



UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE  
ESCOLA DE ENGENHARIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA E DE  
TELECOMUNICAÇÕES

DIOGO GOMES DE ALMEIDA

Aplicação dos benefícios financeiros associados  
à Geração Distribuída para direcionar  
investimentos de geração em redes de  
distribuição

NITERÓI

2023

UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE  
ESCOLA DE ENGENHARIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA E DE  
TELECOMUNICAÇÕES

DIOGO GOMES DE ALMEIDA

# Aplicação dos benefícios financeiros associados à Geração Distribuída para direcionar investimentos de geração em redes de distribuição

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações da Universidade Federal Fluminense como requisito parcial para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações. Área de concentração: Modelagem e Análise de Sistemas de Energia Elétrica.

Orientador:

Prof. D. Sc Bruno Soares Moreira Cesar Borba

Coorientador:

Prof. D. Sc Renan Silva Maciel

NITERÓI

2023

# DIOGO GOMES DE ALMEIDA

Aplicação dos benefícios financeiros associados à Geração Distribuída para direcionar investimentos de geração em redes de distribuição

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações da Universidade Federal Fluminense como requisito parcial para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações. Área de concentração: Modelagem e Análise de Sistemas de Energia.

Aprovada em 6 de outubro de 2023.

## BANCA EXAMINADORA

---

Prof. Bruno S. M. C. Borba, D.Sc. – Orientador, UFF

---

Prof. Renan Silva Maciel, D.Sc. – Coorientador, UTFPR

---

Prof. Vitor Hugo Ferreira, D.Sc. – UFF

---

Prof. Leonardo Willer de Oliveira, D.Sc. – UFJF

Niterói

2023

*A Deus, família e amigos*

# Agradecimentos

Gostaria de expressar minha gratidão a todos que tornaram possível a realização deste trabalho. Em primeiro lugar, meus sinceros agradecimentos aos meus orientadores, Bruno e Renan, pela inestimável paciência e orientação ao longo deste processo. Compreender as minhas limitações de tempo devido ao meu trabalho e me apoiar em todas as etapas deste projeto foi essencial para realização deste feito.

Além disso, não posso deixar de reconhecer o apoio fundamental que recebi da minha querida mãe, Maria Lúcia, e da minha amada namorada, Amanda. Nos momentos de dificuldade, elas estiveram ao meu lado, encorajando-me a não desistir e oferecendo o amor e o apoio incondicionais que me impulsionaram a seguir em frente.

# Resumo

Os investimentos em Geração Distribuída são direcionados, na maioria dos casos, para áreas com maior aproveitamento energético ou com algum tipo de incentivo por parte do poder público, o que pode ir contra as expectativas da distribuidora. Este trabalho apresenta uma metodologia que permite a distribuidora mensurar o potencial de atração de investimentos em geração em cada barra de sua rede com objetivo de direcionar investimentos. Para isso, os benefícios associados ao adiamento de investimento, redução de perdas e melhoria de confiabilidade são calculados e adicionado à tarifa de energia negociada entre as partes. Desta forma, novas oportunidades podem ser criadas para os investidores de geração distribuída e problemas associados à congestão da rede e diminuição de lucro do investidor podem ser evitados.

**Palavras-chave:** Geração Distribuída, Adiamento de Investimentos, Perdas Técnicas, Confiabilidade, Ilhamento Intencional

# Abstract

Investments in Distributed Generation are directed, in most cases, to areas with greater energy use or with some type of incentive from the public authorities, which may go against the distributor's expectations. This work presents a methodology that allows the distributor to measure the potential for attracting investments in generation in each bus in its network with the aim of directing investments. To achieve this, the benefits associated with deferring investment, reducing losses and improving reliability are calculated and added to the energy tariff negotiated between the parties. In this way, new opportunities can be created for distributed generation investors and problems associated with grid congestion and decreased investor profits can be avoided.

**Keywords:** Distributed Generation, Investment Deferral, Energy Losses, Reliability, Intentional Islanding.

# Lista de Figuras

1	Perdas Totais Distribuição. . . . .	17
2	DEC Anual Concessionárias . . . . .	30
3	FEC Anual Concessionárias . . . . .	31
4	Compensações anuais pagas pelas Concessionárias . . . . .	32
5	Evolução número de clientes concessionárias . . . . .	32
6	Arranjo Religador (R) e Chaves Automáticas Telecontroladas (S) . . . . .	33
7	Arranjo de um sistema propício à operação ilhada . . . . .	37
8	Fluxograma . . . . .	41
9	Algoritmo de Eliminação Sucessiva . . . . .	44
10	Algoritmo de Eliminação Sucessiva Multiperíodo . . . . .	45
11	Situação de Ilhamento . . . . .	47
12	<i>Roy Billinton Test System</i> (RBTS) Bus 2 . . . . .	53
13	Load Shape Adotado . . . . .	54
14	Estrutura tipo B1 rede 13,8 kV . . . . .	57
15	Estrutura tipo T1 rede 34,5 kV . . . . .	57
16	Silhueta Linha 138 kV . . . . .	58
17	Perdas Geração Baixa . . . . .	62
18	Perdas Geração Média . . . . .	62
19	Perdas Geração Alta . . . . .	63
20	DEC Subestação . . . . .	63
21	FEC Subestação . . . . .	64
22	Energia não suprida . . . . .	64

---

23	Custo de Expansão . . . . .	65
24	Economia com Perdas Técnicas . . . . .	65
25	Economia com Compensações . . . . .	66
26	Economia com Energia Não Suprida . . . . .	66
27	Economia Total . . . . .	67
28	Adicional à Tarifa Contratada . . . . .	68

# Lista de Tabelas

1	Métodos de Apuração Europa . . . . .	19
2	Parâmetros Adotados . . . . .	58
3	Custos de Expansão . . . . .	59
4	Cenários - Injeção . . . . .	59
5	Cenários - Localização . . . . .	60
6	Plano de Investimentos . . . . .	60
7	Dados de Carga . . . . .	81
8	Dimensionamento de Cabos . . . . .	82
9	Dados de Cabos . . . . .	83
10	Dados de Transformadores . . . . .	83

# Lista de Abreviaturas e Siglas

<b>ONS</b>	Operador Nacional do Sistema Elétrico . . . . .	8
<b>DIT</b>	Demais instalações do sistema de transmissão . . . . .	8
<b>UHE</b>	Usina Hidrelétrica . . . . .	9
<b>UFV</b>	Usina Fotovoltaica . . . . .	8
<b>ICMS</b>	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços . . . . .	9
<b>RBF</b>	Rede Básica de Fronteira . . . . .	9
<b>ANEEL</b>	Agência Nacional de Energia Elétrica . . . . .	1
<b>GD</b>	Geração Distribuída . . . . .	2
<b>PRODIST</b>	Procedimentos de Distribuição . . . . .	17
<b>RBTS</b>	<i>Roy Billinton Test System</i> . . . . .	vi
<b>PRODIST</b>	Procedimentos de Distribuição . . . . .	17
<b>LP</b>	<i>Load Point</i> . . . . .	53
<b>OpenDSS</b>	Open Distribution System Simulator . . . . .	52
<b>OLTC</b>	<i>On Load Tap Changer</i> . . . . .	55
<b>VBA</b>	<i>Visual Basic For Applications</i> . . . . .	59
<b>SEP</b>	Sistema Elétrico de Potência . . . . .	1
<b>LT</b>	Linhas de Transmissão . . . . .	1
<b>Proinfa</b>	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica . . . . .	1
<b>Prodist</b>	Procedimento de Distribuição . . . . .	2
<b>CCEE</b>	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica . . . . .	16
<b>CEER</b>	<i>Council of European Energy Regulators</i> . . . . .	19
<b>NA</b>	Normalmente Aberta . . . . .	21
<b>NF</b>	Normalmente Fechada . . . . .	21
<b>GLD</b>	Gerenciamento pelo lado da demanda . . . . .	20

---

<b>EPE</b>	Empresa de Pesquisa Energética . . . . .	9
<b>SDAT</b>	Sistema de Distribuição de Alta Tensão . . . . .	25
<b>SDMT</b>	Sistema de Distribuição de Média Tensão . . . . .	25
<b>SDBT</b>	Sistema de Distribuição Baixa Tensão . . . . .	26
<b>ERD</b>	Encargo de Responsabilidade da Distribuidora . . . . .	28
<b>DEC</b>	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora . . . . .	29
<b>FEC</b>	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora . . . . .	29
<b>DIC</b>	Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão . . . . .	29
<b>FIC</b>	Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão . . . . .	29
<b>DMIC</b>	Duração máxima de interrupção contínua por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão . . . . .	29
<b>DICRI</b>	Duração da Interrupção Individual ocorrida em Dia Crítico por unidade consumidora ou ponto de conexão . . . . .	29
<b>ANSI</b>	<i>American National Standards Institute</i> . . . . .	32
<b>CCD</b>	Contrato de Conexão de Distribuição . . . . .	39
<b>ACSR</b>	<i>Aluminum Conductor Steel Reinforced</i> . . . . .	54
<b>PDE</b>	Plano decenal de Expansão . . . . .	1
<b>IEA</b>	International Energy Agency . . . . .	1
<b>SPEA2</b>	The Strength Pareto Evolutionary Algorithm 2 . . . . .	11
<b>ENS</b>	<i>Energia Não Suprida</i> . . . . .	3

# Sumário

<b>1</b>	<b>Introdução</b>	<b>1</b>
1.1	Motivação . . . . .	3
1.2	Objetivos . . . . .	4
1.3	Estrutura do Trabalho . . . . .	5
<b>2</b>	<b>Conflito de interesses entre distribuidora e investidor em geração distribuída</b>	<b>6</b>
2.1	O problema relacionado à localização e ao dimensionamento ótimos . . . . .	6
2.2	Desafios enfrentados pelas Distribuidoras . . . . .	7
2.3	Impactos que chegam ao Setor de Transmissão . . . . .	8
2.4	Possíveis soluções para o Conflito de Interesses . . . . .	10
<b>3</b>	<b>Concepção de incentivos relacionados aos principais benefícios proporcionados pela GD nas redes de distribuição</b>	<b>15</b>
3.1	Perdas Técnicas de Energia Elétrica . . . . .	16
3.1.1	Incentivos Regulatórios para redução das perdas técnicas . . . . .	18
3.1.2	Mecanismos para redução das perdas técnicas em sistemas de distribuição . . . . .	20
3.1.3	Contribuição da Geração Distribuída para perdas técnicas . . . . .	22
3.2	Plano de Expansão do Sistema Elétrico . . . . .	23
3.2.1	Diretrizes para Expansão de sistema de Distribuição brasileiro . . . . .	24
3.2.1.1	Sistema de Alta Tensão . . . . .	25
3.2.1.2	Sistema de Média Tensão . . . . .	25

---

3.2.1.3	Sistema de Baixa Tensão . . . . .	26
3.2.2	Ferramentas para elaboração do plano de expansão . . . . .	26
3.2.3	Adiamento nos investimentos devido à Geração Distribuída . . . . .	27
3.3	Confiabilidade nos Sistema de Distribuição . . . . .	29
3.3.1	Apuração dos Indicadores de Continuidade . . . . .	29
3.3.2	Medidas para ganhos de confiabilidade . . . . .	31
3.3.3	Operação Ilhada de Geradores Distribuídos para ganhos de confiabilidade . . . . .	36
<b>4</b>	<b>Modelagem do Problema</b>	<b>40</b>
4.1	Premissas para aplicação do algoritmo . . . . .	42
4.2	1ª Etapa - Plano de Expansão e Cálculo de Perdas . . . . .	42
4.2.1	Algoritmo de Eliminação Sucessiva . . . . .	42
4.2.2	Cálculo das Perdas técnicas . . . . .	45
4.3	2ª Etapa - Estudo de confiabilidade . . . . .	46
4.3.1	Cálculo das compensações pagas a clientes . . . . .	48
4.3.2	Cálculo do custo da Energia Não Suprida (ENS) . . . . .	49
4.4	3ª Etapa - Análise Financeira . . . . .	50
<b>5</b>	<b>Exemplo de aplicação</b>	<b>52</b>
5.1	Roy Billinton Test System (RBTS) . . . . .	52
5.1.1	Informações disponíveis . . . . .	52
5.1.2	Adaptações relacionadas ao modelo de rede . . . . .	54
5.2	Premissas de Estudo . . . . .	56
5.3	Casos Estudados . . . . .	58
5.4	Resultados e discussão . . . . .	59
5.4.1	1ª Etapa - Plano de Expansão . . . . .	59
5.4.2	1ª Etapa - Avaliação das perdas técnicas . . . . .	61

---

5.4.3	2ª Etapa - Avaliação relacionadas à confiabilidade . . . . .	61
5.4.4	3ª Etapa - Análise Financeira . . . . .	63
<b>6</b>	<b>Conclusão</b>	<b>69</b>
6.1	Comentários Adicionais e Trabalhos Futuros . . . . .	70
	<b>Referências</b>	<b>71</b>
	<b>Apêndice A - Dados da RBTS</b>	<b>80</b>

# Capítulo 1

## Introdução

No Sistema Elétrico de Potência (SEP) tradicional, a energia elétrica é transmitida por longas Linhas de Transmissão (LT) em alta tensão, com objetivo de abastecer cidades e indústrias em níveis menores de tensão. Dessa forma, usinas de grande porte, como termelétricas e hidrelétricas, com potências da ordem de centenas e milhares de megawatts, são geralmente instaladas distantes dos centros de carga, geograficamente isoladas, conectadas por meio de linhas de transmissão [1].

Iniciativas como a assinatura do Protocolo de Kyoto em 1997 [2] e a consolidação do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa) em 2002 no âmbito nacional [3] tiveram um papel importante na reconfiguração da matriz energética, pois tais medidas incentivaram a adoção de políticas públicas que promoveram a produção de energia oriunda de fontes limpas e renováveis, como eólica e solar, por exemplo.

No contexto brasileiro, o barateamento da tecnologia e outros incentivos governamentais como possíveis economias através do Sistema de Compensação, estabelecido em 2012 pela Resolução 482 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) contribuíram ainda mais para o aumento no número de conexões de geração fotovoltaicas [4]. Tais fatores somados a abundância de tal fonte implicaram na conexão desse tipo de geração diretamente no sistema de distribuição, remetendo ao conceito de Geração Distribuída, conforme apresentado por Jekins em [1].

Segundo as projeções do Plano decenal de Expansão (PDE) 2030, espera-se que a capacidade instalada de micro e minigeração no cenário nacional deva atingir o patamar de 25 GW caso o país mantenha políticas de incentivos, o que representa quase seis vezes o valor de capacidade registrada ano de 2020 [5]. De acordo com Relatório da International Energy Agency (IEA) [6], as fontes alternativas no mundo devem totalizar 4800 GW em

2026, representando um crescimento 60% em relação ao ano de 2020.

Contudo, os agentes do sistema elétrico em todo o mundo têm experimentado uma reconfiguração em seus sistemas sem precedentes, na qual o modelo tradicional vem perdendo cada vez mais força e, em decorrência dessa expansão, também surgiram desafios de como lidar com tal crescimento, tanto na esfera técnica quanto regulatória.

Por outro lado, a distribuidora precisa conceber seu plano de expansão com base no fluxo de potência futuro e cumprir com suas obrigações regulatórias como a não violação dos limites de perdas e atendimento aos indicadores de qualidade do produto e do serviço, conforme estabelecido no Procedimento de Distribuição (Prodist). Tais compromissos são influenciados pela penetração da Geração Distribuída (GD) no seu sistema e caso não sejam devidamente cumpridos, podem gerar prejuízos financeiros para a empresa ou até mesmo a revogação do seu contrato de concessão. Desta forma, uma vez definida a localização do parque pelo investidor, a distribuidora realiza diversos estudos para definir o ponto de conexão ideal, de modo mitigar os impactos negativos em sua rede ou tentar usufruir dos benefícios técnicos associados a esta nova conexão. Entretanto, as alternativas para distribuidora são restritas, e os impactos de tal conexão ficam condicionados à disponibilidade da rede local, a qual pode não possuir a robustez necessária e acarretar em elevados investimentos relacionados a expansão do sistema.

A entrada da GD na distribuição se estabeleceu, em geral, com o livre acesso dos geradores à rede, cumprindo minimamente alguns critérios técnicos de conexão. O fato é que o investidor em geração tende a direcionar seus investimentos em geração de energia elétrica para áreas com maior aproveitamento energético, logística favorável ou com algum tipo de incentivo por parte do governo, objetivando maximizar sua geração, e consequentemente, seus lucros. Entretanto, estudos mais aprofundados de planejamento não foram devidamente conduzidos e partiu-se da premissa que os investimentos locais para comportar a GD seriam suficientes. Este fato ficou conhecido como filosofia do “*Fit and Forget*” e gerou problemas estruturais ao sistema de distribuidoras por todo o mundo. Nesse cenário, muitos estudos voltaram-se para o problema dos limites de penetração de GD que uma rede de distribuição suportaria sem violar limites técnicos de operação, o que costuma-se designar como estudos de *hosting capacity* [7]. Entretanto, para que os interesses tanto da distribuidora quanto do investidor sejam atendidos, é importante que qualquer restrição imposta na injeção de potência seja compensada de alguma outra forma objetivando não inviabilizar os investimentos em geração.

## 1.1 Motivação

Como a decisão pelo ponto de conexão não necessariamente está atrelada aos interesses da distribuidora, um bom ponto de partida seria a condução de estudos pelos agentes de geração nos quais a implantação em GD fosse dada de modo que os limites da rede fossem respeitados [8]. Ou ainda, que a solução do problema considerasse de forma equilibrada o atendimento aos interesses de ambas as partes interessadas [9][10]. Entretanto, qualquer abordagem visando resolver o conflito de interesses que implique em redução dos retornos dos investidores em geração pode não ser proveitosa em termos práticos.

A criação de incentivos por parte da distribuidora para direcionar investimentos a áreas de seu interesse pode ser um solução para mitigar os problemas causados pela GD à rede sem que haja oneração do lucro do investidor. Em [11] é proposta uma remuneração adicional ao investidor em GD baseada na capacidade de redução nos custos de expansão que tal conexão pode causar para a distribuidora. Alternativamente, a remuneração da GD como serviço ancilar também é proposta em alguns trabalhos na literatura como uma potencial medida para direcionar investimentos. Em [12] é verificada a possibilidade de remunerar o investidor em geração devido às restrições de injeção potência a ele impostas, de modo que a distribuidora não tenha que realizar elevados investimentos para comportar tal injeção ou sofra com aumento das perdas. Já em [13] é estudada a remuneração do serviço ancilar associado a ganhos de confiabilidade devido a redução da *Energia Não Suprida* (ENS) causada pela possibilidade da operação ilhada do gerador distribuído. Entretanto, explorar tais benefícios de maneira conjunta e considerando aspectos regulatórios pode ser mais efetivo e trazer mais retornos para ambas as partes.

Alguns outros trabalhos trazem abordagens mais completas [14][15], nos quais os benefícios associados a adiamento de investimentos, redução das perdas e redução da ENS são consideradas no problema de otimização de modo a se obter uma tarifa de energia elétrica mais competitiva firmada em contrato para assegurar os retornos do investidor em geração. Entretanto, ao contrário do abordado em tais referências, é de suma importância que os aspectos regulatórios como bonificação, multa e possibilidade de repasses de prejuízos associados ao desempenho da distribuidora no quesito perdas técnica sejam levados em consideração. Da mesma forma, os custos associados ao pagamento de compensações devido a violação de indicadores de qualidade são desprezados em tais referências.

Recentemente no Brasil, a distribuidora COPEL publicou uma chamada pública para a contratação de energia de GD objetivando redução de perdas, adiamento de investi-

mentos e melhoria de índices de qualidade do serviço devido a conexão de tal geração e sua possibilidade de operação ilhada[16]. Embora não houvesse avanço no processo de contratação entre as partes, os interesses do projeto piloto fomentaram ainda mais discussões sobre o aproveitamento dos benefícios da GD e culminou na publicação da Resolução Normativa 1009, a qual respaldou regularmente o mecanismo de contratação de energia entre distribuidora e GD [17]. Sendo assim, fica evidente que distribuidora deve definir critérios e métodos para optar por este meio de compra de energia em detrimento do método clássico. Entretanto, do ponto de vista prático, é imprescindível que tais métodos e critérios sejam compreensíveis do ponto de vista técnico para que os profissionais do setor possam tomar decisões respaldadas em critérios tangíveis a sua realidade, o que pode não ser alcançado ao utilizar-se os modelos de otimização complexos como os das referências citadas nesta seção.

