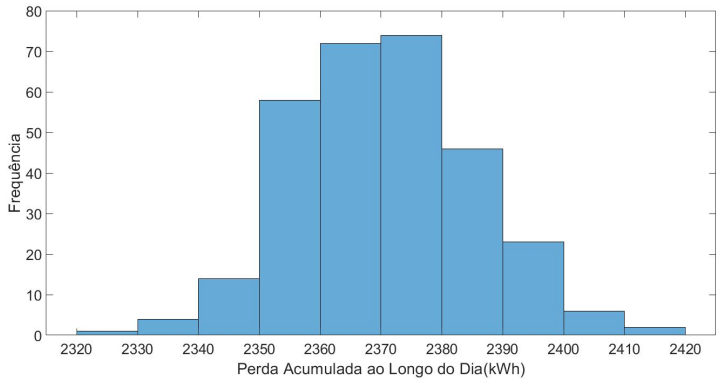

Figura 4.7: Histograma Perda Acumulada ao Longo do Dia - 30%

Como explicitado na Figura 4.8, a convergência para o nível de penetração acontece com 100 pontos, diminuindo consideravelmente o esforço computacional necessário. Esta convergência mais rápida pode ser explicada por conta da alta concentração explicitada anteriormente, demonstrando menor variabilidade entre as amostras. A discrepância segue o mesmo padrão e tende a se estabilizar a partir de 100 pontos, sempre com valores inferior a 1%.

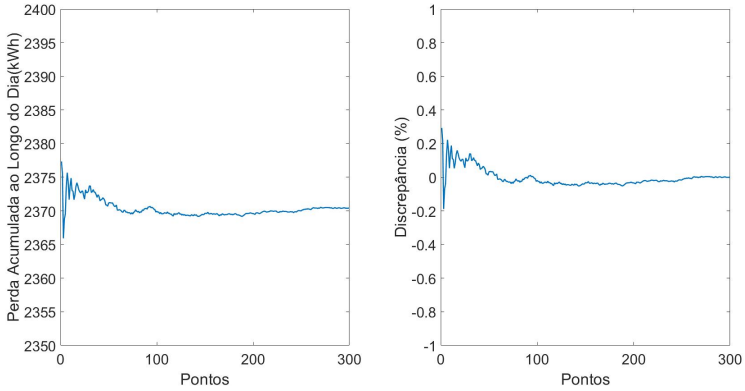

Figura 4.8: Comportamento de Acordo com Incremento do Número de Pontos - 30%

O perfil das perdas a princípio tende a ser menor que o do nível de integração FV anterior, porém no horário de Sol a pico e consequentemente maior geração FV, os valores de perda horária superam os de 20% de integração FV. Isso é explicado pelo fato de que o horário de pico de geração não coincide com o de pico de carga, dessa forma ao se ter maior excedente e mais unidades geradoras, a GDFV passa a suprir maior parte da carga porém com uma distância maior e consequentemente com uma perda maior que o do nível de penetração anterior porém menor que a perda do panorama sem GD.

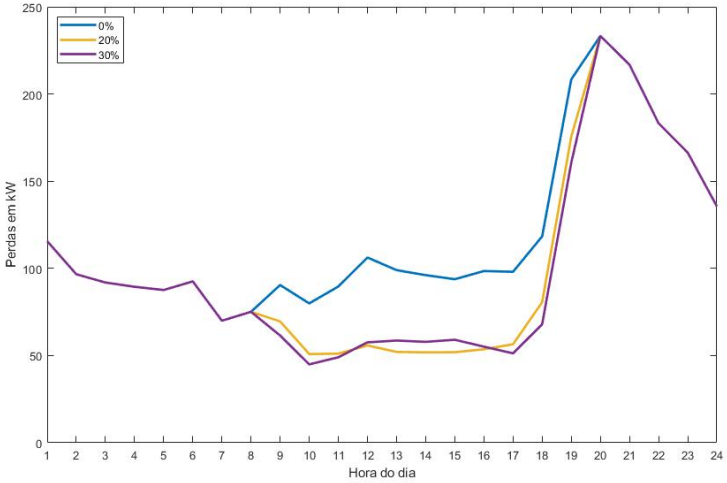

Figura 4.9: Perdas por Hora - 30%

4.4 40% DE GDFV

A Figura 4.10 explicita um perfil de distribuição menos concentrado que o nível de penetração de 30% e mais próximo de uma distribuição normal. Ressalta-se que a faixa de valores para o caso de menor perda para o panorama com 40% de GDFV se encontra em uma das faixas de maior incidência para o caso de 30% de integração FV. Isso demonstra que o aumento do nível de penetração tem deixado de diminuir as perdas no alimentador em relação ao nível de penetração anterior.

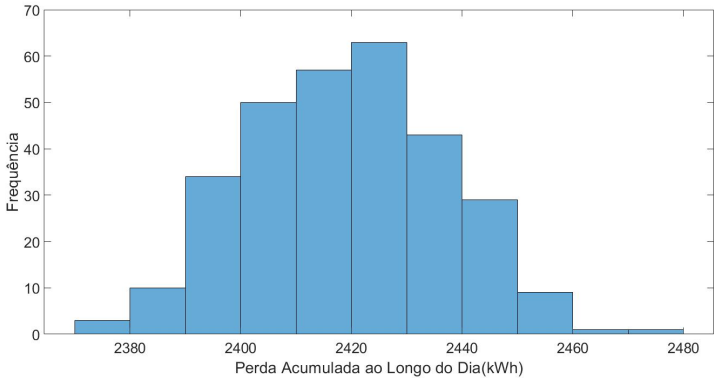

Figura 4.10: Histograma Perda Acumulada ao Longo do Dia - 40%

A taxa de convergência para este nível de penetração se dá a partir de 150 pontos, isso pode ser explicado pela maior distribuição dos valores evidenciada no item anterior. A amplitude inicial da discrepância tem sido maior, conforme se dá o crescimento do nível de integração FV na rede. Isso demonstra que há maior influência da localização das UCs com GDFV nas perdas técnicas, porém ainda assim a partir de 150 pontos se obtém uma convergência com discrepância inferior

a 1%.

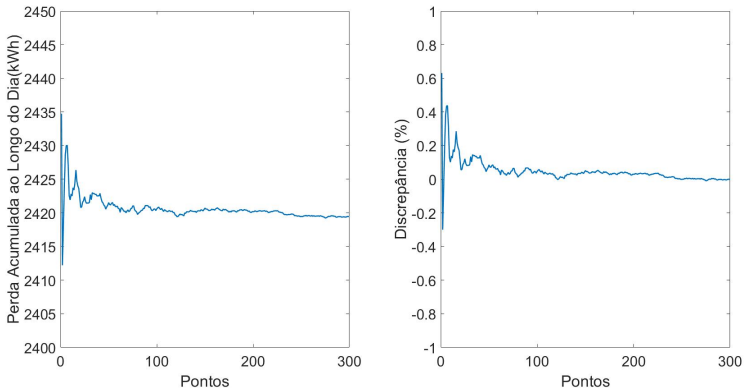

Figura 4.11: Comportamento de Acordo com Incremento do Número de Pontos - 40%

A Figura 4.12 explicita o aumento das perdas nos horários de maior irradiância solar, este fenômeno ocorre pelo aumento do número de unidades geradoras e consequentemente da geração excedente nestes horários. Desta forma, é injetada mais corrente na rede para suprir as cargas e isto eleva as perdas da rede. No entanto, ainda não há ultrapassagem do valor de perda para o caso sem GDFV, sendo assim 40% de penetração ainda beneficia a rede no que tange as perdas técnicas.