## 1.2 Objetivos

Com base nas referências supracitadas é possível verificar que criação de um diferencial na tarifa contratada entre as partes pode ser um bom mecanismo para que haja convergências nos interesses. Entretanto, é imprescindível que uma métrica clara e fácil aplicação seja definida para subsidiar os profissionais do setor na elaboração de editais deste tipo contratação. Além disso, é importante que esta explore de maneira integral os benefícios da GD pode oferecer sem desprezar aspectos regulatórios. Nesse sentido, este trabalho possui os seguintes objetivos:

- Apresentar uma metodologia de fácil compreensão que permite à distribuidora fazer uma análise prévia do quanto poderia oferecer adicionalmente ao valor da energia produzida pela GD, tendo em vista sua potência e localização;
- Definir orientações básicas para criação de incentivos à GD alternativos aos existentes, o que poderia mudar tendências de localização de investimentos, as quais são responsáveis pela saturação de determinados trechos da rede e evitar dificuldades técnicas para a distribuidora;
- Evitar redução nos lucros dos investidores de geração devido às restrições de injeção de potência que poderiam ser impostas ao empreendimento devido aos limites de capacidade da rede acessada;

- Realizar uma abordagem que não despreza aspectos regulatórios no quesito de perdas técnicas, como a possibilidade de repasse aos clientes finais, o que pode interferir de maneira significativa nos custos da distribuidora;
- Fornecer uma alternativa para estimar redução de prejuízos associados as compensações pagas à clientes por violação de indicadores, através uma análise probabilística e usando o método de Monte Carlo, propondo uma abordagem, em geral, não aplicada nos trabalhos a respeito do tema.

### 1.3 Estrutura do Trabalho

O restante desta dissertação está estruturado da seguinte forma: no Capítulo 2 é feita uma discussão mais aprofundada sobre a resolução do conflito de interesses apresentada na introdução, que é o tema principal deste trabalho, os potenciais benefícios associados a GD os quais são utilizados para calcular o adicional à tarifa são elencados e discutidos no Capítulo 3. Em seguida, no Capítulo 4 é feita a formulação matemática do problema e apresentado o algoritmo para solução. A metodologia proposta é aplicada em uma rede teste e os resultados obtidos são verificados no Capítulo 5 e, por fim, o Capítulo 6 conclui este trabalho, revisitando os principais pontos discutidos, destacando as principais contribuições e estabelecendo os trabalhos futuros.

## Capítulo 2

# Conflito de interesses entre distribuidora e investidor em geração distribuída

A crescente penetração da GD no sistema elétrico tem trazido uma série de benefícios devido à natureza de suas fontes, como a redução das emissões de gases de efeito estufa e a diversificação da matriz energética. No entanto, à medida que mais sistemas de geração distribuída são conectados, o sistema elétrico como um todo tem enfrentado desafios sem precedentes, principalmente em áreas com incentivos governamentais. O fato é que as políticas de incentivos ainda existente em países como Brasil, por exemplo, culminaram em desafios técnicos e operacionais que ultrapassaram os limites do sistema de distribuição. Este capítulo apresenta alguns fatos experimentados pelos agentes do sistema elétricos de alguns países e as medidas aplicadas para preservar a integridade dos seus sistemas, as quais apontam para um modelo que pode se tornar insustentável do ponto de vista do investidor privado. Além disso, é feita uma revisão bibliográfica trazendo os principais trabalhos que buscam solucionar o conflito de interesses que há entre as partes envolvidas, incluindo ou não a aplicação de incentivos os quais podem ser adicionados a receita do investidor em geração. Por fim, as lacunas encontradas na literatura são discutidas e como a metodologia proposta neste trabalho pode contribuir ao tema.

### 2.1 O problema relacionado à localização e ao dimensionamento ótimos

A importância de conectar GD em pontos estratégicos que visam diminuir seus impactos reside na necessidade de garantir a estabilidade e confiabilidade do sistema elétrico como

um todo. Ao escolher locais adequados para a conexão da GD, é possível minimizar os desafios enfrentados pelos sistemas de transmissão e distribuição. Conectar a GD em pontos estratégicos envolve avaliar cuidadosamente a capacidade de absorção da infraestrutura de transmissão e distribuição existente. Ao fazer isso, é possível evitar que uma concentração excessiva de geração distribuída em uma determinada área cause desequilíbrios e sobrecargas na rede elétrica. Além disso, a localização estratégica da GD pode facilitar a integração da energia gerada ao sistema elétrico como um todo, permitindo uma melhor distribuição e aproveitamento da energia produzida.

Os impactos da GD têm sido objeto de intensa pesquisa e discussão nas últimas décadas. Conforme publicado na revisão bibliográfica [18] por U. Sultana *et al.*, o foco inicial era concentrado na busca pela localização e potência ótima das unidades de geração para redução de perdas, melhora na estabilidade e no perfil de tensão da rede. De maneira similar, Z. Abdmouleh *et. al* fizeram uma revisão bibliográfica apresentando as mais diversas técnicas de otimização aplicadas em diferentes funções objetivo envolvendo fontes alternativas entre os anos de 2006 e 2016[19]. A ideia principal por de trás das diversas técnicas e modelos de otimização utilizadas nas referências elencadas em [18] e [19] é aprimorar a eficiência do sistema de distribuição mediante a penetração da GD. No entanto, a realidade demonstrou que a escolha do ponto ótimo para a GD é algo que foge quase que integralmente do controle da distribuidora e é influenciada por diversos outros fatores além das suas questões técnicas e econômicas. Em primeiro lugar, assim como no Brasil e muitos países da Europa, dentro das atribuições da distribuidora não está prevista a possibilidade de investimento em geração para aumentar sua eficiência operacional e econômica. Desta forma, quando se trata de geração distribuída nesses casos, a escolha da potência e localização é uma questão meramente técnica, financeira e dependente do agente investidor de geração, influenciadas e balizada por questões regulatórias e governamentais.

## 2.2 Desafios enfrentados pelas Distribuidoras

Assim como em outros países do mundo, é possível afirmar que no Brasil houve um amadurecimento tardio da regulação em relação ao cuidados com a geração distribuída. Primeiro estimulou-se massivamente a conexão de fontes distribuídas e somente depois do surgimento dos primeiros impactos, preocupou-se em adotar medidas regulatórias para preservar a integridade do sistema elétrico. Segundo M.Power *et al.*, os incentivos de conexão passados tonaram-se o desafio operacional atual na Alemanha [20], isto por que a

lei de subsídios para Usina Fotovoltaica (UFV) provocou um aumento abrupto no número de conexões de unidades de geração ao sistema elétrico de distribuição, sendo as principais causadoras de sobrecargas no sistema de distribuição e instabilidades de frequência devido a grande quantidade de unidades não despacháveis conectadas ao sistema de baixa tensão. Da mesma forma, os requisitos técnicos para conexão da Grã-Betanha foram concebidos ignorando os efeitos ao longo prazo [21]. A deficiência nestes requisitos levaram o sistema elétrico a uma condição operacional sem visibilidade e controle de tais fontes, desperdiçando completamente a capacidade destas para manutenção da confiabilidade e integridade do sistema.

No caso brasileiro, diversas mudanças e aprimoramentos foram introduzidos nas regulamentações, refletindo a evolução do setor elétrico e a necessidade de adaptar-se ao aumento da penetração da geração distribuída. No que tange à proteção da integridade do sistema, o ano de 2023 foi marcado por mudanças significativas nos pareceres de acesso emitidos pelas distribuidoras. Por meio da resolução normativa N<sup>o</sup> 1.059, a ANEEL[17] estipulou que, caso a conexão da geração distribuída implique em reversão de fluxo de potência em seu posto de transformação, ou no alimentador no qual a GD se conecta, a distribuidora deve conduzir estudos com objetivo de eliminar tal inversão. Dentro das soluções que podem ser adotadas, está inclusa a redução permanente da potência injetada ou em horários previamente estabelecidos. Tal mudança visa, claramente, respaldar a distribuidora frente as solicitações de conexões que possam prejudicar o sistema de distribuição e conseqüentemente, o sistema de transmissão.

## 2.3 Impactos que chegam ao Setor de Transmissão

Inicialmente, os impactos da geração distribuída foram mais visíveis e percebidos pelas distribuidoras de energia, uma vez que essas conexões foram estabelecidas próximas aos consumidores finais, ou seja, dentro do sistema de distribuição. No entanto, os impactos têm se estendido para o setor de transmissão devido ao aumento significativo de alguns tipos de fontes, especialmente as intermitentes como a energia solar fotovoltaica, as quais podem ter o seu pico de geração em horários de carga baixa ou média. Conforme divulgado através de sua nota técnica NT-ONS DPL 0067-2023 [22], o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) tornou público que o aumento da penetração da geração distribuída tem causado impactos significativos nas fronteiras entre a rede básica e os sistemas de distribuição em alguns pontos do estado de Minas Gerais sob concessão da distribuidora Cemig. Segundo a nota, algumas linhas da rede básicas e das Demais instalações

do sistema de transmissão (DIT) possuem gargalos sistêmicos e restrições para escoar a geração prevista, mesmo considerando os reforços estruturais propostos pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) nos últimos anos.

As criticidades apontadas pelo operador englobavam carregamentos inadmissíveis de linhas em condições normais de operação, carregamento de outros trechos em casos de contingências, além do esgotamento da capacidade de emergência de transformadores de uma das subestações do subsistema também em casos de contingência. Na data de publicação da referida nota técnica, a carga máxima era de aproximadamente 10,2 GW, já o parque gerador possuía na ordem de 19,0 GW de potência instalada de geração, dos quais 84% são Usina Hidrelétrica (UHE) e 3,0 GW de geração solar fotovoltaica. Entretanto, com base na quantidade de pedidos de solicitações de Informação de Acesso e/ou de Solicitação de Acesso para UFV, estima-se que o montante de geração pode chegar a valores da ordem de 20 GW até o fim de 2026. Ainda segundo a nota, o operador informa que, na data de sua publicação, ainda não há solução estrutural prevista para mitigar os problemas citados.

Vale ressaltar que a região é localizada em uma área com alta radiação solar e com trechos do relevo que favorecem a implantação de projetos de geração fotovoltaica [23]. Além disso, o governo local adota políticas públicas que estimulam ainda mais estes tipos de empreendimentos como a isenção de Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) e parcerias com bancos para oferecimento de linhas de créditos especiais para investidores em geração [24].

A preocupação dos agentes do sistema elétrico com relação a danos à integridade dos ativos de transmissão devido às altas injeções no sistema de distribuição também já foi experimentada em alguns países do mundo. Na Espanha foi criado um centro de operações dedicado a geração distribuída, o qual monitora a injeção de usinas com capacidade superior a 1MW e envia solicitações de despacho potência para os parques com capacidade superior a 10MW [25]. De maneira similar, a operação do sistema elétrico da Alemanha foi estruturada de modo a permitir solicitações de corte de geração que fluem desde os centros de operações do setor de transmissão até os agentes de geração. Entretanto, o gerenciamento da injeção não abrange ainda todo o parque de geração do país, visto que em 2013 verificou-se cerca de 1 milhão de unidades de geração fotovoltaica de pequeno porte ainda não despacháveis [20]. No caso brasileiro, é importante destacar que sempre que houver riscos de sobrecargas na Rede Básica de Fronteira (RBF), o ONS poderá solicitar à distribuidora a redução da geração conectada em sua rede, de modo a controlar

os carregamentos dos equipamentos dentro dos limites estabelecidos nas Instruções de Operação do Operador [26].

Contudo, é possível verificar historicamente que a medida que o nível penetração de GD se tornou crítico, os agentes de regulação tenderam a impor políticas que podem inibir a rentabilidade de empreendimentos de geração, como aconteceu no Brasil mediante a publicação da Resolução Normativa nº 1059/2023 [17]. Entretanto tais limitações não eximem a distribuidora dos prejuízos que uma elevada injeção de potência em seu sistema pode causar.

Apesar das medidas regulatórias e operativas citadas serem fundamentais para a segurança do sistema elétrico, é compreensível que essa limitação possa ser percebida como desfavorável pelos investidores em geração distribuída, uma vez que pode reduzir o retorno financeiro esperado. Sendo assim, é essencial que as políticas regulatórias busquem um equilíbrio entre os interesses dos investidores e a garantia da confiabilidade do sistema elétrico. A próxima seção aborda possíveis soluções encontradas na literatura que buscam o equilíbrio entre ambas as partes, as quais os órgãos reguladores poderiam utilizar como ponto de partida para eventuais mudanças no setor.

## 2.4 Possíveis soluções para o Conflito de Interesses

Conforme discutido na seção 2.1, a busca pela potência e localização ótima da geração distribuída é influenciada por uma combinação de fatores, incluindo os interesses dos investidores, os incentivos fiscais e governamentais e a regulação do setor elétrico. Sendo assim, resta à distribuidora realizar estudos para viabilizar tal conexão tendo como base o critério do menor custo global [27], mesmo que isso implique elevados investimentos para recapacitação de seu sistema. Entretanto, diversos trabalhos na literatura buscam soluções pra mitigar tais impactos negativos ou até mesmo convertê-los em benefício para ambas as partes.

Em um cenário ideal, a expansão da geração deveria ser dada levando em consideração as limitações técnicas da rede conforme proposto por F. Barati *et al* em [8]. Entretanto a elaboração de um plano de investimento com este viés é um bom ponto de partida para ilustrar que, do ponto de vista do investidor, qualquer restrição imposta pela distribuidora pode significar diminuição de lucro. Por outro lado, o modelo proposto o modelo proposto mostra-se de aplicação limitada na realidade, visto que dificilmente investidores aceitariam modelos nos quais restringiram seus lucros sem que haja algum tipo de com-

pensação. Além disso, os autores de [8] defendem que, um plano de expansão da geração distribuída baseada na ótica do investidor privado pode ajudar a distribuidora a identificar as prioridades de tais investimentos e incentivar os investidores a estabelecer conexões de geração em áreas de maior interesse da rede de distribuição. Embora propostos, tais incentivos não são explorados e fica evidente que a concepção do plano de expansão da GD por parte do agente de geração, por si só, não é suficiente para resolução do problema de conflito de interesses.

Como uma alternativa ao proposto em [8], uma metodologia simples de duas etapas é apresentada por Alotaibi *et al.* em [28] para controlar os impactos que a GD pode causar no sistema elétrico da distribuidora. O primeiro passo do modelo consiste em resolver o problema de otimização que visa maximizar a potência injetada do empreendimento sem que haja violação dos limites da rede. Na segunda etapa, o incentivo adicionado à tarifa contratada entre as partes é calculado com base nos indicadores de viabilidade econômica previstos pelo investidor. A abordagem, porém, não especifica nenhum critério para tomada de decisão quanto a viabilidade de pagar tal incentivo, deixando evidente que estudos complementares devem ser conduzidos pela distribuidora para assegurar que o adicional à tarifa contratada do agente de geração é plausível, tendo em vista os prejuízos que tal controle de injeção de potência evitou ao seu sistema.

Uma abordagem multiobjetivo é apresentada por Alarcon-Rodriguez e G. Ault em [9] utilizando o algoritmo The Strength Pareto Evolutionary Algorithm 2 (SPEA2) para estabelecer um compromisso entre diferentes funções objetivo conflitantes. No modelo proposto busca-se maximizar o lucro do investidor, minimizar as perdas técnicas e minimizar a probabilidade de desvio de tensão. Para validação do modelo, utilizou-se um sistema de 53 barras no qual buscou-se a potência e localização ótima para conexão de um parque eólico. Nas diferentes soluções encontradas foi possível verificar que somente há maximização de um objetivo em detrimento de outros. A solução que melhor atendia todos os compromissos promovia redução nos níveis de perdas e uma ligeira violação nos níveis de tensão quando comparada ao caso base. Além disso, em tal solução foi percebida uma redução na receitas do investidor quando comparada a caso com maior nível de injeção, o que na prática pode não ser aceitável do ponto de vista do investidor.

De maneira similar, Moradi *et al.* propõem em [10] um modelo de otimização de duas etapas no qual se busca uma solução ótima tanto nos aspectos técnicos quanto econômicos, tendo com variáveis a localização da geração e a tarifa de energia elétrica contratada entre as partes. Na primeira etapa, o algoritmo evolucionário de frente de

Pareto é aplicado para obtenção de uma solução multiojetiva que atenda aos objetivos de redução de perdas técnicas, índice de estabilidade de tensão e variação de tensão total. Na sequência, a localização da GD obtida na etapa 1 é utilizada na etapa 2 para obtenção do valor ótimo de contrato de energia oferecido pelos agentes de geração à distribuidora. Entretanto, embora na segunda etapa deseje-se maximizar o lucro do agente de geração e minimizar os custos da distribuidora, a viabilidade financeira do empreendimento de geração é dependente do resultado da primeira etapa e do preço da energia ofertado por outros players do mercado, o que pode limitar de maneira significativa as receitas do agente de geração.

Em [12] é apresentado o conceito de Gerenciamento Ativo das Fontes Distribuídas de Energia, o qual visa a utilização de tais fontes para melhorar a eficiência da rede. O artigo também propõe a utilização do algoritmo SPEA2 para atender tantos os interesses da distribuidora quanto do investidor em geração, os quais são conflitantes. O diferencial do referido trabalho reside na proposta de remuneração da geração da distribuída através do serviço ancilar de controle de injeção de potência, o qual é adicionado à receita do investidor de geração e ao custo da distribuidora. Entretanto, os resultados do estudo de caso apontam para soluções nas quais a remuneração devido à restrição e aos despachos de potência dificilmente sobrepõem aos incentivos regulatórios que as fontes alternativas recebem.

Harrison et al. exploram aplicação de incentivos regulatórios para resolução do conflito de interesses em [11]. Por meio de otimização multiobjetivo, é demonstrado que no caso do modelo do Reino Unido, os incentivos regulatórios para ambas as partes são concorrentes. Por um lado, a distribuidora recebe incentivos para reduzir suas perdas técnicas ou penalizações por violá-las, as quais superam qualquer benefício associado a conexão de uma geração ao seu sistema. Por outro, como os agentes de geração não possuem compromisso com redução das perdas, estes tendem a maximizar a potência injetada. Nesse contexto, foi proposta uma abordagem simples na qual o gerador é remunerado por uma parcela do adiamento no investimento que tal conexão pode trazer à rede. Os resultados obtidos no exemplo de aplicação demonstraram que uma bonificação baseada a tal benefício é um potencial meio de promover o comportamento apropriado do ponto de vista da distribuidora no que tange à conexão da geração, sem onerar o lucro do investidor.

Alternativamente, Marín-Jiménez *et al.* propõem em [13], além das receitas recebidas com a venda de energia, a remuneração da GD pelo serviço ancilar de melhora da confiabilidade da rede devido à possibilidade de operação ilhada da GD. Para tal, são

apresentados diversos requisitos técnicos para viabilizar a formação intencional da ilha e consequente aumento de confiabilidade da rede. A remuneração proposta é definida com base no custo evitado com perdas devido à conexão da geração ao sistema e com base no custo evitado com ENS devido à continuidade do serviço em caso de ocorrência de algum defeito na rede. Os resultados das simulações demonstraram que incentivos significativos podem ser gerados para os agente de geração e a distribuidora pode experimentar melhoras nas perdas técnicas e confiabilidade do seu sistema.

Alotaibi e Salama também buscam em [15] conceber um plano de investimento de geração baseado em incentivos por parte da distribuidora, a qual busca direcionar os investimentos em geração para áreas de seu interesse. O modelo garante, através de um contrato de compra de energia firmado entre as partes, que os custos de expansão da distribuidora sejam minimizados e os lucros do agente de geração sejam maximizados. Em outras palavras, a economia no custo de expansão e operação gerada à distribuidora devido a conexão da GD é convertida, em sua totalidade ou não, para o investidor privado com uma forma de compensar tal conexão.

De maneira mais completa a [15], a reconfiguração de rede associada a localização ótima de capacitores por parte da distribuidora e a localização ótima de geradores oriundos de investidores independente são estudadas em [14] com objetivo de atender aos interesses de ambas as partes. As variáveis potência, tempo, localização e valor do contrato de compra e venda de energia são obtidas através da otimização multiobjetivo por enxame de partículas, a qual busca minimizar os custos da distribuidora e maximizar os lucros do empreendimento de geração. Além disso, também é considerada a potencial redução dos prejuízos da distribuidora por ENS devido a possibilidade de operação ilhada do gerador distribuído.

Com base nas referências supracitadas é possível constatar que abordagens que restrinjam os lucros do investidor privado podem não ter sentido do ponto de vista prático. Contudo, a aplicação de uma tarifa firmada em contrato de longo prazo como variável do problema pode ser considerado um potencial atrativo para direcionar investimentos e mitigar o conflito de interesses, pois mesmo que a solução do problema aponte para um valor de compra de energia acima do que pode ser o usual, conforme proposto nos modelos de [15] e [14], a distribuidora também pode ter seus custos com expansão, confiabilidade e perdas reduzidos. Entretanto é importante que aspectos regulatórios sejam levados em consideração para mensurar os benefícios financeiros associados à perdas e confiabilidade.

As redução das perdas técnicas é um potencial benefício explorado do ponto de vista

financeiro nas referências [15], [14], [13] e [11]. Entretanto, somente em [11] são levados em consideração aspectos regulatórios para converter perdas técnicas em perdas financeiras. É importante destacar que, conforme discutidos nos próximos capítulos, as perdas podem ser repassados para os clientes finais a depender do desempenho da distribuidora, como ocorre no Brasil, ou ser fonte de bonificação ou penalizações, como ocorre no Reino Unido.

No que tange à confiabilidade, é factível que a GD possa ser aproveitada para redução dos prejuízos da distribuidora devido as interrupções no fornecimento. Conforme apresentando em [14] e [13], tal economia se baseia no aproveitamento da geração distribuída para redução ENS quando da ocorrência de defeitos na rede. Entretanto, em países como o Brasil, as distribuidoras também devem arcar com o custo relacionado às interrupções no fornecimento de energia, os quais possuem certa expressividade e também são mais bem discutidos nos próximos capítulos.