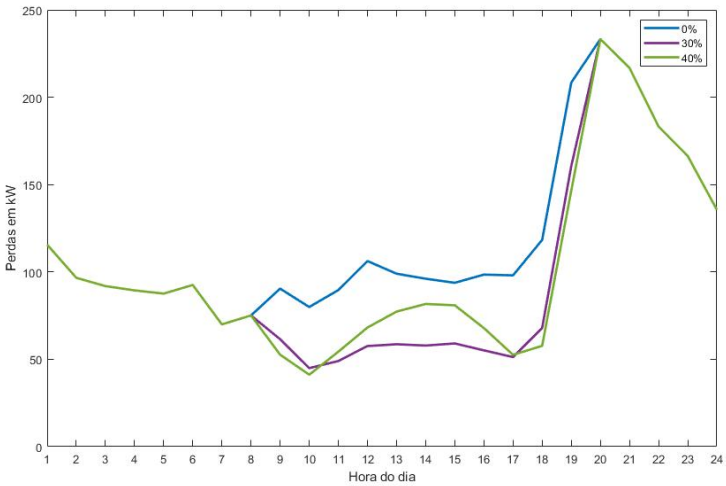

Figura 4.12: Perdas por Hora - 40%

4.5 50% DE GDFV

Para o nível de penetração de 50% a distribuição é majoritariamente concentrada entre 2500 e 2650 kWh, tendo o restante dos valores dispersos de maneira discreta. A faixa de valores de maior frequência, contempla valores de perda diária maiores que o pior cenário de 10%, demonstrando

que ao se chegar em 50% de penetração o Alimentador pode chegar em um cenário pior do que com 10%.

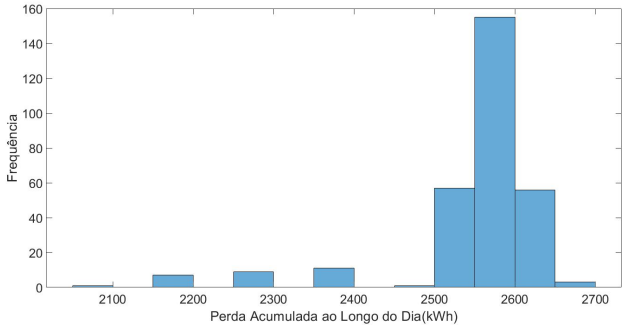

Figura 4.13: Histograma Perda Acumulada ao Longo do Dia - 50%

A Figura 4.14 demonstra uma alta variabilidade dos valores, alcançando a convergência apenas a partir da utilização de no mínimo 250. Ao se analisar, é perceptível o crescimento da amplitude inicial da discrepância em relação aos outros níveis de penetração, também fica clara o maior número de pontos necessários para que se chegue a um valor estável de discrepância. Isto demonstra que em um cenário com 50% de geração FV, as perdas técnicas são mais sensíveis a mudança de localização de instalação GDFV.

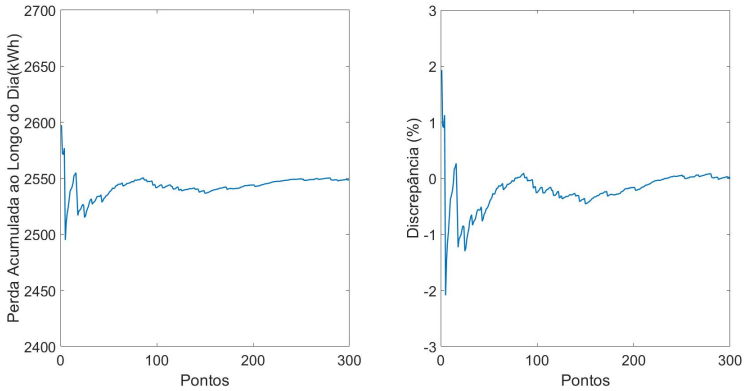

Figura 4.14: Comportamento de Acordo com Incremento do Número de Pontos - 50%

Ao se analisar comparativamente as curvas de perdas, têm-se que em um cenário com 50% de penetração se tem uma situação crítica entre 12 e 16 horas, com um valor de perda técnica superior ao do caso base sem GDFV. Esse fenômeno pode ser explicado pela inversão do fluxo de potência, situação em que há mais geração do que demanda nos ramais de distribuição e o fluxo passa a fluir da carga em direção a subestação gerando maior corrente circulante nos condutores e consequentemente aumentando as perdas técnicas.