Nesse contexto, este trabalho busca apresentar uma metodologia de simples aplicação, em que a distribuidora possa utilizar para direcionar investimentos e mitigar os problemas relacionadas a conexão da GD à sua rede. Para tal, os benefícios financeiros devido ao adiamento de investimento, redução de perdas e ganhos de confiabilidade são calculados, sem ignorar os aspectos regulatórios e compartilhados com o investidor de geração através de um adicional à tarifa firmada em contrato de longo prazo, o que pode ser atrativo e trazer maior segurança financeira ao investidor de geração.

## Capítulo 3

# Concepção de incentivos relacionados aos principais benefícios proporcionados pela GD nas redes de distribuição

O gerenciamento eficiente dos custos é fundamental para garantir a sustentabilidade financeira da empresa e para sustentar suas operações. No caso das distribuidoras de energia elétrica a realidade não é diferente: a operação e manutenção do sistema elétrico envolve investimentos significativos em equipamentos, tecnologias, mão de obra, entre outros. Além disso, por estar imersa em um ambiente regulado, a qualidade do seu produto e serviço, sua eficiência operacional e a tarifa de energia elétrica por ela comercializada devem atender a diversos requisitos definidos pelo órgão regulador, impactando diretamente em sua saúde financeira.

No âmbito da distribuição de energia elétrica, a ANEEL tem como papel principal regulamentar e fiscalizar as atividades das concessionárias e permissionárias responsáveis pela distribuição de energia elétrica nas diferentes regiões do país, podendo-se destacar as seguintes atribuições [29]:

- Fiscalização dos Serviços e Instalações de Energia Elétrica;
- Regulação Econômica do Mercado e Estímulo à Competição;
- Regulação Técnica e Padrões de Serviço.

A distribuidora pode atuar em diversas frentes de modo a reduzir seus custos totais. Neste trabalho são apresentadas aquelas que são diretamente influenciada pela penetração

da GD: gerenciamento das perdas de energia elétrica, melhoria na qualidade do serviço prestado e adiamento de investimentos.

Reduzir as perdas técnicas significa menos energia perdida durante o processo de distribuição, o que reduz os custos para a distribuidora uma vez que há limites impostos pela ANEEL. Outrossim, uma boa gestão das perdas técnicas pode melhorar a qualidade do serviço prestado, já que a sua redução possui efeitos secundários como a melhoria no nível de tensão.

Por outro lado, o planejamento adequado da expansão da rede elétrica é importante para garantir que a distribuidora tenha a capacidade de atender à demanda crescente de energia elétrica em sua área de concessão, garantindo a suportabilidade do seu sistema e a qualidade do serviço prestado. Com um plano de expansão adequado, a distribuidora pode conhecer todas as melhorias necessárias para comportar o crescimento de carga para cada ano do horizonte de planejamento, alocando seus recursos de forma ótima e no tempo certo.

Além disso, o atendimento aos indicadores de qualidade do serviço é importante para garantir que as distribuidoras mantenham sua eficiência operacional e evitem prejuízos relacionados a ENS e devido às compensações aos clientes por violações dos indicadores de qualidade também pré-estabelecidos pela ANEEL.

Desta forma, em um cenário com crescente presença da geração distribuída, uma gestão de custos pautada nos três pilares supracitados torna-se fundamental e pode gerar para a distribuidora uma economia significativa, que pode ser utilizada como um atrativo para direcionar a geração para determinados pontos de interesse na rede. Neste capítulo são abordados os principais aspectos regulatórios relacionados a perdas, confiabilidade do serviço e plano de expansão. Além disso, são apresentados outros conceitos que subsidiam o entendimento do modelo de contratação proposto nesta dissertação para mitigar o conflito de interesses entre distribuidora e investidor em GD.

### 3.1 Perdas Técnicas de Energia Elétrica

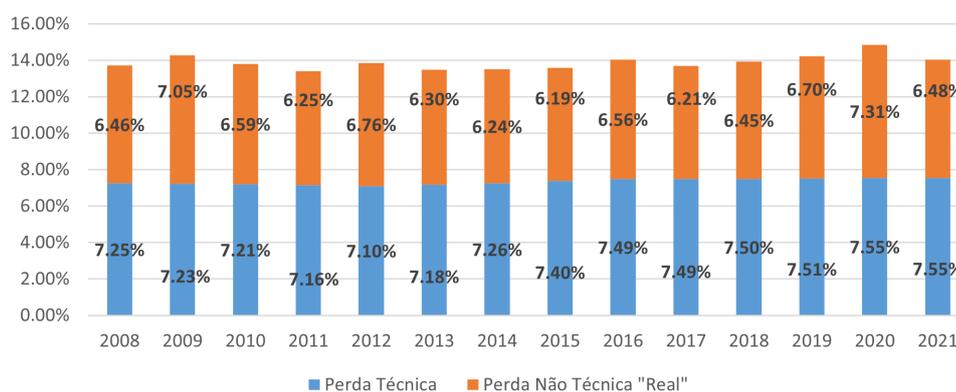
As perdas de energia elétrica são uma realidade nos sistemas elétricos e representam a totalidade da energia que foi gerada porém não comercializada, seja por motivos técnicos ou comerciais. Podem ser divididas em perdas na rede básica (transmissão) e perdas na distribuição [30]. No contexto brasileiro, as perdas na rede básica são apuradas pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) a partir dos dados de geração

e consumo medidos pelos agentes de geração e transmissão. Já as perdas no sistema de distribuição são apuradas pelas distribuidoras e permissionárias por meio das diretrizes da ANEEL.

No caso distribuição, é dada pela diferença entre a energia comprada pela distribuidora e a que de fato foi por ela faturada. Diversos fatores podem contribuir para que este desbalanço ocorra, fazendo com que as perdas sejam classificadas como técnicas ou não técnicas, dependendo do fator que as causou [31].

Segundo o último relatório de perdas publicado pela ANEEL em 2021, as perdas totais no sistema de distribuição variaram entre 13,4 e 14,9 % de toda a energia injetada (Figura 1) nos últimos 14 anos e, somente em 2020, somaram um montante de cerca de 5,6 bilhões em perdas não-técnicas e 8,5 bilhões de perdas técnicas, sendo a primeira equivalente a 2,9 % da tarifa de energia elétrica do respectivo ano [32].

Figura 1: Perdas Totais Distribuição.



Fonte: Relatório de Perdas ANEEL[32]

As perdas técnicas são um fenômeno inevitável e representam a parcela da energia elétrica dissipada nos sistemas elétricos durante o processo de transporte, transformação do nível de tensão e medição de energia elétrica. No caso brasileiro, o cálculo das perdas técnicas é segmentada por natureza do elemento dissipador de energia (transformadores, cabos, medidores, ramais e reguladores) e são calculadas conforme as diretrizes do Módulo 7 do Procedimentos de Distribuição (PRODIST)[31].

Além das perdas técnicas, as distribuidoras de energia elétrica também enfrentam o desafio de gerenciar as perdas não técnicas, que incluem as fraudes, ligações clandestinas e erros no processo de medição e de faturamento. Essas perdas podem representar um grande prejuízo financeiro para as distribuidoras, uma vez que afetam diretamente sua receita e podem comprometer sua capacidade de investir em melhorias na rede elétrica. No entanto, o gerenciamento das perdas não técnicas é um desafio complexo, que requer

o desenvolvimento de estratégias eficazes de fiscalização, detecção e combate às fraudes, além da conscientização dos consumidores sobre os riscos e as consequências das ligações clandestinas. Sendo assim, a redução das perdas não técnicas não foi considerada nesta análise como uma potencial economia a ser explorada.

Como as perdas técnicas elevadas também estão diretamente associadas à possibilidade de prejuízos financeiros e na qualidade do fornecimento, conhecê-las significa para as distribuidoras ter uma maior capacidade em seu gerenciamento. Entretanto, a falta de concorrência no setor de distribuição de energia elétrica, por ser um segmento de monopólio natural, pode levar as distribuidoras a negligenciarem a gestão das perdas técnicas, caso não exista uma regulação efetiva. Isso se deve ao fato de que, em um mercado sem concorrência, as distribuidoras têm menos incentivos para investir em medidas para minimizar as perdas técnicas, uma vez que não precisam se preocupar em oferecer preços competitivos ou em manter a qualidade do serviço para atrair e reter clientes. Além disso, a redução das perdas técnicas pode requerer altos investimentos em tecnologia, reforços no sistema e novos equipamentos, o que pode ser um obstáculo para as distribuidoras que buscam maximizar seus lucros a curto prazo.

Desta forma, os órgãos reguladores têm um papel fundamental na redução das perdas técnicas de energia elétrica, pois são responsáveis por estabelecer as normas e regulamentações que as empresas de distribuição de energia elétrica devem seguir para minimizar as perdas técnicas em suas redes. Além disso, os órgãos reguladores também monitoram o desempenho das distribuidoras em relação às perdas técnicas e realizam acompanhamentos para verificar tanto o cumprimento das normas e regulamentações estabelecidas, quanto o atingimento das metas por eles preestabelecidas. Sendo assim, eles garantem que as empresas de distribuição de energia elétrica estejam adotando as melhores práticas para redução das perdas técnicas e, conseqüentemente, promovendo a eficiência energética e a sustentabilidade do setor elétrico.

### 3.1.1 Incentivos Regulatórios para redução das perdas técnicas

Entre as principais medidas regulatórias adotadas pelos órgãos reguladores para redução das perdas técnicas, pode-se citar:

- **Tarifa de Energia Elétrica:** este é um incentivo indireto de redução de perdas no qual o regulador estabelece a cobrança diferenciada por consumo e/ou demanda ao longo do dia. No caso do Brasil, tal incentivo é aderido quando da contratação das

Tabela 1: Métodos de Apuração Europa

Método de Apuração	Países
Medição	Macedônia do Norte, Noruega, Portugal, Sérvia, Suécia
Estimativa	Finlândia, Itália, Montenegro, Malta, Polônia, Eslovênia, Ucrânia
Ambas	Áustria, Bósnia e Herzegovina, Bélgica, Chipre, República Tcheca, Alemanha, Dinamarca, Estônia, Grécia, Espanha, França, Reino Unido, Geórgia, Croácia, Hungria, Irlanda, Kosovo, Lituânia, Luxemburgo, Letônia, Moldávia, Holanda (Países Baixos), Eslováquia

Fonte: [36]

tarifas verdes e azuis, para os clientes do grupo A, e também ao contratar-se a tarifa branca, nos casos dos clientes do grupo B [33]. Tal prática é adotada em diversos países e parte da premissa que mudanças nos hábitos de consumo são fundamentais para redução do fluxo de potência na rede, principalmente durante o horário de ponta, e conseqüentemente diminuir as perdas técnicas.

- **Eficiência Energética:** programas de incentivo à eficiência energética podem estimular o desenvolvimento de tecnologias mais eficientes e a adoção de práticas mais conscientes quanto ao uso da energia, contribuindo, desta forma, para a redução do carregamento do sistema e conseqüentemente suas perdas técnicas [34][35].
- **Metas de Perdas:** as metas de perdas técnicas são geralmente estabelecidas por órgãos reguladores, como a ANEEL no Brasil, e podem variar de acordo com a região, a capacidade da rede elétrica e outras condições específicas. Assim como ocorre em diversos países, a ANEEL através do módulo 7 do PRODIST define os procedimentos para a obtenção dos dados necessários para o cálculo das perdas técnicas na distribuição, a metodologia para cálculo (período, equipamentos e caracterização da carga) e procedimentos para a apuração das perdas (quando possível). Além disso, também especifica os indicadores e outros parâmetros regulatórios [31].

Em seu segundo relatório, o *Council of European Energy Regulators* (CEER) divulgou dados relacionados as perdas técnicas em diversos países da Europa. Conforme pode ser observado na Tabela 1, sem sua grande maioria, os países da europa fazem uso tanto da medição quanto da estimativa para cálculo das perdas técnicas, assim como ocorre no Brasil.

No Brasil, os custos das perdas técnicas são considerados na tarifa de energia elétrica por serem inevitáveis, assim como ocorre na grande maioria das distribuidoras da

Europa. Entretanto, os repasses são limitados aos percentuais estabelecidos pela ANEEL para cada distribuidora a cada ciclo de revisão tarifária, que ocorre a cada 4 ou 5 anos [37]. Sendo assim, as perdas técnicas passam a ser consideradas como prejuízos financeiros quando estas superam as metas estabelecidas a cada ciclo.

De maneira similar ao Brasil, na República Tcheca as perdas técnicas são rateadas entre os clientes e distribuidora somente se os valores calculados forem menores que a meta. Entretanto, somente a diferença entre a meta e a calculada é rateada com os consumidores. Dessa forma, as distribuidoras são estimuladas a reduzir cada vez mais as perdas técnicas [36].

- **Incentivos financeiros:** além de traçar as metas de perdas técnicas, os órgãos reguladores podem adotar a prática de penalização ou bonificação a depender do desempenho de cada distribuidora frente tais metas. Países como Portugal [38] e Itália [36] adotam essa política como mecanismo para estimular as distribuidoras a gerirem de maneira eficiente suas perdas. Entretanto, as metas adotadas nesses mecanismos devem ser devidamente traçadas de modo a fazer com que as distribuidora não direcionem de maneira equivocada seu investimentos ou sejam indevidamente beneficiadas financeiramente.

### 3.1.2 Mecanismos para redução das perdas técnicas em sistemas de distribuição

Por outro lado, para mitigar as perdas técnicas, as distribuidoras de energia podem investir em diversos métodos como reconfiguração na rede, suporte de reativos, relizar *peak shaving* ou ampliação da capacidade dos seus ativos de rede.

- **Nivelamento da demanda por meio do *peak shaving*:** neste método, tanto a curva de carga quanto da GD são gerenciadas de modo a suavizar o carregamento do sistema de distribuição e reduzir as perdas técnicas [39]. Na referência [40] podem ser verificadas mais detalhes sobre as principais técnicas e tecnologias aplicadas para nivelamento da demanda

No que tange suavizar o perfil de carga, uma das técnicas mais básicas para "aparar" os picos de demanda e, conseqüentemente, reduzir as perdas técnicas é a implantação de programas de Gerenciamento pelo lado da demanda (GLD). Esta técnica consiste em todas as intervenções que podem ser realizadas diretamente na carga (GLD direto) ou mecanismos para incentivar alteração no perfil de consumo

(GLD indireto) [41]. Nas referências [42], [43] e [44] são apresentadas a aplicação de técnicas de otimização para redução de perdas por meio de programas de GLD direto, no qual a distribuidora tem autonomia para cortar ou limitar a demanda dos clientes participantes do programa. Já para os casos de GLD indireto, podemos enquadrar os programas de tarifas diferenciadas ao longo do dia que possuem caráter regulatório, conforme já apresentado na subseção 3.1.1.

No que tange a gerenciamento do perfil de geração, a utilização de tecnologias de armazenamento como baterias [45] e carros elétricos [46] ganham destaque devido à sua capacidade de suavizar a intermitência da geração distribuída. Desta forma, a energia gerada durante a maior incidência de ventos, por exemplo, pode ser armazenada e injetada na rede durante o horário de ponta. Desta forma, estudar a melhor alocação da tecnologia de armazenamento, bem como seu período de carga e descarga pode ter um impacto significativo no sistema de distribuição, incluindo a minimização de perdas de energia [47].

- **Instalação de Capacitores *shunt***: as redes de distribuição são o último segmento entre a carga e o restante do sistema de potência. Entretanto, o fluxo de potência reativa através destas é responsável por grande parte das perdas de potência. Contudo, o suporte local de potência reativa é um dos métodos bem reconhecidos para a redução de tais perdas e promovem benefícios secundários como melhora no perfil de tensão e correção do fator de potência do sistema. Nesse contexto, O banco de capacitor *shunt* é um dos equipamentos básicos para cumprir esses objetivos [48].

No entanto, a instalação descoordenada dos capacitores *shunt* no sistema de distribuição pode causar alguns problemas técnicos, como sobretensão, flutuação e desequilíbrio no sistema. Além disso, a potência reativa injetada pode aumentar as perdas em alguns casos. Sendo assim, a modelagem, simulação e análise desse tipo de dispositivo de compensação e seus impactos no sistema de distribuição são cruciais para explorar de forma adequada tal tecnologia [49].

Muitos métodos de solução para alocação ótima de capacitores objetivando minimizar as perdas têm sido sugeridos na literatura, com base tanto em métodos matemáticos tradicionais quanto em abordagens heurísticas mais recentes. Nas últimas duas décadas, porém, os estudos sobre técnicas meta-heurísticas mostraram-se mais recorrentes que os métodos clássicos [48].

- **Reconfiguração de rede**: em sistemas de distribuição onde há a presença de diversas chaves dos tipos Normalmente Aberta (NA) e Normalmente Fechada (NF).

Esses equipamentos são utilizados para recomposição do sistema e isolamento do defeito, mitigando a afetação de clientes. Uma maneira de reduzir as perdas técnicas é alterando o estado de tais dispositivos à medida que parâmetros como carga e geração variam ao longo do período de estudo. Uma vez que podem existir muitas combinações possíveis de estado de operação de tais chaves, encontrar a configuração ideal da rede e minimizar as perdas torna-se um problema complicado de otimização e com diversas restrições a serem avaliadas[50]. No entanto, investigar as perdas em todas as opções possíveis pode não ser viável, pois isso pode requerer muito tempo computacional devido à natureza das variáveis. Desta forma, diversas técnicas heurísticas são apresentadas na literatura de modo a encontrar soluções aceitáveis para o problema. Em [51] é feita uma revisão bibliográfica apresentando os principais trabalhos e técnicas aplicadas nestes tipos de problemas.

- **Reforços no sistema:** essas medidas podem ter impacto significativo nas perdas técnicas do sistema de distribuição pois melhorias como recondução e duplicação de circuitos tendem a diminuir as perdas por efeito *Joule* na rede. Além disso, a substituição de equipamentos antigos por equipamentos mais modernos pode melhorar a eficiência energética e conseqüentemente reduzir as perdas. Entretanto, os reforços no sistema de distribuição estão normalmente associados ao plano de expansão do sistema, ou seja, ocorrem com o objetivo de comportar o aumento de carga e atender os indicadores de qualidade do produto e serviço, não estando necessariamente atrelados à redução das perdas técnicas.

Embora possam ter impactos significativo nas perdas técnicas, as opções elencadas na subseção anterior podem não ser tão atrativas para as distribuidoras. Um dos principais fatores é o custo envolvido. Implementar medidas para reduzir as perdas técnicas, como a instalação de equipamentos mais eficientes ou a modernização de redes de distribuição, pode exigir um investimento significativo de recursos financeiros, que podem não estar disponíveis no momento ou podem ser destinados a outras prioridades da empresa, como atender à crescente demanda por energia elétrica, garantir a qualidade e a confiabilidade do fornecimento, melhorar a eficiência operacional e atender a regulamentações ambientais e de segurança.

### 3.1.3 Contribuição da Geração Distribuída para perdas técnicas

A geração distribuída de energia elétrica pode ajudar na redução das perdas técnicas em sistemas de distribuição, pois permite que a energia seja gerada mais próxima do local

de consumo. Isso pode reduzir a quantidade de energia que precisa ser transmitida e distribuída a partir de centrais geradoras distantes, diminuindo as perdas no sistema.

Diversos trabalhos na literatura abordam a geração distribuída como parte integrante do plano de expansão da distribuidora, representando uma opção real de investimento e podendo contribuir para a redução das perdas técnicas [52]. Entretanto, em países como o Brasil, investir em geração distribuída não faz parte da atividade fim da distribuidora e pode representar elevados custos de investimentos que podem não ser justificados do ponto de vista econômico, uma vez que a energia elétrica não poderia ser comercializada [53]. Nesse contexto, a injeção local de potência por meio da geração distribuída de terceiros pode significar diminuição no fluxo de potência em trechos críticos da rede, e consequentemente implicar na diminuição das perdas por efeito *Joule* nas linhas e transformadores, sendo tal hipótese benéfica para a distribuidora.

É importante ressaltar que embora a redução no carregamento dos componentes de rede possa ser o efeito esperado na maioria dos casos, a inserção de uma fonte de potência local no sistema pode significar aumento nas perdas totais devido ao aumento no fluxo de potência ou até mesmo implicar na necessidade de recapacitação do sistema [54]. Dessa forma, os principais trabalhos acadêmicos relacionados ao tema buscam encontrar capacidade e localização ótima da GD [55][56], podendo esta ser combinada com a localização ótima de capacitores [57], associada a configuração ideal rede [58] ou até mesmo com técnicas de controle da injeção de reativo [59][60], objetivando minimizar as perdas técnicas.

## 3.2 Plano de Expansão do Sistema Elétrico

O aumento da carga elétrica é um fenômeno global e se reflete no aumento do consumo de energia elétrica tanto no Brasil quanto no mundo. De acordo com a Agência Internacional de Energia (IEA), nos últimos anos, o consumo mundial de energia elétrica tem crescido a uma taxa média anual de 2,2%, impulsionado pelo aumento da população, da urbanização e do desenvolvimento econômico e a previsão é que o consumo mundial de eletricidade continue a crescer a uma taxa média anual de 2,5% até 2040 [61].

A carga elétrica no Brasil também tem crescido de forma expressiva, impulsionada pelo aumento da demanda de energia elétrica nos setores industrial, comercial e residencial. Segundo a EPE, a carga de energia elétrica no Brasil deve crescer a uma taxa média anual de 3,4% até 2026 [62]. Tal fato deve ser observado de forma rotineira pelas distribuidoras

de modo a evitar sobrecargas e violação dos níveis de tensão nos componentes de sua rede.

Este aumento é um desafio para as empresas de distribuição de energia elétrica, que precisam investir em infraestrutura e tecnologia para garantir a qualidade do produto e a integridade de seus ativos. A pandemia da COVID-19 teve um impacto significativo no consumo de energia elétrica em todo o mundo, reduzindo as atividades econômicas e o número de pessoas trabalhando e estudando presencialmente [61]. No entanto, à medida que as economias começam a se recuperar, espera-se um aumento no consumo de energia elétrica nos próximos anos.

Dessa forma, é fundamental que as empresas de distribuição de energia elétrica conduzam estudos para identificar o crescimento previsto para determinada região do sistema e realizar os investimentos necessários para comportar esse aumento no fluxo de potência, garantindo a qualidade do produto e a integridade dos ativos. Em outras palavras, o objetivo do planejamento de expansão é definir as melhorias necessárias para comportar as previsões de crescimento de carga, aumento no nível de curto-circuito e injeção de potência local por meio de GD em determinado horizonte de tempo.

Para atingir esse objetivo, é necessário levar em consideração o horizonte de planejamento e as previsões de crescimento da carga, além de considerar a inserção de novas fontes de energia, como a GD. O setor de planejamento das distribuidoras deve identificar as áreas com maior potencial de crescimento e as necessidades de investimentos em novas linhas de transmissão, transformadores e subestações, além de avaliar a capacidade das instalações existentes para comportar o aumento da carga.

Com base nessas informações, as empresas de distribuição de energia elétrica podem definir o plano de investimentos e prioridades para os próximos anos, buscando otimizar o uso dos recursos financeiros e garantir a continuidade do fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais.

### **3.2.1 Diretrizes para Expansão de sistema de Distribuição brasileiro**

No caso brasileiro, os estudos de planejamento da expansão do sistema elétrico devem ser conduzidos de acordo com o Módulo 2 do PRODIST da ANEEL [63], que trata do Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição e traça os requisitos e as diretrizes para concepção de tal planejamento de expansão. Segundo o módulo 2, o plano de expansão deve ser subdividido pelo nível de tensão da rede conforme subseções a seguir:

### 3.2.1.1 Sistema de Alta Tensão

O planejamento do Sistema de Distribuição de Alta Tensão (SDAT) normalmente contempla as tensões de 59, 88, 138 e 230 kV e deve ser realizado anualmente e considera os cenários de curto e médio prazo (5 anos), além do de longo prazo (10 anos). Neste planejamento, a distribuidora deve considerar com critério a segurança, carregamento e tensão para operação normal ou em emergência, qualidade do produto, continuidade no serviço e viabilidade técnico-econômica. Além disso, a distribuidora pode considerar outros critérios, tais como perdas, vida útil de equipamentos e atualização tecnológica. Vale ressaltar que a geração distribuída é uma variável de suma importância que deve ser considerada nos estudos. A carga por sua vez deve ser considerada em três patamares: leve, média e pesada

No caso do planejamento de curto e médio prazo do SDAT, este tem como objetivo detalhar a expansão, ampliação e reforços para o horizonte de 5 anos, de modo a atender os critérios técnicos e econômicos, resultando no Plano de Obras. Nos 2 primeiros anos, o objetivo básico do Plano de Obras é a administração racional dos programas de investimento, definidos no planejamento de longo prazo, considerando os licenciamentos ambientais, os recursos financeiros e os critérios de atendimento à carga. Para os 3 últimos anos, a definição das expansões e reforços deve observar o estabelecido no Módulo 3 dos Procedimentos de Rede – Planejamento da Operação Elétrica [64].

Já os estudos de planejamento de longo prazo do SDAT têm como objetivo propor as principais obras de caráter estrutural, respeitando os critérios técnicos e econômicos. O horizonte dos estudos será de 10 anos, detalhados para cada ano civil, sendo que os primeiros 5 anos estão contemplados no planejamento de curto e médio prazo. Os estudos devem ser revisados anualmente, incorporando evoluções tecnológicas, novas alternativas e restrições [63].

### 3.2.1.2 Sistema de Média Tensão

No planejamento do Sistema de Distribuição de Média Tensão (SDMT), a previsão de demanda deve fornecer as informações necessárias ao planejamento das redes e linhas de distribuição, além de permitir a avaliação do volume de obras necessárias aos seus reforços, ampliações e correções diversas no horizonte de previsão é de 5 anos, devendo um novo estudo ser realizado a cada ano. Este plano consiste na previsão, de novos alimentadores e de reforços nos alimentadores existentes, detalhando as obras a serem realizadas nos

24 meses seguintes, observando os planos diretores dos municípios, legislação ambiental, planos de desenvolvimento regionais existentes, plano de universalização dos serviços de energia elétrica e a evolução espacial prevista do mercado para o horizonte de estudo. Também incorpora a expansão das Subestações de Distribuição, estando esta em linha com plano expansão de alta tensão, para a definição de sua localização, do número de barramentos secundários e das possíveis compensações de potência reativa.

Assim como no plano de expansão do sistema de alta tensão, a conexão de geração distribuída também deve ser considerada, tendo em vista suas características de geração, disponibilidade e sazonalidade. No caso da carga, esta deve ser caracterizada em patamares, para os períodos de ponta e fora de ponta, de acordo com o perfil das curvas de carga verificadas dos SDMTs em análise [63].

### 3.2.1.3 Sistema de Baixa Tensão

O Planejamento do Sistema de Distribuição Baixa Tensão (SDBT) tem como objetivo definir a expansão das redes secundárias do sistema de distribuição, compondo um conjunto de obras para atender o incremento da carga, observados os critérios técnicos, econômicos e financeiros. Para isto, deve definir um plano de obras para um horizonte de 5 anos, visando adequar o sistema existente ao atendimento de novas cargas e a melhores condições operativas [63].

## 3.2.2 Ferramentas para elaboração do plano de expansão

A elaboração do Plano de Expansão da Distribuição envolve diversas etapas, como a previsão de demanda de energia elétrica, modelagem e análise da rede, cálculo para identificação criticidades, a definição de investimentos necessários e a avaliação econômica dos projetos. Para realizar essas atividades, são utilizadas diversas ferramentas computacionais, como sistemas de informações geográficas, *softwares* de modelagem elétrica e de análise de dados, técnicas de aprendizado da máquina e otimização.

A previsão de demanda é uma das principais atividades do Plano de Expansão da Distribuição, pois é a partir dela que são definidos os investimentos necessários para atender ao crescimento do mercado consumidor. Para realizar essa atividade, são utilizados modelos estatísticos e *softwares* de análise de dados que consideram fatores como o histórico de consumo, o crescimento econômico, a sazonalidade e as mudanças no perfil do consumidor [65].

A análise de rede é outra atividade importante do Plano de Expansão da Distribuição, pois permite a modelagem do sistema elétrico, identificar pontos críticos relacionados a nível tensão e avaliar a capacidade da rede para atender à demanda prevista. Nessa atividade, são utilizados sistemas de informações geográficas e **softwares** de modelagem elétrica que permitem a visualização e análise da rede de distribuição como o Anarede [66], OpenDSS [67] e Cymdist [68].

A concepção do plano em si, contemplando a definição temporal de investimentos necessários e a avaliação econômica dos projetos é outra atividade de suma importância para o Plano de Expansão da Distribuição. Nessa etapa, são considerados fatores como o custo dos equipamentos, a viabilidade técnica e econômica dos projetos e o retorno financeiro esperado. Diversos trabalhos podem ser encontrados na literatura apresentando inúmeras técnicas de otimização para definição do plano de investimento dos sistemas elétricos, considerando até mesmo a utilização de GD como opção de investimento pela distribuidora, e podendo esta estar associada a métodos operativos clássicos como reconfiguração de rede [69]. Na referência [52] é feita uma revisão bibliográfica contemplando as diversas técnicas adotadas para definição do plano de expansão, sendo esta baseadas em métodos clássicos de programação ou métodos heurísticos.

Sendo assim, do ponto de vista prático, os profissionais do setor podem contar com uma série de técnicas para auxiliá-los na elaboração do plano de investimentos, podendo inclusive optar por métodos mais simplificadas ou até mesmo contar com a própria experiência em tal tomada de decisão. Neste trabalho foi adotada a técnica de eliminação sucessiva proposta em [70]. Tal método é de fácil entendimento e consiste em superdimensionar a rede estudada com as diversas opções de investimentos disponíveis e que possam comportar o crescimento de carga esperado e, na sequência, realizar a eliminação das propostas de investimentos com menor relação entre custo e efetividade. Na subseção 4.2.1 são apresentados mais detalhes a respeito do algoritmo.

### 3.2.3 Adiamento nos investimentos devido à Geração Distribuída

Considerar a presença da geração distribuída pode trazer benefícios para o planejamento da rede de distribuição, uma vez que, ao produzir-se energia próximo ao ponto de consumo, pode-se reduzir a sobrecarga nas redes de transmissão e distribuição. Além disso, o uso de tecnologias inteligentes de gestão de energia, como sistemas de armazenamento de energia, pode ajudar a suavizar as flutuações na geração distribuída e melhorar a confiabilidade do sistema elétrico como um todo [47]. Com isso, é possível adiar investimentos em expansão

da rede, reduzindo custos e promover um uso mais eficiente dos recursos disponíveis.

Entretanto, a localização do ponto de injeção e a quantidade de potência injetada são cruciais para determinar se a GD tem a capacidade de adiar os investimentos da rede sob análise. Conforme abordado na subseção 2.1, o investimento em geração pode não ser uma boa opção do ponto de vista da distribuidora por questões econômicas e regulatórias. Desta forma, quando se trata em estudar o impacto da GD no plano de investimentos, faz mais sentido considerar que esta seja propriedade de agentes de geração, os quais tendem a direcionar investimentos para áreas com maior aproveitamento energético e/ou com subsídios regulatórios.

No caso do Brasil, por exemplo, embora a distribuidora tenha a sua parcela do custo da obra reconhecido do ponto de vista regulatório e sendo este considerado como investimento na rede, a regulação determina por meio da Resolução Normativa nº 1000 de 07 de dezembro de 2021 [27] que a distribuidora deva arcar com o Encargo de Responsabilidade da Distribuidora (ERD), que é proporcional à potência injetada e limita os potenciais retornos associados a tais obras. Além disso, realizar investimentos com esses pode não estar nos planos da distribuidora e representar realocações de *Capex*, limitando e reduzindo investimentos em áreas com maior potencial de retorno financeiro.

Sendo assim, partindo da premissa que haja convergência entre os interesses da distribuidora e do agente de geração no que tange a investimentos em geração distribuída, a distribuidora pode usufruir do investimento adiado, pois em um cenário onde não haja a presença da GD, a rede necessitará de investimentos mais precoce quando comparada ao cenário com geração. Tal benefício pode ser calculado pela diferença entre os valores presentes dos investimentos aplicados em cada ano entre os dois cenários ao longo do horizonte de planejamento. Alguns trabalhos na literatura, como as referências [71] e [72] exploram tal custo de oportunidade e validam o potencial de adiamento dos investimentos.

## 3.3 Confiabilidade nos Sistema de Distribuição

A confiabilidade é um aspecto crucial para o sistema elétrico, uma vez que a energia elétrica é uma *commodity* essencial para o funcionamento de praticamente todas as atividades humanas, desde as mais básicas até as mais complexas. Portanto, garantir um fornecimento confiável e de qualidade é fundamental para a o desenvolvimento do país, pois influencia diretamente na economia e qualidade de vida da sociedade. Interrupções no fornecimento de energia elétrica causam prejuízos não apenas às empresas, mas também à pessoas físicas, que podem sofrer danos em equipamentos eletrônicos devido aos surtos de tensão que podem ocorrer na ocasião desses eventos.

Por se tratar de um monopólio natural, a ausência de concorrência poderia culminar na baixa qualidade do serviço de distribuição de energia elétrica prestado pela empresa detentora da concessão. Nesse contexto, a regulação do serviço torna-se fundamental para garantir um nível de qualidade do serviço aceitável à população.

### 3.3.1 Apuração dos Indicadores de Continuidade

No caso do Brasil, a ANEEL estabelece metas regulatórias de confiabilidade para as distribuidoras de energia elétrica, com o objetivo de incentivar investimentos na melhoria da infraestrutura e da tecnologia. A confiabilidade do sistema elétrico é medida por meio de indicadores coletivos, como Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC) e Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC), que representam o tempo e a frequência das interrupções de energia elétrica em determinada região. O DEC mede o tempo médio em horas que cada unidade consumidora fica sem energia elétrica em um determinado período, enquanto o FEC mede a quantidade média de interrupções de energia elétrica por unidade consumidora no mesmo período.

Além disso, a ANEEL também define indicadores de confiabilidades individuais como Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão (DIC), Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão (FIC) e Duração máxima de interrupção contínua por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão (DMIC), que servem para apurar os clientes de maneira individual e, a depender dos resultados, calcular as compensações por violação desses indicadores.

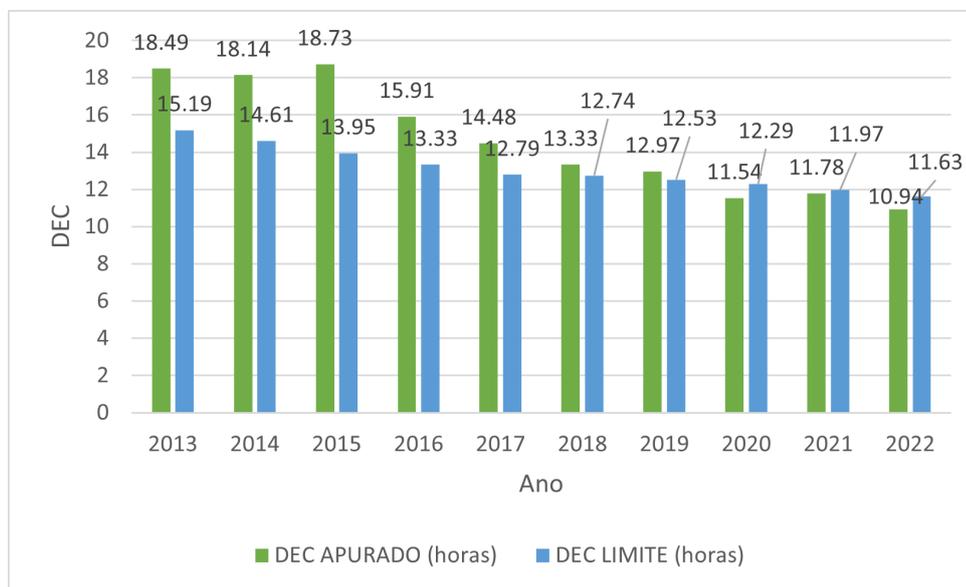
É importante ressaltar que mesmos em dias classificados como críticos, a distribuidora tem o seu desempenho avaliado por meio do Duração da Interrupção Individual ocorrida em Dia Crítico por unidade consumidora ou ponto de conexão (DICRI). De acordo

com módulo 1 [73], define-se como dia crítico aquele em que a quantidade de ocorrências emergenciais, excluídas as classificadas como situação de emergência, em um determinado conjunto de unidades consumidoras, superar a média acrescida de três desvios padrões dos valores diários. A média e o desvio padrão a serem usados serão os relativos aos 24 meses anteriores ao ano em curso, incluindo os dias críticos já identificados.

O mecanismo de apuração, bem como as fórmulas para o cálculo das compensações por violação são especificados no módulo 8 do PRODIST [74]. No capítulo 4 são apresentadas tais cálculos de modo a subsidiar o entendimento da metodologia proposta neste trabalho.

A cada ano, a ANEEL Realiza um ranking de qualidade do serviço, baseado nos indicadores de confiabilidade das concessionárias e permissionárias do país. Em 2020, o ranking considerou 33 empresas de distribuição de energia elétrica em todo o país e de acordo com os dados divulgados, o DEC médio no Brasil das concessionárias de energia apresentou evolução significativa nos últimos dez anos. Conforme pode ser observado na figura 2, houve uma redução de 40.83% de 2013 para 2022. Sendo o ano de 2020 marcado pela reversão no quadro de violação dos limites impostos pela ANEEL.

Figura 2: DEC Anual Concessionárias

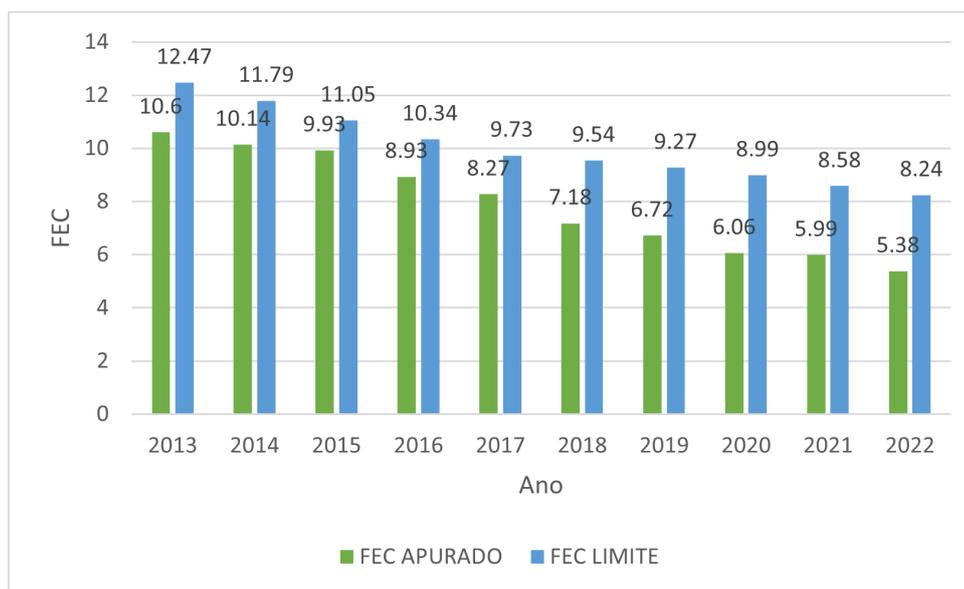


Fonte: ANEEL[75]

No caso do FEC, embora os limites não tenham sido violados nos últimos dez anos, conforme pode-se observar na figura 3, houve uma redução de 49.24%.

Uma das principais razões para a qual se pode atribuir tais quedas é o investimento em infraestrutura e tecnologia por parte das distribuidoras de energia elétrica, que têm buscado melhorar a qualidade do serviço prestado por meio de investimentos em equipa-

Figura 3: FEC Anual Concessionárias



Fonte: ANEEL[75]

mentos mais modernos e em sistemas de automação, o que permite uma detecção mais rápida e precisa de falhas na rede elétrica e, possibilitando diminuir a afetação dos clientes mediante a ocorrência de um defeito na rede.

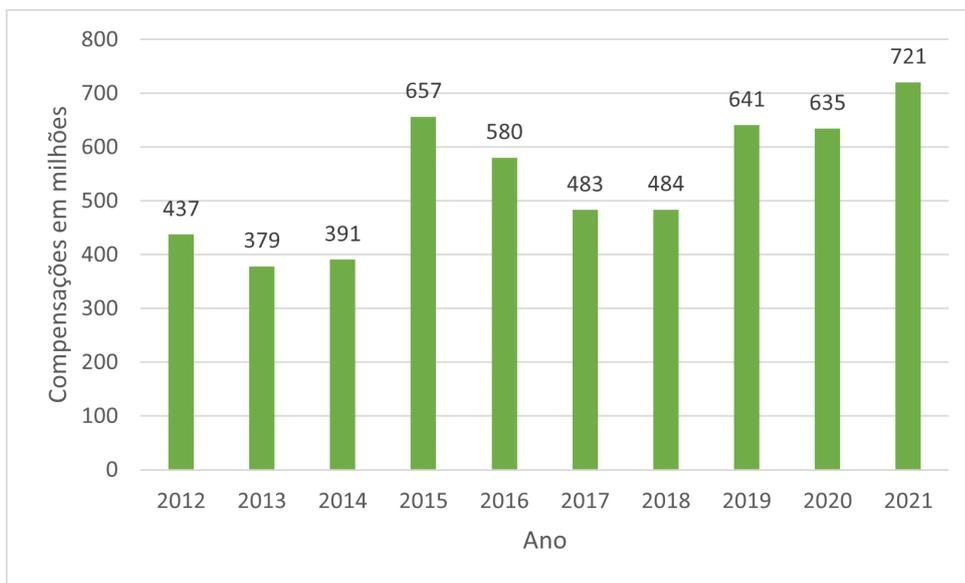
Entretanto, segundo dados também divulgados pela ANEEL, as compensações pagas pelas concessionárias não apresentaram o mesmo movimento de redução nos últimos anos. Conforme figura 4, as compensações pagas aos clientes devido à violação dos indicadores somadas de 2012 a 2021 chegaram a um total aproximados de 5.4 bilhões de reais. Tal fato se justifica devido ao fato de que, embora as distribuidoras tenham evoluído em seus indicadores de confiabilidade, houve um crescente aumento no número de clientes conectados à rede, conforme figura 5, o que significa uma maior afetação quando da ocorrência de um defeito.