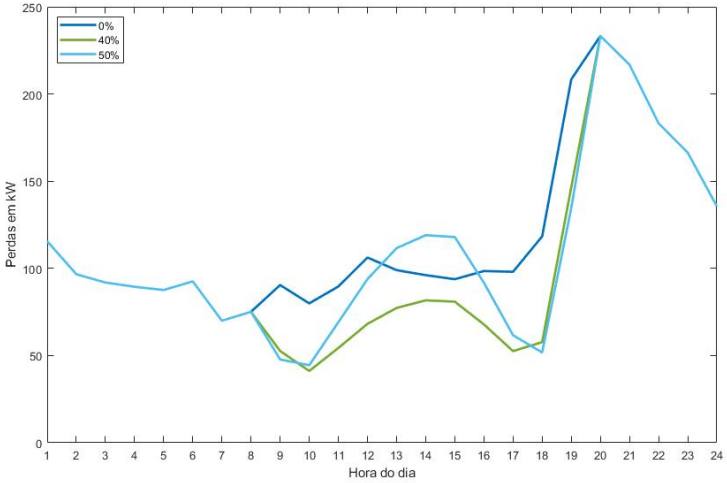

Figura 4.15: Perdas por Hora - 50%

4.6 ANÁLISE CONJUNTA DOS NÍVEIS DE PENETRAÇÃO

Após uma análise pormenorizada dos níveis de penetração, se faz necessária uma análise conjunta dos níveis de penetração para caracterizar com maior exatidão o comportamento do alimentador perante aos mesmos, no que se refere as perdas técnicas. Na Figura 4.16, têm-se a discrepância percentual para cada nível de penetração em relação a localização da UC com GDFV. Ao se analisar a figura, percebe-se que a medida que o nível de penetração FV cresce, a importância da localização aumenta. Isso se deve ao fato de que ao se aumentar a penetração, cresce também a possibilidade de ter uma aglomeração de UCs com GDFV instalada, dessa forma elevando o risco de um fluxo reverso de potência. A partir da figura, se conclui que ao admitir uma taxa de discrepância de até 6%, a localização de GDFV não possui grande influência no que tange as perdas técnicas da rede.