### 3.3.2 Medidas para ganhos de confiabilidade

A confiabilidade do sistema elétrico também está relacionada à sua resiliência, ou seja, à capacidade de se recuperar rapidamente de falhas e eventos adversos, como tempestades, incêndios e atos de vandalismo. Para aumentar a resiliência do sistema elétrico, são necessários investimentos em redundância e em sistemas de proteção, além de uma gestão eficiente das equipes de manutenção e reparo conforme tópicos a seguir:

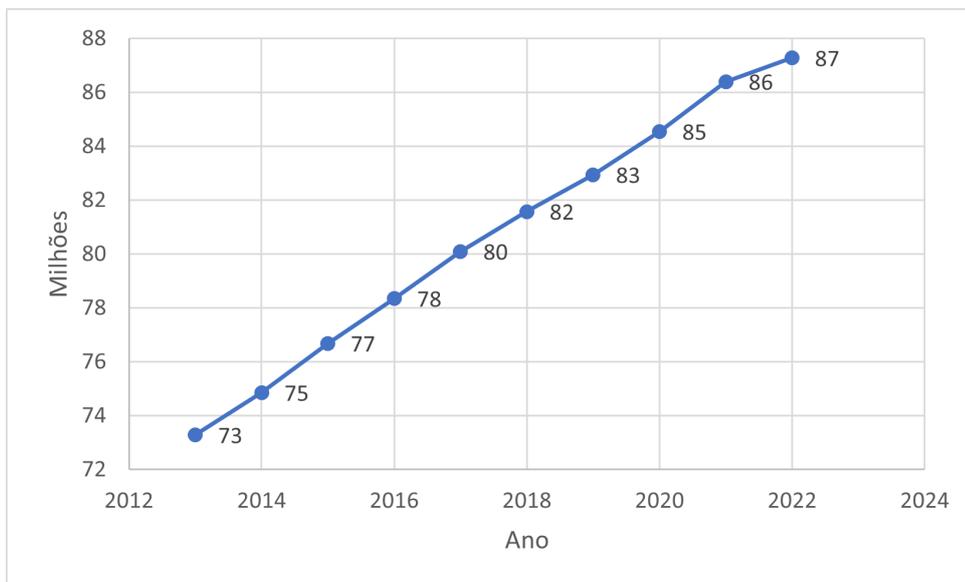
- **Tecnologias de manobra automática e/ou remota:** O religamento automático

Figura 4: Compensações anuais pagas pelas Concessionárias



Fonte: Adaptado de [75]

Figura 5: Evolução número de clientes concessionárias



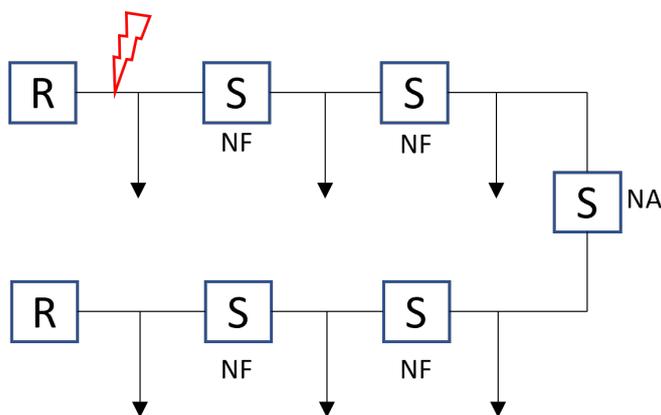
Fonte: Adaptado de [75]

representado pela função 79 da *American National Standards Institute* (ANSI) [76] é uma tecnologia utilizada pelas distribuidoras de energia elétrica para reduzir o tempo de interrupção do fornecimento de energia elétrica em caso de falhas momentâneas. Através do uso de dispositivos de manobra inteligente destinado a este fim (comumente chamados de religadores), o religamento automático permite que a energia elétrica seja restabelecida imediatamente após uma falha momentânea da rede, sem a necessidade de intervenção humana. Como exemplo, pode-se citar o contato de

um galho de árvore na rede elétrica ou um curto-circuito temporário, nos quais o religamento automático pode restaurar a energia elétrica em questão de segundos, sem que o fornecimento seja interrompido.

Os religadores também podem ser programados para atuar de forma conjunta com outros dispositivos de rede de modo a diminuir o número de clientes afetados caso ocorra algum defeito permanente na rede, este processo é chamado de *Self-Healing*. Um exemplo clássico é a utilização dos religadores em cascata com seccionalizadores. Nesse arranjo, o religador é instalado na cabeceira do circuito com uma quantidade que pode variar de 1 a 3 seccionalizadores instalados a jusante. Uma vez detectado um defeito no circuito, o religador abre e, durante o tempo da posição desligada, o seccionizador no ponto mais extremo da rede também abre. Após isso, o religador fecha na tentativa de isolar o defeito. Caso isto não ocorra, o religador abre novamente para que então o segundo seccionizador também abra e tente isolar o defeito. Esse ciclo se repete até que o defeito seja eliminado permitindo que menos clientes sejam afetados. Caso contrário, o religador por fim se mantém na posição aberta pois o defeito encontra-se entre o religador e o seccionizador mais proximo. Entretanto, esse arranjo está em desuso pois seccionizador possui funcionalidade limitada, e impede a recomposição das partes íntegras do circuito em alguns caso. Dessa forma os seccionizadores são substituídos por outros dispositivos que também cumpram tal função, como chaves automáticas telecomandadas (conforme Figura 6). Nesse caso, independentemente de onde o ocorra o defeito, somente as cargas entre dois dispositivos de manobra serão afetadas.

Figura 6: Arranjo Religador (R) e Chaves Automáticas Telecomandadas (S)



Fonte: Reprodução Própria

Um outro exemplo é a coordenação do religador com chaves fusíveis, nesse arranjo o religador é instalado na cabeceira do alimentador ou de alguns ramais juntamente

com diversas chaves fusíveis a jusante. Quando ocorre um defeito, o religador abre em tempo curto o suficiente para que não haja a fusão do elo fusível, pois caso seja um defeito temporário, o sistema é reestabelecido logo após o primeiro religamento. Caso o sistema identifique que a falta não é de caráter temporário (normalmente a partir da primeira tentativa de religamento), a rede é exposta ao curto-circuito por um período maior (previamente programado), forçando então a queima do elo fusível e isolamento do defeito.

A depender do arranjo e da coordenação dos dispositivos proteção e manobra do sistema, as chaves fusíveis podem atuar durante a ocorrência de um defeito de caráter temporário, prejudicando os indicadores de qualidade. Nestes casos, dispositivos de religamento mais simplificados como o Fusesaver<sup>TM</sup>[77] podem ser instalados em série as chaves fusíveis com a função de abrir rapidamente e "salvar" o elo fusível quando da ocorrência de um defeito momentâneo na rede.

- **Manutenção dos componentes da rede:** A manutenção é fundamental para garantir a confiabilidade da rede elétrica e reduzir as interrupções no fornecimento de energia. A falta de manutenção adequada pode levar a falhas nos equipamentos e componentes da rede elétrica, aumentando a probabilidade de interrupções.

A manutenção preventiva, por exemplo, é realizada periodicamente com o objetivo de evitar falhas ou problemas futuros na rede elétrica. Ela consiste na realização de inspeções para substituição ou reposição do meio isolante, como gás, óleo ou até mesmo os elementos isolantes da cadeia de um isolador. Também são inspecionados componentes desgastados como cruzetas, suportes metálicos, para-raios, etc. antes que apresentem falha. Com a manutenção preventiva, é possível evitar defeitos na rede elétrica devido ao desgaste dos seus componentes.

Já a manutenção preditiva é um tipo de manutenção que utiliza técnicas de análise de dados para identificar o momento certo para a realização da manutenção, com base no comportamento e desempenho dos equipamentos. Através do monitoramento termográfico dos contatos elétricos e pureza do gás ou óleo isolante, por exemplo, é possível identificar possíveis falhas nos equipamentos antes que elas ocorram, evitando interrupções no fornecimento de energia elétrica e melhorando a confiabilidade da rede.

A combinação da manutenção preventiva e preditiva pode garantir a operação confiável e segura da rede elétrica, reduzindo o tempo de indisponibilidade dos equipamentos e interrupções no fornecimento de energia elétrica. Isso melhora os indi-

cadores de continuidade da distribuidora e a satisfação dos consumidores, além de reduzir os custos de reparo com equipamentos e aqueles associados à interrupção no sistema.

- **Segurança Intrínseca da rede:** Historicamente, a rede elétrica nua foi amplamente utilizada no início do desenvolvimento da eletrificação, quando os sistemas elétricos eram relativamente simples e a demanda por energia elétrica era baixa. No entanto, este tipo de rede apresenta desvantagens significativas em relação à confiabilidade do fornecimento de energia elétrica. Uma das principais desvantagens é a vulnerabilidade aos efeitos do clima, como ventos fortes, tempestades e descargas atmosféricas, que podem causar danos à rede elétrica e interrupções no fornecimento de energia elétrica. Outra desvantagem, no caso de redes de média tensão, é o risco de contato acidental com objetos próximos, como árvores, postes, prédios e veículos, que pode causar interrupções no fornecimento, além de riscos à segurança das pessoas.

A rede isolada é uma opção tecnológica que pode substituir a rede elétrica nua convencional em sistemas de distribuição de energia elétrica. Essa tecnologia consiste em isolar os condutores elétricos do ambiente externo por meio de um revestimento isolante, reduzindo o risco de interrupções no fornecimento de energia elétrica causadas por contato acidental com objetos próximos à rede elétrica. Entretanto, devido ao seu elevado custo de implantação, essa tecnologia fica restrita na maioria das vezes a centros urbanos, quando se trata de rede isolada subterrânea ou trechos com baixa densidade de carga e com alta possibilidade de contato acidental com a vegetação no caso da rede isolada aérea.

A rede compacta é uma alternativa à rede isolada em sistemas de distribuição de energia elétrica. Essa tecnologia utiliza cabos com revestimento isolante, mas com espessura reduzida em relação à rede isolada convencional. Isso permite que os cabos sejam instalados em postes menores e mais leves, reduzindo o custo de instalação e manutenção da rede elétrica. Além disso, a ocupação reduzida de espaço físico associada a aplicação de material semi-isolante é capaz de reduzir a probabilidade de falhas devido ao contato acidental com objetos.

Outra medida é proteção da rede elétrica por meio da instalação de coberturas de cabo, buchas e outras partes energizadas para reduzir possibilidade de contato de acidental com a flora e fauna. Objetos não necessariamente isolados também podem ser instalados, com objetivo de impedir o acesso ou escalada de mamíferos, aves,

répteis etc.

- **Aumento da eficiência operacional:** As distribuidoras de energia elétrica utilizam critérios específicos para definir a quantidade de equipes de emergência necessárias para atender às ocorrências. Geralmente, são levados em consideração aspectos como o número de consumidores, a extensão da rede de distribuição, as condições climáticas e topográficas da região e a criticidade dos indicadores de continuidade atuais dos clientes de determinado subconjunto. Entretanto, por questões logísticas e orçamentárias, o tempo de restabelecimento do fornecimento pode ser prejudicado devido à posição geográfica e quantidade de equipes disponíveis. Além disso, o tempo para localização do ponto sob defeito também é um tema crítico que tem impacto direto nos indicadores de continuidade.

Nesse contexto o despacho ótimo e/ou automático ganha destaque no que tange a resolução de problemas logísticos e de tempo de localização das equipes em relação ao defeito. O despacho ótimo de equipes é uma técnica que utiliza algoritmos para alocar as equipes de manutenção de forma eficiente, considerando fatores como a localização do defeito, o tipo de equipamento necessário para o reparo e a disponibilidade das equipes. Essa técnica ajuda a minimizar o tempo de resposta e maximizar a eficiência das equipes, permitindo uma rápida solução para as falhas na rede elétrica [78]. No caso do despacho automático, este permite que as equipes de manutenção sejam enviadas de forma mais rápida e precisa para o local da falha, mediante as informações de dispositivos de monitoramento do estado da rede e sem a necessidade de interação prévia entre as equipes de emergências e operadores dos centros de operação da distribuição. Desta forma, além de alocar de forma ótima a equipe para realizar determinado reparo na rede, poupa-se o tempo associado a comunicação [79].

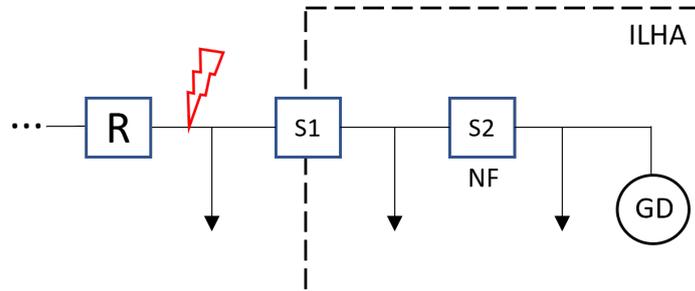
### 3.3.3 Operação Ilhada de Geradores Distribuídos para ganhos de confiabilidade

Esquemas como o da figura 6 conferem a rede um mecanismo de eliminação de defeito eficiente. A chave NA de interligação entre os alimentadores funciona como um suprimento de potência alternativo caso algum trecho de um dos alimentadores e esteja defeituoso. Entretanto, esta redundância pode ser inviável do ponto de vista financeiro, pois pode necessitar de construção de centenas de quilômetros de rede para que tal interligação possa ocorrer, como acontece principalmente em circuitos radiais com características mais rural.

Conforme abordado na subseção 3.2, em países como o Brasil, a penetração da geração distribuída tem se intensificado nesses tipos de alimentadores e o ilhamento intencional dessas fontes conferir uma maior confiabilidade ao sistema e evitar prejuízos econômicos para as distribuidoras [80].

O ilhamento intencional de geradores é uma técnica utilizada em sistemas de geração distribuída de energia que permite a operação autônoma de um gerador ou conjunto de geradores em uma ilha elétrica separada da rede de distribuição principal. Essa técnica é aplicada para manter o fornecimento de energia elétrica em áreas isoladas ou em casos de falhas no sistema de distribuição principal. Durante o ilhamento, a energia elétrica gerada pelos geradores é consumida localmente, sem ser exportada para a rede principal, evitando riscos de segurança e operação. Quando a energia elétrica é normalizada no sistema principal, o ilhamento é encerrado e o gerador volta a operar em paralelo com a rede de distribuição. A figura 7 ilustra uma situação hipotética onde pode ocorrer a operação ilhada: após a abertura do Religador R a seccionadora telecontrolada S1 pode abrir de modo a isolar o defeito e formar uma ilha alimentada pela GD.

Figura 7: Arranjo de um sistema propício à operação ilhada



Fonte: Reprodução Própria

Para que a operação ilhada seja possível, o sistema elétrico deve possuir um certo grau de automação de modo que a qualidade do fornecimento de energia elétrica não seja prejudicada. Além disso, o sistema deve ter a capacidade de manter-se estável mediante as perturbações associadas a um ilhamento. A norma IEEE Std 1547.4 [81] define uma série de requisitos e questões que devem ser levadas em consideração no ilhamento intencional de geradores em qualquer parte do SEP:

- **Acordo Operativo:** Deve haver um acordo formal entre a distribuidora local e o responsável pelo gerador distribuído para atribuir e limitar as responsabilidades de cada uma das partes quando o gerador estiver conectado à rede ou ilhado;
- **Definição de Atribuições dos Recursos:** Os geradores dentro da potencial ilha

devem ser classificados entre participantes (fontes que estão sob controle do sistema de automação) e não participantes (demais fontes conectadas à ilha e que estão fora do controle do sistema);

- **Atendimento a requisitos de conexão:** A unidade geradora deve atender integralmente os requisitos técnicos pertinentes à conexão com o sistema elétrico como disposto na norma IEEE Std 1547 [82];
- **Atendimento a requisitos de qualidade:** Durante e após o ilhamento, os critérios de qualidade do fornecimento de energia elétrica deverão ser respeitados conforme o disposto na norma IEEE Std 1547;
- **Estudos Elétricos:** O ilhamento intencional deve ser precedido de estudos de fluxo de potência, estabilidade e coordenação da proteção de modo a assegurar a correta formação, mantimento e reconexão da ilha ao sistema principal;
- **Avaliação de Impactos:** os geradores não participantes não devem ter a sua operação interrompida e estudos de fluxo de potência e de estabilidade devem ser conduzidos de modo a avaliar o comprometimento da ilha devido à permanência de tais geradores;
- **Controle de Tensão e Frequência:** O gerador participante deve ser capaz de manter a tensão e frequência constantes levando em consideração às cargas e geradores não participantes que estejam conectados a ilhas. Além disso, os sistemas de proteção e controle devem ser capazes de alterar os parâmetros de controle de modo a permitir uma operação segura a depender do tipo (ilhada ou em paralelo com a rede principal).

No âmbito brasileiro, a ANEEL prevê, por meio do PRODIST, a operação ilhada e dá algumas diretrizes de suma importância para sua viabilização. No módulo 3 [83], que diz respeito ao acesso ao sistema de distribuição, é especificado que a decisão pela operação ilhada deve ser precedida por estudos que avaliem a qualidade da energia por ela gerada, o que pode ser verificado em diversos estudos, conforme revisão sistemática feita em por [84]. Além disso, é previsto que toda central geradora com capacidade instalada acima de 300 kW deve possuir sistemas de controle de tensão e frequência, e para centrais com potência inferior a 300 kW, tais sistemas devem ser instalados para que possam operar de forma ilhada.

Para a garantia da segurança, o módulo 3 ainda especifica que quando for permitida a operação ilhada de central geradora de energia, as normas de segurança devem conter

instruções específicas para esta situação e as condições devem ser estabelecidas no Acordo Operativo, o qual é um documento integrante ao Contrato de Conexão de Distribuição (CCD). O Acordo Operativo complementa as definições, atribuições, responsabilidades e procedimentos técnicos, operacionais e administrativos necessários ao relacionamento operacional entre as partes, levando em consideração as particularidades de cada ponto de conexão.

Já em seu módulo 4 [85], o PRODIST atribui à distribuidora o dever de desempenhar estudos e instruções operativas e de segurança específicos para a operação ilhada. Por outro lado, a central geradora deverá fornecer as informações necessárias para a elaboração dos estudos de regime permanente e dinâmico e, quando solicitado pela distribuidora, adequar os parâmetros dos sistemas de controle de forma a garantir o desempenho adequado do sistema. Sendo assim, com o objetivo de viabilizar o ilhamento, a distribuidora pode solicitar alteração dos parâmetros dos reguladores de tensão e velocidade, caso haja necessidade. Tal fato é de grande importância, pois permite que a distribuidora tenha liberdade de realizar alterações nos modos de controle das usinas de modo a possibilitar o ilhamento, o que poderia não ser possível inicialmente.

No caso dos sistemas elétricos onde não há viabilidade para implantação de esquemas de redundâncias, o aproveitamento da geração distribuída por meio do ilhamento intencional pode conferir uma maior confiabilidade ao sistema. Diversos trabalhos na literatura tratam a respeito do assunto e explorar tal prática pode evitar prejuízos financeiros devido à ENS e pagamento de compensações a clientes [86][13][87][80][88][89][90][91][92] [84].