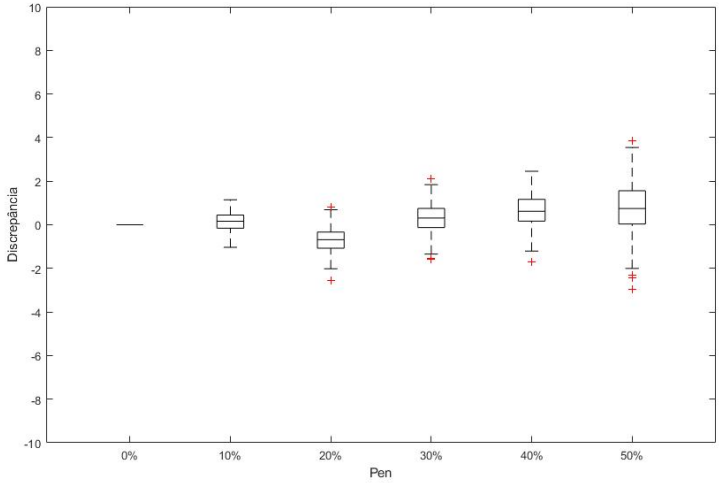

Figura 4.16: Discrepância por Variação de Localização

No que tange ao comportamento das perdas ao se incrementar a penetração FV na rede, a Figura 4.17 demonstra as faixas de redução de perdas para cada nível de penetração. A partir da figura, é observável que as perdas tendem a diminuir até 30%, e logo após voltam a crescer. Ao se analisar cada boxplot individualmente, é observável que a amplitude de cada um deles é crescente concomitantemente com o nível de penetração. Tal fato, pode ser explicado pelo aumento da influência da localização da GDFV nas perdas. A característica crescente da amplitude dos boxplots, também demonstra que para um mesmo nível de penetração pode haver uma disparidade mais acentuada em relação ao seu efeito nas perdas, isso pode ser exemplificado bem ao se observar o caso de 50% de penetração, onde cenários diferentes podem gerar um impacto de até 5% para mais ou para menos nas perdas.

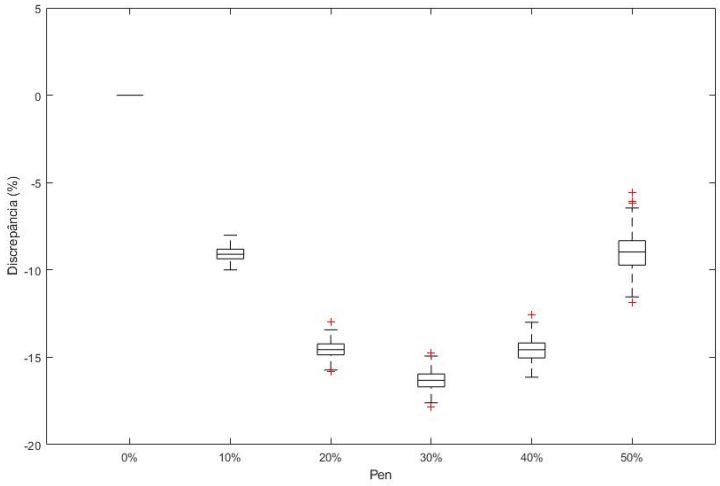

Figura 4.17: Discrepância em Relação as Perdas Base

Ao se traçar de maneira linear o comportamento das perdas ao longo dos níveis de penetra-

ção, se obtém a Figura 4.18. Nesta é possível observar que o comportamento se assemelha a uma parábola, de maneira que a curva tem um comportamento decrescente até que se atinja seu ponto mínimo em 30% de penetração GDFV e a partir daí volta a crescer. Este comportamento já foi descrito na literatura, porém o nível de penetração em que se ocorre o ponto é mínimo é característico para cada alimentador. A partir da tendência da curva demonstrada, é possível concluir que para maiores níveis de penetração como 60%, 70% e etc, as perdas tendem a aumentar. Podendo chegar ao ponto em que se justifica uma melhoria na rede afim de se conter este comportamento.