# Capítulo 4

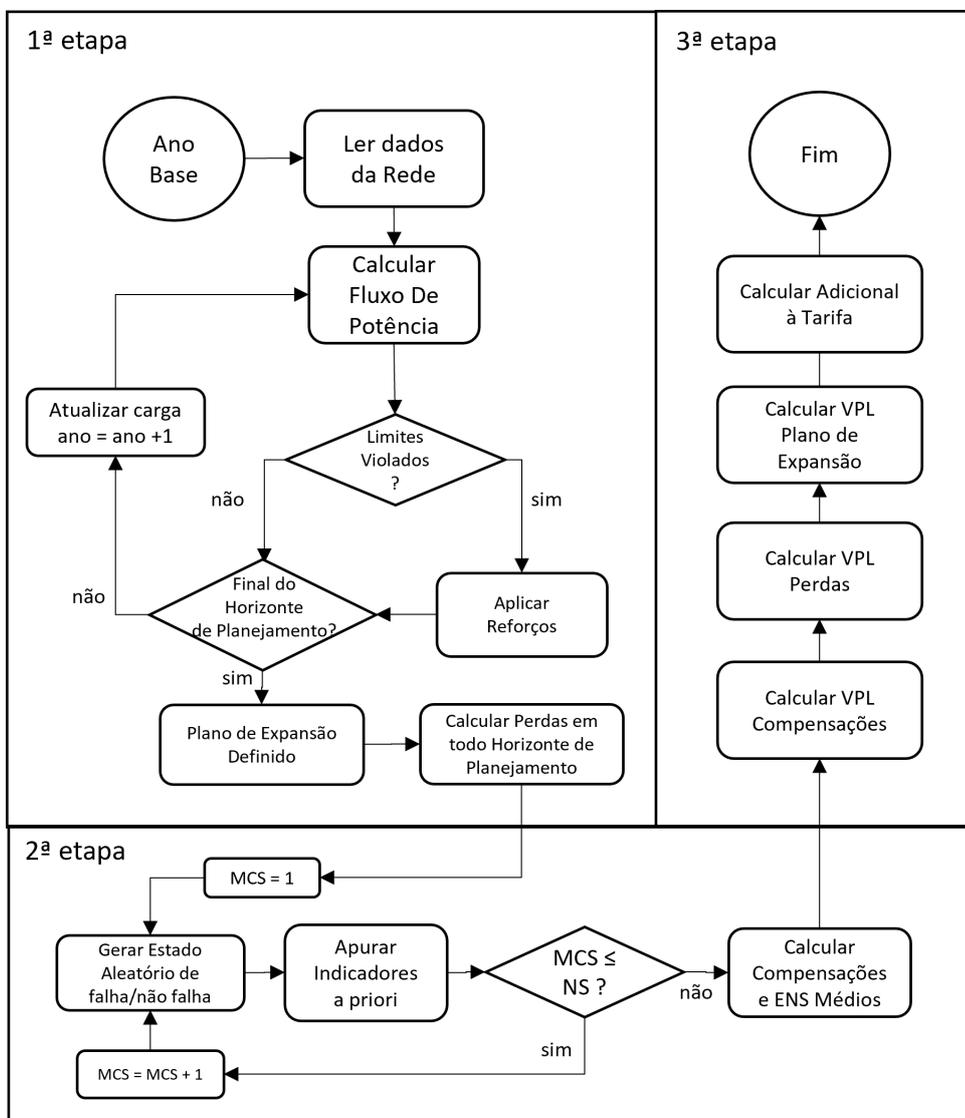
## Modelagem do Problema

Conforme discutido nos capítulos anteriores, o objetivo maior das entidades que investem em geração é a obtenção de lucro. Para que a distribuidora tenha êxito em estimular a conexão da GD em determinada área de seu interesse, uma tarifa diferenciada a ser negociada entre as partes precisa ser definida de modo que o empreendedor possa estudar a viabilidade técnico-econômica do investimento na área proposta. Desta forma, é necessário que a distribuidora realize estudos para estimar os potenciais benefícios associados a injeção de potência em determinada barra de seu sistema e então convertê-los em bonificação na tarifa de energia elétrica contratada. Sendo assim, este capítulo apresenta a metodologia proposta de como estimar tais potenciais benefícios e convertê-los em sua totalidade, ou não, em um adicional de tarifa a ser negociada entre as partes.

Conforme fluxograma da figura 8, a metodologia proposta neste trabalho é subdividida em três etapas. A primeira consiste em definir o plano de expansão e estimar as perdas técnicas dentro do horizonte de planejamento, considerando a previsão de aumento de carga, opções de investimentos disponíveis e nível de penetração. Na segunda etapa, os indicadores de confiabilidade e ENS são estimados *a priori* com base na taxa de falha dos equipamentos, localização do gerador, tipos de dispositivos de proteção e manobra, priorização de cargas e balanço entre potência gerada e demandada da rede. Para obtenção de valores médios é proposta a execução de  $Ns$  simulações de Monte Carlo, onde cada simulação é representada pelo índice MCS. Por fim, na etapa 3 é realizada um estudo para mensurar o benefício financeiro devido à conexão da GD e convertê-lo, em sua totalidade ou não, ao valor da energia comprada pela distribuidora da GD. É importante ressaltar que as duas primeiras etapas devem ser executadas duas vezes: supondo os cenários com e sem geração, de modo a viabilizar os cálculos da última etapa.

O propósito do algoritmo é permitir que a distribuidora conheça o potencial de atrair investimentos de cada trecho da sua rede, tendo como principais variáveis de entrada a localização da GD e potência injetada. Com base nos resultados obtidos, é possível propor um adicional na tarifa de energia elétrica a ser adquirida da GD. Dessa forma, a ausência de fatores como aproveitamento energético, logística favorável, incentivos governamentais podem ser compensados por meio de tal bonificação na tarifa. A distribuidora, por sua vez, consegue fazer uso desse mecanismo para mitigar problemas característicos da rede sob estudo. As subseções deste capítulo apresentam as premissas e os detalhes de cada etapa.

Figura 8: Fluxograma



Fonte: Reprodução Própria

## 4.1 Premissas para aplicação do algoritmo

Os tópicos a seguir apresentam as premissas e requisitos aplicáveis ao modelo proposto neste trabalho:

- **Injeção de Potência:** a potência injetada considerada neste estudo deve ser assegurada em contrato. Dessa forma, a necessidade de armazenamento e a capacidade total instalada dependem do tipo de fonte adotada e seu respectivo fator de capacidade.
- **Regulação Local:** os cálculos aplicados para estimar as compensações por violações dos indicadores de confiabilidade e critério para converter perdas técnicas em perdas financeiras consideraram as diretrizes da regulação brasileira. Entretanto, tais critérios podem ser ajustados à realidade de cada país.
- **Automação da Distribuição:** no que tange à operação ilhada, a rede de distribuição precisa dispor de nível adequado de automação que permita formar, manter e desfazer a ilha caso ocorra algum defeito (*self-healing*). O investimento da distribuidora deve considerar, portanto, dispositivos de proteção/ manobra e a uma infraestrutura de comunicação adequada de modo que o estado da rede seja conhecido, incluindo a existência de trecho defeituoso.
- **Automação da Geração:** O produtor de energia, por sua vez, deve garantir em seu investimento que suas unidades de geração tenham controles que permitam tanto o paralelismo com a distribuidora, quanto a operação ilhada. Entretanto, o despacho e alteração do modo de operação dos geradores está sob total do controle da distribuidora quando da formação de condição favorável à operação ilhada. Por fim, os demais requisitos e responsabilidades devem ser devidamente firmados em acordo operativo.

## 4.2 1ª Etapa - Plano de Expansão e Cálculo de Perdas

### 4.2.1 Algoritmo de Eliminação Sucessiva

A primeira etapa se inicia com o cálculo do custo de expansão  $Ce_a$  para cada ano  $a$  dentro do horizonte de planejamento, desconsiderando a presença de geração. Tal custo é dado pelo somatório de todos os  $N_u$  investimentos necessários para o ano corrente, representados como  $Ce_{up}$  na equação 4.1.

$$Ce_a = \sum_{up=1}^{N_u} Ce_{up} \quad (4.1)$$

Uma vez conhecidos os custos de cada ano do cenário sem geração, a variável  $Ce_a$  da equação 4.1 é então substituída por  $Ce_a^{DG}$  para obter-se os custos supondo o cenário com geração.

$$Ce_a^{DG} = \sum_{up=1}^{N_u} Ce_{up} \quad (4.2)$$

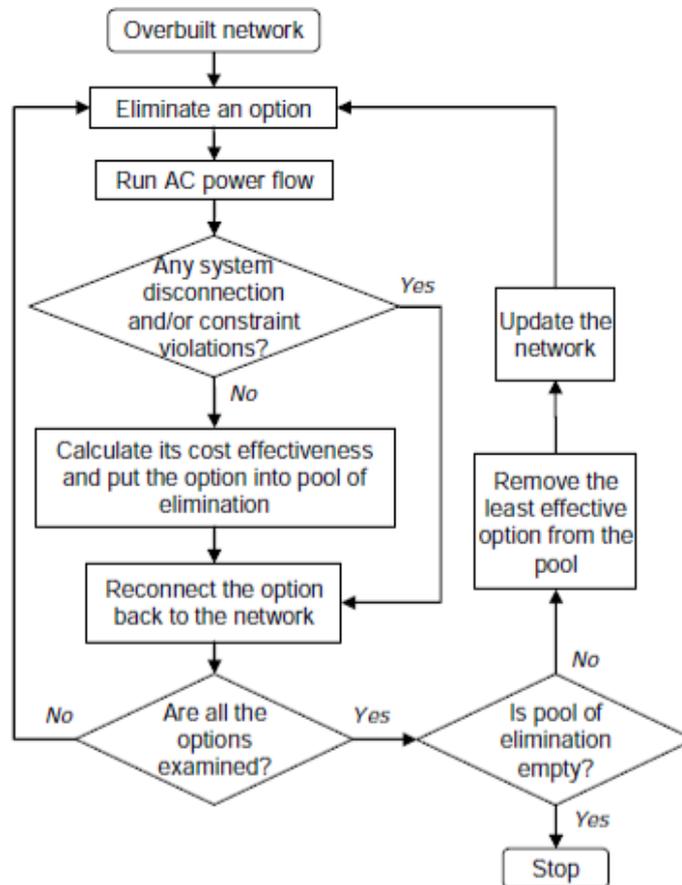
Em ambos os casos, os custos de expansão de cada ano são calculados através do algoritmo de eliminação sucessiva. O conceito fundamental desse algoritmo foi apresentado inicialmente por Brown et al. em [70] e conforme pode ser observado na figura 9 consiste em superdimensionar a rede elétrica considerando a carga no horizonte de planejamento. Esse superdimensionamento significa simular a implantação simultânea de todas as opções de investimentos comumente adotadas pelas distribuidoras na rede estudada, como duplicação de circuitos, recondutoramento, instalação de banco de capacitor, ampliação ou construção de nova subestação, etc. Uma vez aplicado o superdimensionamento, o fluxo de potência é executado supondo a eliminação de cada umas das opções  $j$  de investimento. Para os casos nos quais a eliminação da opção  $j$  de investimento não implicou em violação dos limites, o custo efetividade  $CE_j$  de tal opção é calculado com base em sua capacidade marginal conforme Equação 4.3, sendo  $Cost_j$  o custo de investimento da opção  $j$ ,  $P'_k$  a potência ativa que flui por todo o ramo  $k$  do sistema (exceto aquele associado a opção de investimento  $j$ ) após a eliminação da opção de investimento  $j$  e  $P_k$  a potência ativa que flui em todo ramo  $k$  considerando a implantação do investimento  $j$  na rede.

$$CE_j = \frac{\sum_{k \neq j} |P'_k - P_k|}{Cost_j} \quad (4.3)$$

Toda opção  $j$  cuja eliminação não implique em violação de limites é considerada não essencial para o ano corrente e é armazenada em uma lista de investimento não necessários chamada de *pool* de eliminação. Uma vez finalizado o *pool*, ou seja, avaliada a possibilidade de remoção de cada uma das opções, se inicia a eliminação sucessiva que dá nome ao algoritmo. Neste processo iterativo, a opção de investimento do *pool* com menor  $CE_j$  é descartada do algoritmo e o superdimensionamento da rede é feito novamente desconsiderando esta opção. Este processo é repetido até que o *pool* esteja vazio. Ou seja, quando a rede se tornar simples e conter somente os investimentos essenciais para

o ano corrente, e de modo que qualquer eliminação implique em violação dos limites de capacidade ou de tensão.

Figura 9: Algoritmo de Eliminação Sucessiva

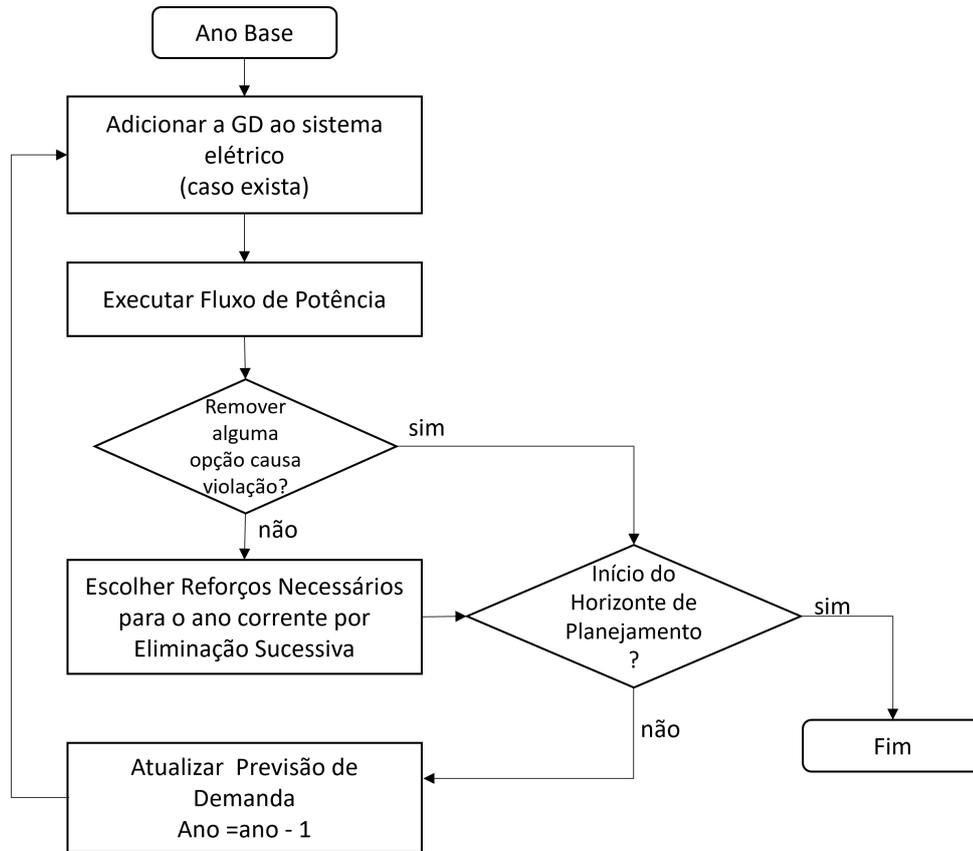


Fonte: [93]

A figura 10 apresenta o fluxograma para uma análise multiperíodo, ou seja, definindo os investimentos necessários ao longo de todo o horizonte de planejamento. Para isso, o algoritmo se inicia a partir do último ano de tal horizonte. Uma vez definidos todos os investimentos necessários para aquele ano através da eliminação sucessiva, o ano é atualizado para o valor de  $ano - 1$  e tanto a carga quanto a geração de todo o sistema também são atualizadas considerando o crescimento percentual previsto. Uma vez atualizados o ano, carga e geração, o algoritmo é executado novamente de modo que os investimentos sejam também definidos para o novo ano corrente. Este processo é repetido até que se chegue ao primeiro ano do horizonte de planejamento.

Após a execução multiperíodo desse método, é possível compor o plano de expansão da rede sob estudo, otimizando a alocação de recursos e respeitando os limites de capacidade e regulatórios. Técnicas de otimizações meta-heurísticas são capazes de produzir

Figura 10: Algoritmo de Eliminação Sucessiva Multiperíodo



Fonte: Adaptado de [93]

soluções melhores, entretanto o método de eliminação sucessiva foi escolhido para este trabalho por ser de fácil compreensão e possuir fácil implantação.

#### 4.2.2 Cálculo das Perdas técnicas

Na sequência, os resultados dos fluxos de potência obtidos no algoritmo de eliminação sucessiva em ambos os cenários são utilizados também para calcular as perdas técnicas do sistema em estudo. Conforme (4.4), as perdas são representadas por  $W_G$  e são dadas pela diferença entre a energia que entra em determinado trecho  $W_F$  e somatório do consumo  $W_k$  de todos os  $N_c$  clientes a ele conectado.

$$W_a^G = W_a^F - \sum_{k=1}^{N_c} W_a^k \quad (4.4)$$

Os custos anuais  $Cl_a$  e  $Cl_a^{DG}$  causados pelas perdas técnicas nos cenários sem e com geração, respectivamente, podem ser calculados com base no custo médio de compra de energia elétrica  $Cw_a$  de cada ano  $a$  e conforme as diretrizes da regulação local. No caso

da brasileira, tais prejuízos podem ser repassado parcialmente ao consumidor final através da tarifa de energia elétrica consolidada em ciclos de 4 ou 5 anos. Nesses mesmos ciclos, a ANEEL também define as metas  $M_L$  de perdas a serem respeitadas por cada distribuidora com base na energia injetada em seus respectivos sistemas [30]. Desta forma, somente perdas acima do limite preestabelecido  $W_L$  são de fatos computados como prejuízo financeiro:

$$W_a^G / (W_a^F - W_a^G) \leq M_L \rightarrow Cl_a = 0, \quad (4.5a)$$

$$W_a^G / (W_a^F - W_a^G) > M_L \rightarrow Cl_a = (W_a^G - W_L) \times Cw_a, \quad (4.5b)$$

Da mesma forma, para o caso com geração:

$$W_a^G / (W_a^F - W_a^G) \leq M_L \rightarrow Cl_a^{DG} = 0, \quad (4.6a)$$

$$W_a^G / (W_a^F - W_a^G) > M_L \rightarrow Cl_a^{DG} = (W_a^G - W_L) \times Cw_a, \quad (4.6b)$$

### 4.3 2ª Etapa - Estudo de confiabilidade

Nesta etapa, os indicadores de confiabilidade e as compensações são calculadas "a priori" com base no estado da rede (falhado ou não falhado). Este estado é definido aleatoriamente com base na probabilidade  $\rho_{AFk}$  de falha de cada ramo  $k$  do circuito, a qual é numericamente igual a taxa de falha  $\rho_k$  de tal ramo. Este método foi utilizado previamente por *Conti e Rizzo* em [91] e considera gerar um número aleatório  $x \in [0; 1]$ , de modo que:

$$0 \leq x < \rho_{AFk} \rightarrow \text{ramo } k \text{ em estado de falha}$$

$$\rho_{AFk} < x \leq 1 \rightarrow \text{ramo } k \text{ sem falha}$$

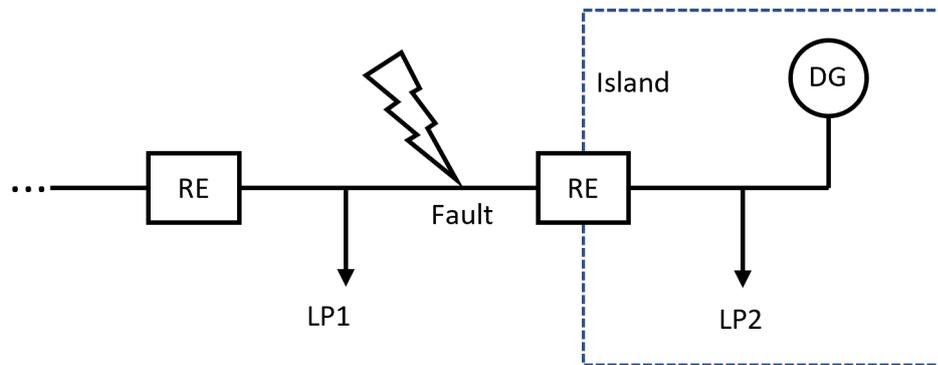
Desta forma, para cada ramo  $k$  gera-se um número aleatório  $x$  entre 0 e 1. Caso  $x$  seja maior que taxa de falha, o ramo não está falhado. Entretanto, caso o valor seja menor ou igual a taxa de falha, é assumido que houve um defeito no ramo  $k$ , e os dispositivos de proteção atuaram de modo a isolar tal defeito. Conseqüentemente, todos os clientes protegidos por este dispositivo de proteção sofrem interrupção no fornecimento de energia. Essa relação entre a falha de componente e clientes afetados pode ser estabelecida por meio da matriz afetação proposta inicialmente em [94].

Conforme exemplo ilustrado na Figura 11, a existência de uma geração distribuída pode diminuir a quantidade de clientes afetados pois abrindo ambos religadores, o defeito

é isolado e os clientes representados pela carga LP2 têm o suprimento de energia restabelecido, configurando uma situação de ilhamento. Entretanto, o balanço entre potência gerada  $P_g$  e somatório de todas as cargas ilhadas  $P_L$  deve ser avaliado conforme equação 4.7, a qual considera um percentual de 20% a mais de geração em relação a carga para comportar as perdas do sistema. Caso tal condição não seja atendida, um esquema de rejeição de carga deve ser aplicado de modo a realizar a desconexão de cargas de acordo com um nível de prioridade previamente definido. O fator de 1.2 pode ser ajustado para atender as condições e cada sistema.

$$P_g \geq 1.2 \times \sum P_L \quad (4.7)$$

Figura 11: Situação de Ilhamento



Fonte: Reprodução Própria

Uma vez conhecido o estado da rede e afetação de clientes. É possível realizar a apuração dos indicadores individuais. Conforme previsto no módulo 8 do PRODIST, a apuração é feita com base na duração e frequência das interrupções e deve atender as equações a seguir:

$$DIC = \sum_{i=1}^n t(i) \quad (4.8)$$

$$FIC = N \quad (4.9)$$

$$DMIC = t(i)_{max} \quad (4.10)$$

Sendo:

DIC = duração de interrupção individual por unidade consumidora;

FIC = frequência de interrupção individual por unidade consumidora;

DMIC = duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora;

i = índice de interrupções da unidade consumidora;

n = número de interrupções da unidade consumidora no período de apuração;

t(i) = tempo de duração da interrupção no período de apuração;

t(i)max = tempo da máxima duração de interrupção contínua (i) no período de apuração.