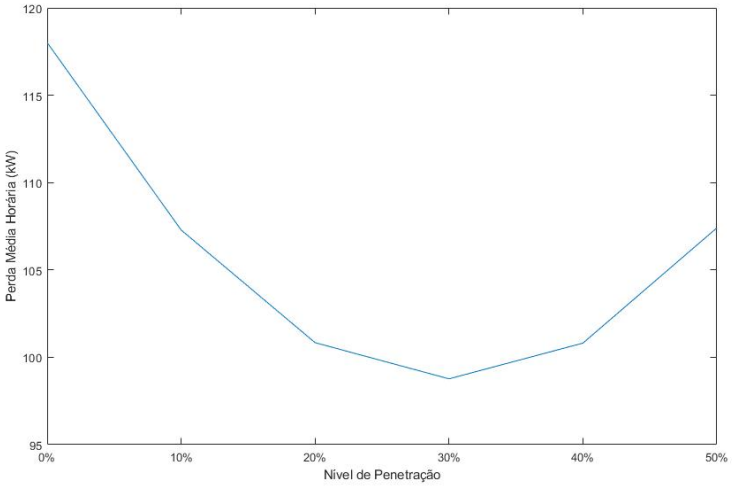

Figura 4.18: Comportamento Perdas

5 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

A partir dos resultados demonstrados no capítulo anterior, é torna razoável caracterizar o Alimentador 1004 em relação a faixa de penetração FV compreendida entre 10% e 50%, bem como prever um comportamento para as perdas nos demais níveis de penetração. Para as faixas de penetração compreendidas entre 10% e 30%, pode-se concluir que para o 1004 as perdas diminuem de maneira concomitante ao aumento do nível de penetração compreendido entre estas faixas, independente do cenário de localização de GDFV. Para o alimentador em questão, conclui-se também que 30% é o ponto mínimo da curva de perdas, sendo que a partir desse valor as perdas tendem a aumentar de maneira concomitante com o nível de penetração. Para com 50% de integração FV, o alimentador em questão já possui, durante o período de maior insolação, valores de perda superiores aos sem nenhuma integração FV. Com base no comportamento das perdas observado, pode-se concluir que o comportamento dos valores de penetração FV acima de 50% deve se manter crescente, podendo chegar a um ponto em que as perdas ultrapassem as reguladas pela ANEEL e se faça necessária uma melhoria de rede. Tendo como base os resultados obtidos, a relevância da localização para as perdas é crescente de maneira simultânea com a integração de GDFV na rede. Desta forma, se conclui que conforme mais UCs passem a instalar GDFV, o estudo acerca da distribuição espacial destas novas instalações se torna cada vez mais necessário de maneira a antever possíveis problemas na rede.

No tocante ao esforço computacional empregado para simulação de múltiplos cenários de alocação GDFV é possível se concluir que para todos os níveis de penetração, o número de permutações suficiente para caracterização poderia ser reduzido. Foi observado também que o número de cenários necessários para a convergência não é o mesmo para todos os níveis de penetração, sendo assim o resultado de um nível de integração FV não pode ser generalizado para os demais. No entanto, foi observado que o número de pontos necessários para a convergência dos valores de perda era crescente de maneira conjunta com o nível de penetração, a partir do valor de 30% de integração FV. Assim sendo, pode-se concluir que o aumento da influência da localização nas perdas torna necessário um maior número de pontos para a convergência da solução. A impportância de se saber a quantidade de pontos necessária para a convergência e confiabilidade dos resultados, se dá no aumento da eficiência do algoritmo proposto.

5.1 SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS

Com o objetivo de se ter uma caracterização completa do alimentador, são sugeridos os seguintes tópicos para trabalho futuro:

- Realizar o estudo para os demais níveis de penetração e considerando medidas como coeficiente de variação e variância;

- Realizar estudo semelhante para todos os alimentadores da concessionária;
- Análise da influência da tensão nos impactos de GDFV;
- Análise do impacto da localização utilizando curvas de carga com perfis diferentes;
- Capacidade de Hospedagem GDFV do Alimentador;
- Estudo para aumento de capacidade de hospedagem do alimentador;
- Inserção de outras fontes de GD no Alimentador;
- Análise do perfil de tensão com base na localização de GDFV na rede;

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1 IEA. *Geração Elétrica Mundial*. [S.l.]. Disponível em: <https://www.iea.org/statistics/kwes/>.

2 INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. *Estatística Mundial de Energia*. [S.l.].

3 INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. *Estatística Mundial de Energia Elétrica*. [S.l.]. Disponível em: <https://www.iea.org/statistics/electricity/>.

4 EMPRESA DE PESQUISA ENERGéTICA. *Balanço Energético Nacional*.

5 EMPRESA DE PESQUISA ENERGéTICA. *Consumo Anual de Energia Elétrica por classe (nacional)*. [S.l.]. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Consumo-Anual-de-Energia-Eletrica-por-classe-nacional>.

6 RüTHER, E. B. P. F. R. M. S. L. de Abreu e R. *Atlas Brasileiro de Energia Solar*. [S.l.]: INPE, 2006.

7 SHAYANI, R. A. *Método para Determinação do Limite de Penetração da Geração Distribuída Fotovoltaica em Redes Radiais de Distribuição*. Tese (Doutorado) — Universidade de Brasília, 2010.

8 VILLALVA, M. G. *Energia Solar Fotovoltaica Conceitos e Aplicações*. [S.l.]: Saraiva, 2015.

9 PUTTINI, D. M. *Análise dos Efeitos de Diferentes Configurações dos Recursos de Manobra de um Alimentador Radial no Limite de Penetração de Geração Distribuída Fotovoltaica*. [S.l.], 2014.

10 ORGANIZAçãO DAS NAçõES UNIDAS. *Acordo de Paris*. [S.l.].

11 ORGANIZAçãO DAS NAçõES UNIDAS. *Objetivos de Desenvolvimento Sustentável*. [S.l.]. Disponível em: <https://nacoesunidas.org/conheca-os-novos-17-objetivos-de-desenvolvimento-sustentavel-da-onu/>.

12 VICTOR PRADEEP KUMAR DADHICH, K. S. A. M. D. Z. J. G. J. O. M. Y. E. H. M. A. H.-H. R. A. G. D. *AR5 Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change*. [S.l.], 2014.

13 EDENHOFER RAMóN PICHS-MADRUGA, Y. S. K. S. P. M. S. K. T. Z. P. E. G. H. S. S. C. v. S. O. *Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation*. [S.l.], 2011.

14 MINISTéRIO DE MINAS E ENERGIA. *Resenha Energética Brasileira*. [S.l.], 2019.

15 SHAYANI R. A.; OLIVEIRA, M. A. G. Externalidades da geração de energia com fontes convencionais e renováveis. *VI Congresso Brasileiro de Planejamento Energético. SBPE*, 2008.

16 MINISTéRIO DE MINAS E ENERGIA EMPRESA DE PESQUISA ENERGéTICA. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2029*.

17 SEVERINO, M. M. *Avaliação Técnico-Econômica de um Sistema Híbrido de Geração Distribuída para Atendimento a Comunidades Isoladas da Amazônia*. Tese (Doutorado) — Universidade de Brasília, 2008.

18 ANEEL. *Resolução Normativa nº482, de 17 de abril de 2012*. [S.l.].

19 ANEEL. *Resolução Normativa nº414, 9 de setembro de 2010*. [S.l.].

20 MOHAMMADI P., M. S. Challenges of pv integration in low-voltage secondary networks. *IEEE Transactions On Power Delivery*, v. 32, n. 1, fev. 2014.

21 TORQUATO R., S. D. P. C. O. M. P. C. M. F. W. A comprehensive assessment of pv hosting capacity on low-voltage distribution systems. *IEEE Transactions On Power Deliver*, v. 9, n. 2, abr. 2018.

22 AZIZ T., K. N. Enhancing pv penetration in lv networks using reactive power control and on load tap changer with existing transformers. *IEEE Access*, v. 6, 2018.

23 BABACAN O., T. W. K. J. Siting and sizing of distributed energy storage to mitigate voltage impact by solar pv in distribution systems. *Solar Energy*, v. 146, p. 199–208, abr. 2017.

24 PERDAS de Energia - Distribuição. [S.l.]. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/metodologia-distribuicao/-/asset_publisher/e2INtBH4EC4e/content/perdas/654800?inheritRedirect=false>.

25 CAMARGOS, R. S. C. *Método para a Identificação dos Limites de Geração Distribuída Fotovoltaica que Alteram a Necessidade de Reforços Detectada pelo Planejamento da Expansão de Sistemas de Distribuição de Média Tensão*. Dissertação (Mestrado) — Universidade de Brasília, 2016.

26 AGêNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELéTRICA. *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST*. [S.l.].