### 4.3.1 Cálculo das compensações pagas a clientes

A necessidade de pagamento de compensações aos clientes são avaliadas mensalmente e calculadas para conforme as Equações 4.11 a 4.13:

$$C_{DIC} = DIC_V \times \frac{VRC}{730} \times kei_1 \quad (4.11)$$

$$C_{DMIC} = DMIC_V \times \frac{VRC}{730} \times kei_1 \quad (4.12)$$

$$C_{FIC} = \frac{FIC_V}{FIC_p} \times DIC_p \times \frac{VRC}{730} \times kei_1 \quad (4.13)$$

Em que:

DIC<sub>v</sub> = duração de interrupção por unidade consumidora;

DIC<sub>p</sub> = limite de continuidade estabelecido no período considerado para o indicador de duração de interrupção por unidade consumidora;

DMIC<sub>v</sub> = duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora;

FIC<sub>v</sub> = frequência de interrupção por unidade consumidora;

FIC<sub>p</sub> = limite de continuidade estabelecido no período considerado para o indicador de frequência de interrupção por unidade consumidora;

VRC = Encargo de Conexão Parcela B, para unidades consumidoras pertencentes ao subgrupo A1; ou ao Encargo de Uso do Sistema de Distribuição correspondente à parcela TUSD Fio B, para as unidades consumidoras pertencentes aos demais subgrupos ou dos

pontos de conexão;

Kei1 = coeficiente de majoração cujo valor deve ser fixado em: 34, para unidade consumidora atendida em Baixa Tensão; 40, para unidade consumidora atendida em Média Tensão; e 108, para unidade consumidora atendida em Alta Tensão; e

Kei2 = coeficiente de majoração cujo valor deve ser fixado em: 14, para unidade consumidora ou ponto de conexão atendido em Baixa Tensão; e 20, para unidade consumidora ou ponto de conexão atendido em Média Tensão.

O módulo 8 do PRODIST prevê ainda que, das compensações individuais calculadas conforme Equações 4.11 a 4.13, somente a de maior valor monetária deve ser efetivamente paga aos clientes através da fatura de energia elétrica. Sendo assim, é possível estimar o custo total com indenizações  $Ci_m$  durante o mês  $m$  tendo em vista as metas estipuladas pelo agente regulador.

$$Ci_m = Max \{C_{DIC}, C_{FIC}, C_{DMIC}, C_{DICRI}\} \quad (4.14)$$

Da mesma forma, calcula-se para o cenário com geração:

$$Ci_m^{DG} = Max \{C_{DIC}^{DG}, C_{FIC}^{DG}, C_{DMIC}^{DG}, C_{DICRI}^{DG}\} \quad (4.15)$$

### 4.3.2 Cálculo do custo da Energia Não Suprida (ENS)

Além das compensações pagas aos clientes caso haja violação de indicadores, a distribuidora também deve arcar com o custo  $CENS_a$  associada a ENS, que representa o total de energia que deixa de ser faturada devido ao total das  $N_i$  interrupções ocorridas em determinado período. Conforme equação 4.16, a  $ENS$  do ano  $a$  é dada pelo somatório do produto entre a potência interrompida  $P_L$  e a duração  $t_i$  associados a cada interrupção  $i$ . Já o custo associado é dado pelo produto entre a  $ENS$  e custo médio de aquisição da energia  $Cw_a$  no ano em questão.

$$ENS_a = \sum_i^{N_i} P_L \times t_i \quad (4.16)$$

$$CENS_a = ENS_a \times Cw_a \quad (4.17)$$

Da mesma forma, para o cenário com geração:

$$ENS_a^{DG} = \sum_i^{Ni} P_L \times t_i \quad (4.18)$$

$$CENS_a^{DG} = ENS_a^{DG} \times Cw_a \quad (4.19)$$

Para finalizar esta etapa, o método de Monte Carlo é aplicado para obtenção de valores médios das compensações pagas e do custo da ENS obtidos através de  $N_s$  simulações. Desta forma,  $Cc_a^{DG}$  e  $Cc_a$  representam respectivamente os custos totais relacionado a confiabilidade no ano  $a$  para os cenários com e sem geração:

$$Cc_a^{DG} = \frac{1}{N_s} \times \left( \sum_{n=1}^{N_s} Ci_a^{DG(n)} + \sum_{n=1}^{N_s} CENS_a^{DG(n)} \right) \quad (4.20)$$

$$Cc_a = \frac{1}{N_s} \times \left( \sum_{n=1}^{N_s} Ci_a^{(n)} + \sum_{n=1}^{N_s} CENS_a^{(n)} \right) \quad (4.21)$$

Onde:

$N_s$  = Número de simulações;

$n$  = índice da simulação de Monte Carlo;

$Ci_a^n$  = Custo com indenização no ano  $a$  da simulação  $n$

$CENS_a^n$  = Custo da ENS no ano  $a$  da simulação  $n$

## 4.4 3ª Etapa - Análise Financeira

Na terceira etapa é feita a avaliação financeira da potencial economia que a GD pode promover nos quatro custos da distribuidora: expansão do sistema, perdas técnicas, compensações e ENS.

O potencial de redução nos gastos com perdas técnicas após a conexão da GD pode ser calculado pela diferença entre valor presente dos cenários com e sem geração, dentro de um determinado horizonte de estudo. A Equação 4.22 pode ser utilizada para cálculo desta economia, sendo as perdas financeiras anuais nos cenários com e sem geração dadas por  $Cl_a^{DG}$  e  $Cl_a$  respectivamente. A taxa de juros do mercado é dada por  $i$  e o número de

anos considerado no horizonte de planejamento é dado por  $t_h$ .

$$P_{losses} = \sum_{a=1}^{t_h} \frac{Cl_a}{(1+i)^a} - \sum_{a=1}^{t_h} \frac{Cl_a^{DG}}{(1+i)^a} \quad (4.22)$$

O benefício relacionado ao investimento adiado está atrelado a capacidade da GD gerar economia no plano de expansão do sistema da distribuidora, ou seja, mediante sua entrada em operação, o carregamento e/ou nível tensão na rede é alterado de forma a não necessitar de determinados investimentos conforme ocorreria no cenário sem a geração. Dessa forma, a diferença encontrada entre os valores presentes do plano de expansão nos cenários sem geração e com geração compõe a segunda parcela do benefício associada a GD.

Conforme Equação 4.23, o investimento adiado pode ser calculado através da diferença entre os valores presentes dos casos com e sem GD. No cenário sem geração, o custo total de expansão do ano  $a$  é dado por  $Ce_a$ . Já no cenário com geração é dado por  $Ce_a^{DG}$ .

$$P_{def} = \sum_{a=1}^{t_h} \frac{Ce_a}{(1+i)^a} - \sum_{a=1}^{t_h} \frac{Ce_a^{DG}}{(1+i)^a} \quad (4.23)$$

De maneira similar ao investimento adiado e perdas técnicas, a terceira parcela é referente a economia associada a confiabilidade nos cenários com geração e sem geração, tendo em vista a possibilidade de operação ilhada. Conforme Equação 4.24, o custo  $Cc_a$  é formado pela soma dos custo da ENS com custo associado às compensações paga aos clientes pela violação dos indicadores de continuidade no ano  $a$  no cenário sem geração. Já  $Cc_a^{DG}$  representa a soma de tais custos no cenário com geração.

$$P_{conf} = \sum_{a=1}^{t_h} \frac{Cc_a}{(1+i)^a} - \sum_{a=1}^{t_h} \frac{Cc_a^{DG}}{(1+i)^a} \quad (4.24)$$

Tendo sido calculado as três economias em potencial, a economia total pode ser calculada conforme equação 4.25

$$P_{total} = P_{losses} + P_{Def} + P_{conf} \quad (4.25)$$

Por fim, a economia total  $P_{total}$  pode ser repassada integralmente ou em partes para o investidor privado por meio da tarifa de energia elétrica firmada entre as partes.

# Capítulo 5

## Exemplo de aplicação

Para validar o seu funcionamento, o modelo proposto neste trabalho foi aplicado em uma rede de distribuição teste conhecida como RBTS Bus 2 [95], a qual se trata do sistema de distribuição modelado como a barra 2 do sistema de subtransmissão proposto por Roy Billinton disponível em [96]. Tal sistema foi concebido para execução de testes de confiabilidade e possui características radiais próximas à realidade. Conforme disponível nas seções subsequentes, variáveis como custos de expansão, crescimento de carga previsto, metas de perdas técnicas e de indicadores de continuidade foram adotadas com base em dados disponibilizados por uma distribuidora brasileira, utilizando o ano de 2022 como referência. Também serão apresentadas algumas adaptações realizadas no sistema devido indisponibilidade de dados.

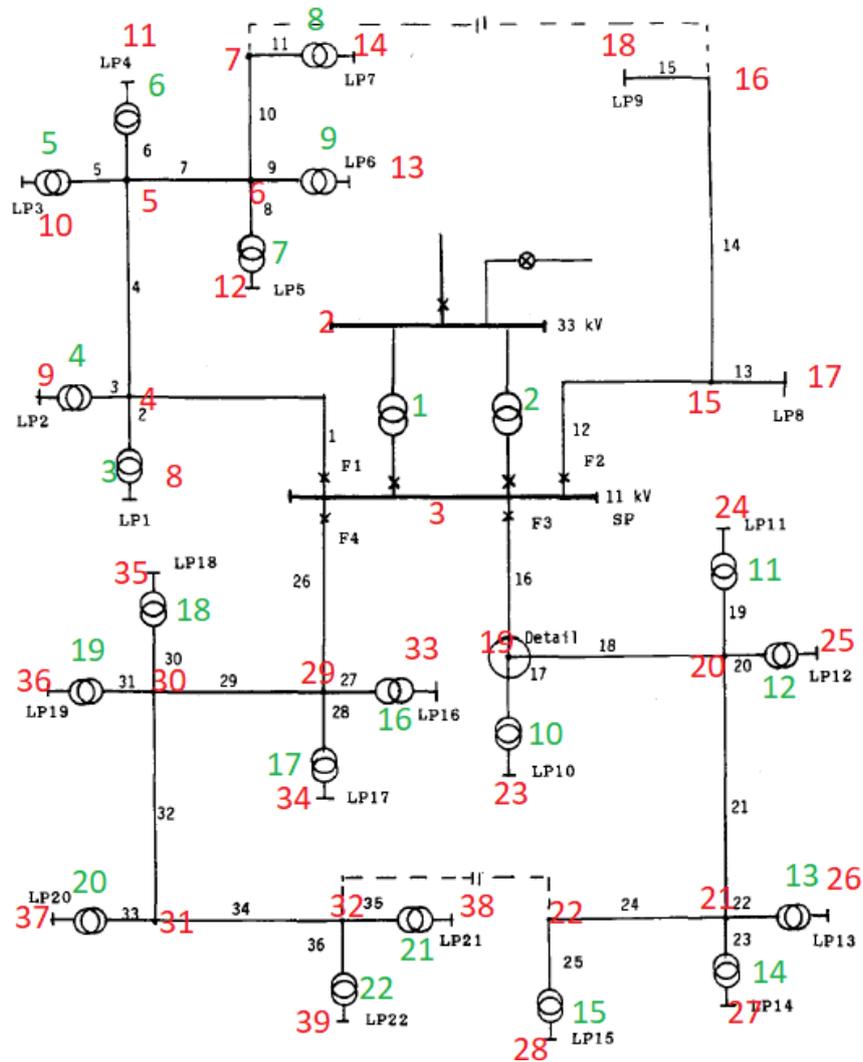
### 5.1 Roy Billinton Test System (RBTS)

Para avaliação das tensões nas barras e carregamento dos componentes da RBTS Bus 2, estudos de fluxo de potência considerando diversos cenários foram executados no Open Distribution System Simulator (OpenDSS). Para tal, as barras, linhas e transformadores foram numerados conforme figura 12. As características dos elementos e adaptações estão especificadas nas subseções a seguir

#### 5.1.1 Informações disponíveis

As informações sobre a RBTS disponíveis em [95] são restritas àquelas necessárias para estudos de confiabilidade:

Figura 12: RBTS Bus 2



Fonte: Adaptado de [95]

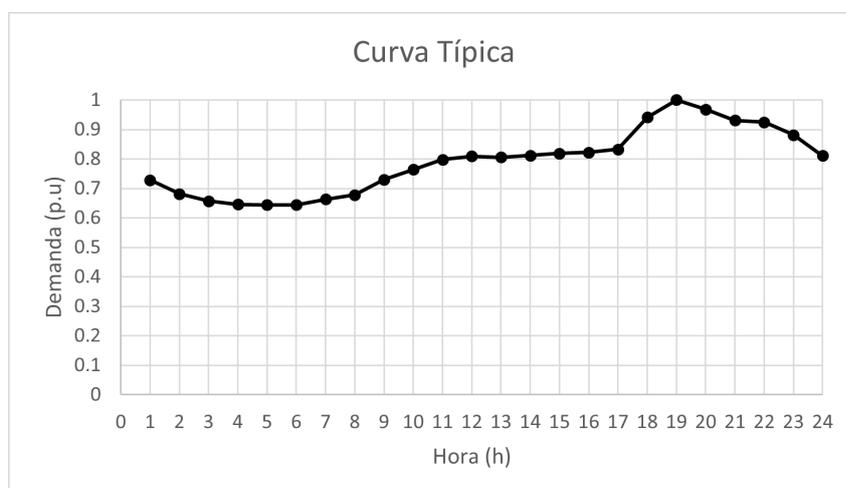
- **Cargas:** A potência de cada *Load Point* (LP), natureza da carga e número de clientes conectados foram adotados conforme os dados especificados em [95] e estão disponíveis na Tabela 7 do Apêndice A. Na tabela 7 também foi especificada a priorização das cargas adotada durante as situações de ilhamento.
- **Taxa de Falha:** Os dados relacionados a taxa de falha por quilômetro  $\lambda$ , comprimento de cada ramo do circuito, carga e tipo de cliente de cada LP podem ser encontrados na referência [95].

### 5.1.2 Adaptações relacionadas ao modelo de rede

Conforme informado na sessão anterior, alguns parâmetros da rede precisaram ser adaptados para criar um ponto de partida (ano zero) e possibilitar a realização do estudo. A capacidade e controle dos elementos da rede foram dimensionados e ajustados para comportar a potência real das cargas e gerar um cenário inicial no qual não houvesse violações nos níveis de tensão, mesmos em cenários de carga alta. Uma vez dimensionada para o ano 0, a rede foi submetida ao crescimento de carga segundo a previsão informada pela distribuidora referência. Dessa forma, foi possível avaliar as criticidades que surgiriam ao longo do horizonte de planejamento nos cenários com e sem a presença da geração distribuída. As principais características e informações adicionais relacionadas as adaptações da rede estão elencadas a seguir:

- **Caracterização da Carga:** Nas simulações no OpenDSS adotou-se o modelo de potência constante, tanto para a ativa quanto para a reativa. Quanto ao fator de potência, foi adotado o valor de 0,92 indutivo, que é o limite inferior previsto na regulação brasileira. A variação da carga ao longo do dia é fundamental para a execução de estudos elétricos, principalmente no que tange às perdas técnicas. Desta forma, foi adotada a curva típica conforme Figura 13 para as cargas como um todo, a qual representa medições reais de uma subestação com característica predominante rural, ou seja, com longos alimentadores radiais porém com alta perspectiva de crescimento de carga.

Figura 13: Load Shape Adotado



Fonte: Reprodução própria

- **Condutores:** Foram considerados cabos de alumínio do tipo *Aluminum Conductor*

*Steel Reinforced* (ACSR), que são amplamente utilizados em linhas de transmissão e distribuição devido à sua alta resistência e baixo peso. Conforme Tabela 8, a bitola adotada para cada trecho da rede foi dimensionada com base na carga requisitada no trecho e no atendimento aos limites de tensão nas barras no ano 0. As principais características dos cabos utilizados foram retiradas da biblioteca do OpenDSS e estão especificados na Tabela 9;

- **Transformadores Subestação:** Os transformadores considerados foram do tipo *On Load Tap Changer* (OLTC). Como esse tipo de transformador pressupõe adoção de controle de tensão, foi adotado controle do tipo barra remota (barra 39). Desta forma, a medida que a carga varia ao longo do dia, o controle atua variando o tap do transformador de modo que a tensão na barra remota esteja dentro dos limites de banda. O parâmetro  $V_{reg}$  foi ajustado com bases nos diversos cenários de cargas de modo a não violar os limites inferiores ou superiores tanto na barra remota quanto nas proximidades do equipamento. A potência foi definida com base na carga do ano 0. As demais características dos transformadores estão especificadas na Tabela 10
- **Banco de Capacitores:** Um alto fluxo de potência reativa no sistema pode impactar de forma negativa nas perdas e nível de tensão. O fornecimento local de potência reativa é uma estratégia amplamente utilizada por distribuidoras de energia elétrica para reduzir as quedas de tensão de tensão no sistema. Devido a existência de uma linha de distribuição com tensão contendo características propícias à queda tensão (tensão nominal relativamente baixa e longa extensão) foi considerada a existência de suporte de reativos por meio de dois bancos de 4800 kVAR injetados direto na barra de 13,8 kV da subestação. Esta potência nominal foi definida com base nas soluções disponíveis no mercado [97] e critérios de projetos utilizado pela distribuidora em questão.
- **Confiabilidade:** Com o objetivo de ilustrar casos nos quais a operação ilhada representa uma opção factível, como nos casos de sistemas radiais, as duas chaves normalmente abertas de interligação dos alimentadores foram desprezadas. Também foi considerado que o suprimento principal da subestação é feito por meio de um circuito único e radial com 20 km de extensão.
- **Padrão Construtivo:** As tensões utilizadas na RBTS, 11 e 33 kV, foram ajustadas para 13,8 e 34,5 kV respectivamente, esta medida foi tomada para que os níveis de tensão coincidam com o padrão de fornecimento adotado pela grande maioria das distribuidoras brasileiras. As figuras 14 e 15 apresentam o padrão de montagem

recomendado pela norma brasileira ABNT NBR 15688 [98], a qual especifica as estruturas padrões de rede aérea utilizando cabos nus. Foi considerado tal padrão e um fornecimento a 4 fios, sendo 3 fases e um neutro contínuo que se estende por todo o circuito. No caso do circuito de 13,8 kV, as fases foram modeladas à uma distância de 9 metros do solo e neutro à uma distância de 7 metros. Já no caso do circuito de 34,5 kV, as duas fases nos extremos da cruzeta foram modeladas à uma distância 10 metros, a fase interna à 10,3 metros e o neutro à 8 metros do nível do solo.

Embora a tensão 138 kV não seja aplicável ao modelo inicial da RBTS, a ampliação para este nível tensão representa uma opção de investimento factível para a distribuidora considerar em seu plano de expansão. Desta forma, foi considerada uma montagem típica de torres autoportante conforme Figura 16, disponível em [99].

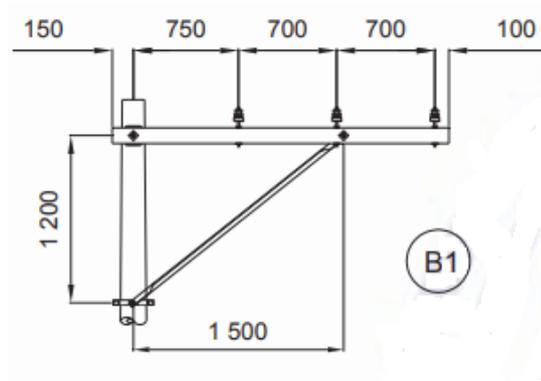
- **Dispositivos de Proteção e manobra:** Para proteção da linha tronco de cada alimentador, considerou-se a utilização de dois religadores automático, um instalado na cabeceira do circuito (saídas da subestação) e outro instalado na metade geográfica da linha tronco de modo a diminuir a afetação quando da ocorrência de um defeito mais à jusante. A proteção da linha de distribuição que atende a subestação e dos transformadores da subestação foi realizada através de disjuntores.

No que tange a possibilidade de investimento no sistema e permitir manobras que viabilizassem a operação ilhada, considerou-se a possibilidade de utilizar a proteção lateral através dispositivos de manobra comandados remotamente, os quais podem trabalhar em conjunto com os religadores automáticos, como um seccionizador, ou operar remotamente mediante a comandos enviados pelo centro de operação do sistema.

## 5.2 Premissas de Estudo

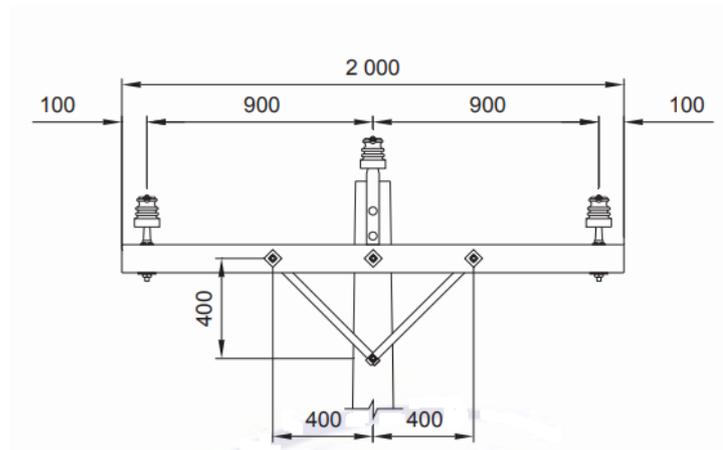
O estudo de expansão do sistema elétrico considerou um horizonte de planejamento de 10 anos, com necessidade imediata de reforços, simulando situação crítica de um trecho rural observada na rede de uma distribuidora da região Sudeste do Brasil. Desta forma, partiu-se da premissa que os transformadores OLTC operando em seu tap máximo no período de carga máxima, já os cabos foram dimensionados de forma a comportar o tal carregamento sem violar os limites inferiores de tensão no ano 0.

Figura 14: Estrutura tipo B1 rede 13,8 kV



Fonte: NBR 15688 [98]

Figura 15: Estrutura tipo T1 rede 34,5 kV

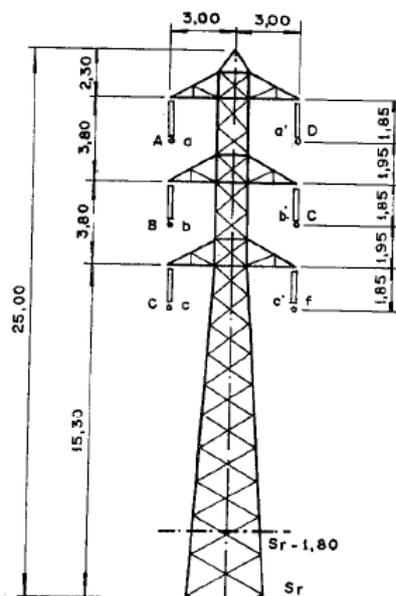


Fonte: NBR 15688 [98]

No que tange ao estudo de confiabilidade e operação ilhada, adotou-se as regras e diretrizes brasileiras para estimar as compensações por violação dos limites pré-estabelecidos. Os valores apurados foram comparados às metas de clientes conectados à uma subestação real com características de carga e topologia semelhantes. O critério de convergência adotado nas simulações de Monte Carlo para cálculo das compensações considerou um erro 1% entre a média da simulação corrente e a simulação anterior.

Nas tabelas 2 e 3 podem ser verificados os principais dados utilizados nas simulações. A taxa de crescimento anual de carga, custos de expansão e metas de indicadores e perdas técnicas foram obtidos de uma distribuidoras brasileira.

Figura 16: Silhueta Linha 138 kV



Fonte: [99]

Tabela 2: Parâmetros Adotados

Descrição do Parâmetro	Valor
Taxa de crescimento de carga (%)	2,5
Taxa de juros anual (%)	8,00
Meta DIC - Residencial / Comercial (horas)	7
Meta DIC - Industrial (horas)	5
Meta FIC (número de ocorrências)	4
Meta DMIC (horas)	5
Custo médio de Aquisição (R\$/MWh)	21,83
Meta de Perdas Técnicas (%)	9,1

Fonte: Reprodução própria

### 5.3 Casos Estudados

Para verificar o método proposto neste trabalho, além do cenário sem geração, foram estudados nove cenários diferentes conforme Tabela 4 nos quais variou-se a potência de modo que o nível mais alto de injeção foi definido para suprir, inclusive no ano último ano do horizonte de estudo, as necessidades dos alimentadores em caso de falha na subestação ou na linha que os atende. A partir daí, foram traçados 2 níveis inferiores de injeção supondo uma escala linear de decréscimo. No que tange à localização, foram definidos 3 níveis de distância do ponto de conexão GD em relação da Subestação, conforme especificado na Tabela 5. Tais variações foram propostas para avaliar quais são os impactos surtidos nos três pilares de custos através dos quais o adicional na tarifa é calculado: perdas, plano de

Tabela 3: Custos de Expansão

Descrição	Custo (kR\$)	Código
Recondutoramento circuito 13.8kV	200/km	RC
Construção de linha 138kV	2150/km	NL
Ampliação de Subestação para 138kV (2 transformadores)	4500k	NS
Instalação de Chave Telecontrada	50	CT

Fonte: Reprodução própria

Tabela 4: Cenários - Injeção

Cenário	Penetração em relação ao ano 10		Potência Injetada Individual (MW)			
	Nível	Relação Geração/Carga (%)	G1	G2	G3	G4
C1	Baixo	40	3	2	3	3
C2						
C3						
C4	Médio	79	6	4	6	6
C5						
C6						
C7	Alto	126	10	6	9	10
C8						
C9						

Fonte: Reprodução própria

investimentos e confiabilidade.

## 5.4 Resultados e discussão

Para obtenção de resultados, o algoritmo da Figura 8 foi modelado na forma de um programa computacional em *Visual Basic For Applications* (VBA), o qual utilizou a interface COM do OpenDSS para controle e alteração do mesmo.

### 5.4.1 1ª Etapa - Plano de Expansão

Os investimentos necessários para cada ano foram obtidos através do algoritmo de eliminação sucessiva e o custo associados foram obtidos conforme parâmetros da Tabela 3. O plano de expansão obtido após aplicação do algoritmo foi registrado na Tabela 6. De acordo com os resultados obtidos é possível verificar a necessidade imediata de investimentos estruturais do cenário sem geração (aumento da capacidade da SE e da linha),

Tabela 5: Cenários - Localização

Cenário	Posição	Barra de Conexão			
		G1	G2	G3	G4
C1	Início	B09	B17	B23	B33
C2	Meio	B10	B16	B25	B36
C3	Fim	B14	B18	B28	B38
C4	Início	B09	B17	B23	B33
C5	Meio	B10	B16	B25	B36
C6	Fim	B14	B18	B28	B38
C7	Início	B09	B17	B23	B33
C8	Meio	B10	B16	B25	B36
C9	Fim	B14	B18	B28	B38

Fonte: Reprodução própria

Tabela 6: Plano de Investimentos

Ano	C0	C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7	C8	C9
1	NS NL	CT RC	CT	CT	CT RC	CT RC	CT	CT RC	CT RC	CT RC
2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5	-	NS NL	NS NL	-	-	-	-	-	-	-
6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7	-	-	-	NS NL	-	-	-	-	-	-
8	-	-	-	-	-	-	RC	-	-	-
9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
10	-	-	-	-	-	-	RC	-	-	-

Fonte: Reprodução própria

e tal necessidade é ligeiramente postergada já em um nível baixo de injeção. Já e nos cenários com geração média ou alta, a GD foi capaz de postergar os investimentos com nova subestação e linha para além do horizonte de planejamento. Entretanto, é válido ressaltar que em todos os cenários com presença de geração, foi necessária a implantação do sistema de automação já no primeiro ano de modo a viabilizar a possibilidade operação ilhada. Além disso, é possível verificar que na maioria dos cenários foi necessária a realização de investimentos em reconduzimentos para comportar a corrente da GD, conforme pode ocorrer em muitos casos reais.

### 5.4.2 1ª Etapa - Avaliação das perdas técnicas

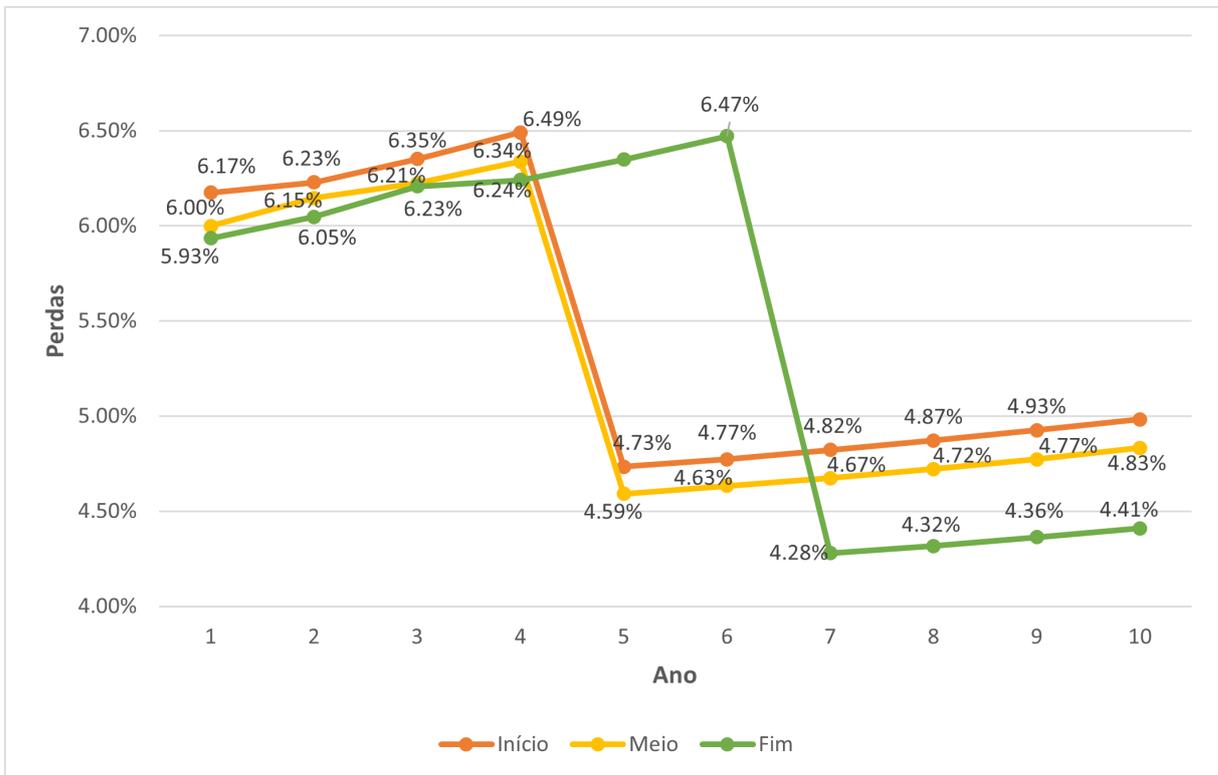
As perdas técnicas foram registradas através do modo *daily* do OpenDSS, o qual realiza simulações do tipo pseudodinâmicas, ou seja, os cálculos de rede são realizados nos diversos pontos de operação do dia, dando uma característica temporal às simulações. Para tal, as perdas dos circuitos de alta e média tensão foram computadas no objeto *meter*, esta funcionalidade é capaz de registrar diversas grandezas, inclusive as perdas técnicas considerando as variações de carga, controle de tensão e nível de penetração da GD ao longo do dia, além do crescimento percentual da carga ao longo dos anos. Sendo assim, os valores obtidos nas simulações diárias foram anualizados considerando a carga e reforços aplicados ao sistema do ano corrente. No caso das perdas no sistema de baixa tensão, considerou-se valores médios históricos de uma distribuidora devido à ausência de informações em [95] e complexidade na modelagem deste tipo de sistema.

Os percentuais de perdas técnicas obtidos nos cenários de geração baixa, média e alta foram registrados nos gráficos das figuras 17, 18 e 19. Conforme pode-se observar em tais figuras, nos cenários com geração média e alta, a GD foi responsável pela intensificação nos níveis de perdas e tal comportamento foi agravado a medida que a geração se afastava da subestação. Este fenômeno ocorreu devido dissipação de energia nos condutores causada pela alta injeção de potência. Entretanto, tal efeito passou a ser mitigado com os anos mediante ao crescimento da carga e conseqüente redução do fluxo de potência para fora da rede estudada. Já nos cenários com geração baixa, as perdas apresentaram um comportamento de crescimento ao longo dos anos e sofreram reduções significativas devido aos investimentos estruturais necessários para mantimento dos limites operacionais e regulatórios.

### 5.4.3 2ª Etapa - Avaliação relacionadas à confiabilidade

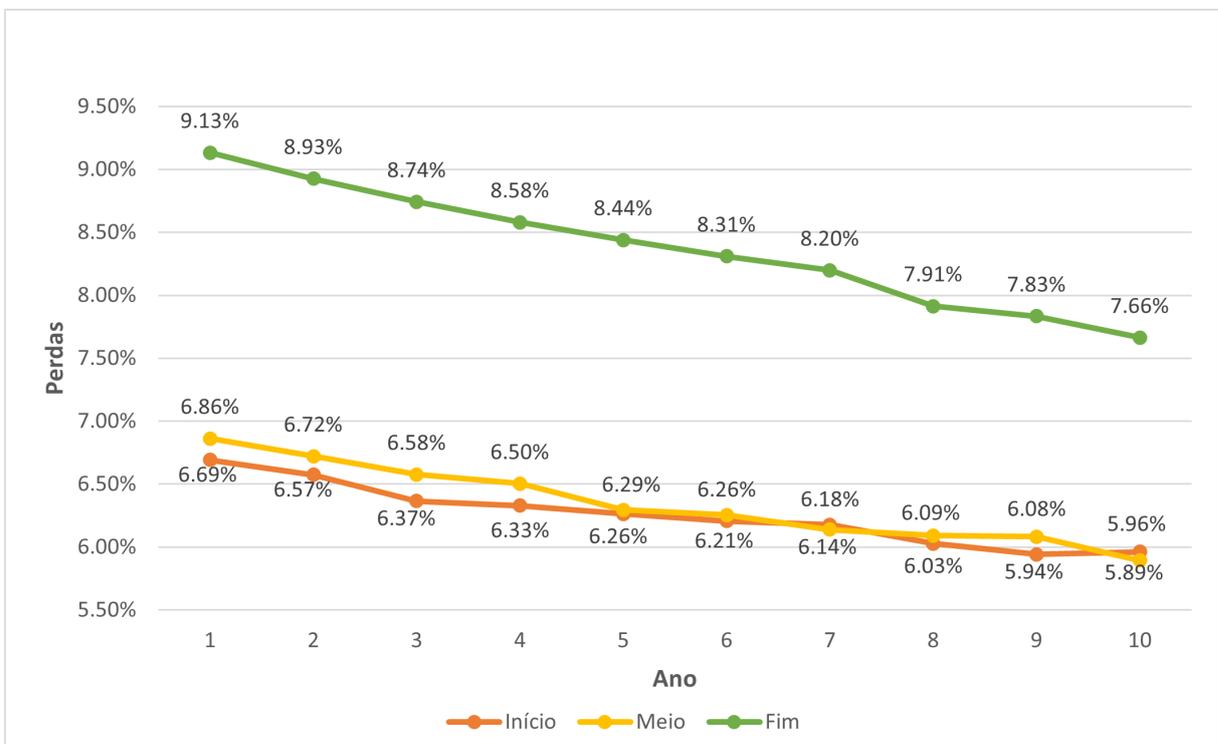
Conforme figuras 20 e 21, a possibilidade de operação ilhada pode causar impactos significativos no DEC e FEC do sistema. As maiores reduções foram verificadas em níveis maiores de injeção. Isto se justifica devido ao fato de que quanto maior a capacidade da geração, ilha maiores podem ser formadas quando da ocorrência de defeitos. Desta forma, a localização da geração não gerou impactos significativos. De acordo com a figura 22, o mesmo comportamento pode ser percebido no comportamento da ENS, porém com uma ligeira diminuição desta grandeza nos casos em que a GD é conectada em pontos mais distantes da subestação

Figura 17: Perdas Geração Baixa



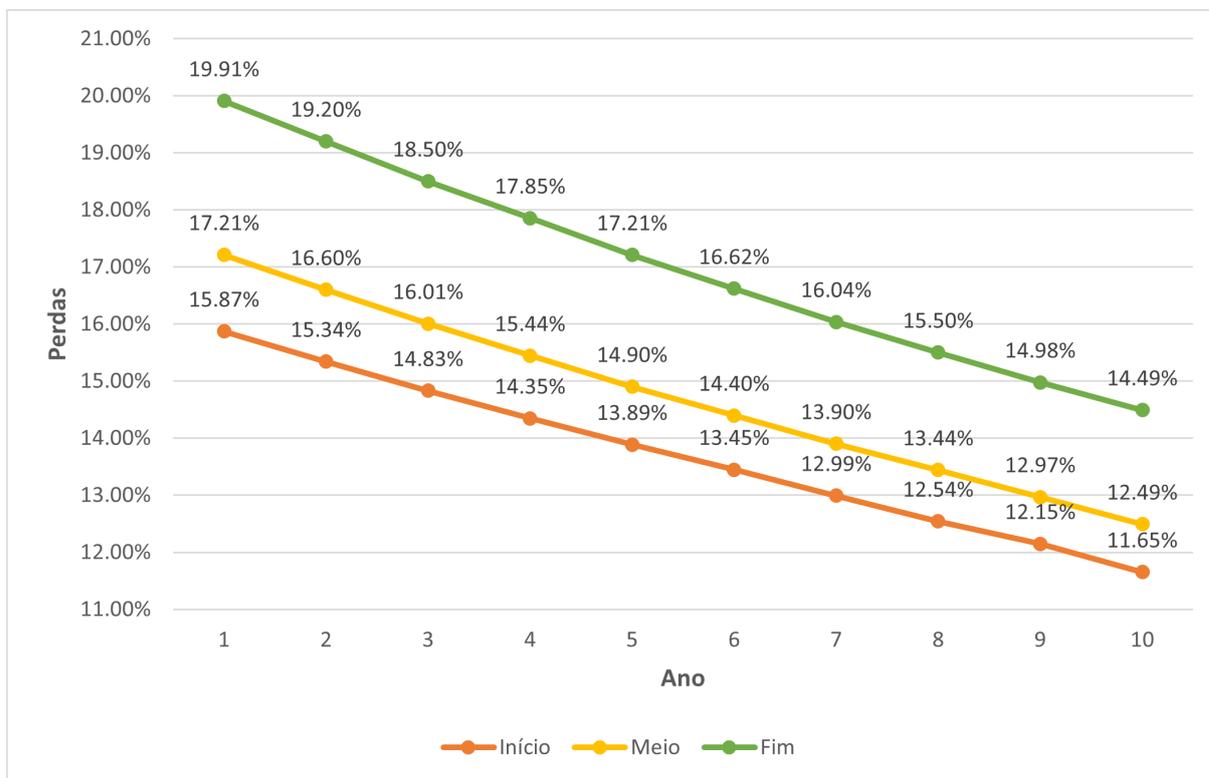
Fonte: Reprodução própria

Figura 18: Perdas Geração Média



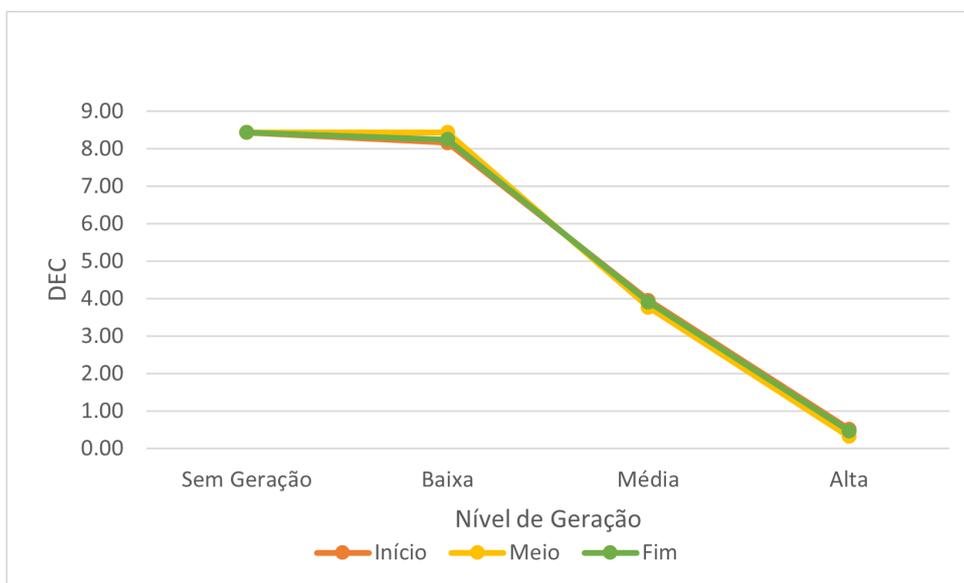
Fonte: Reprodução própria

Figura 19: Perdas Geração Alta



Fonte: Reprodução própria

Figura 20: DEC Subestação

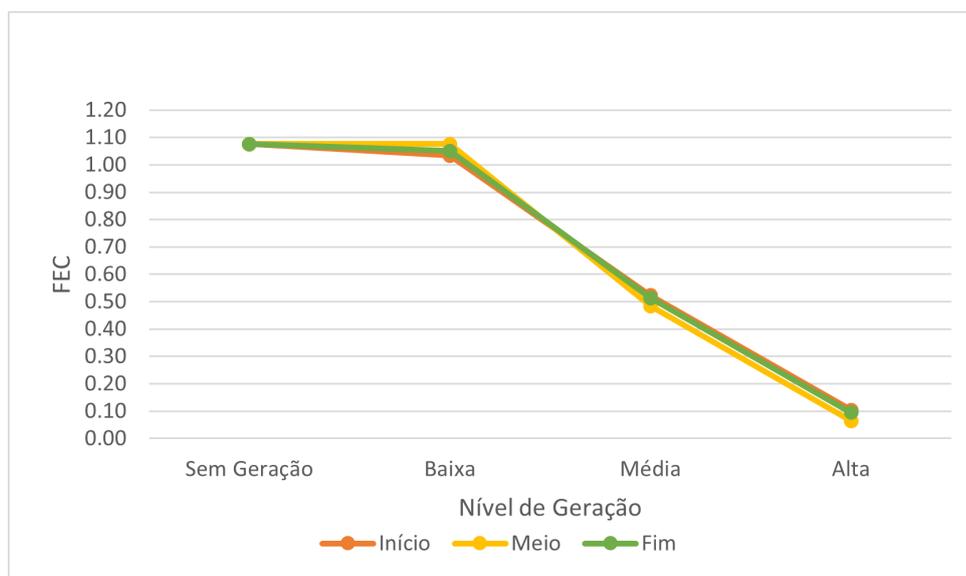


Fonte: Reprodução própria

### 5.4.4 3ª Etapa - Análise Financeira

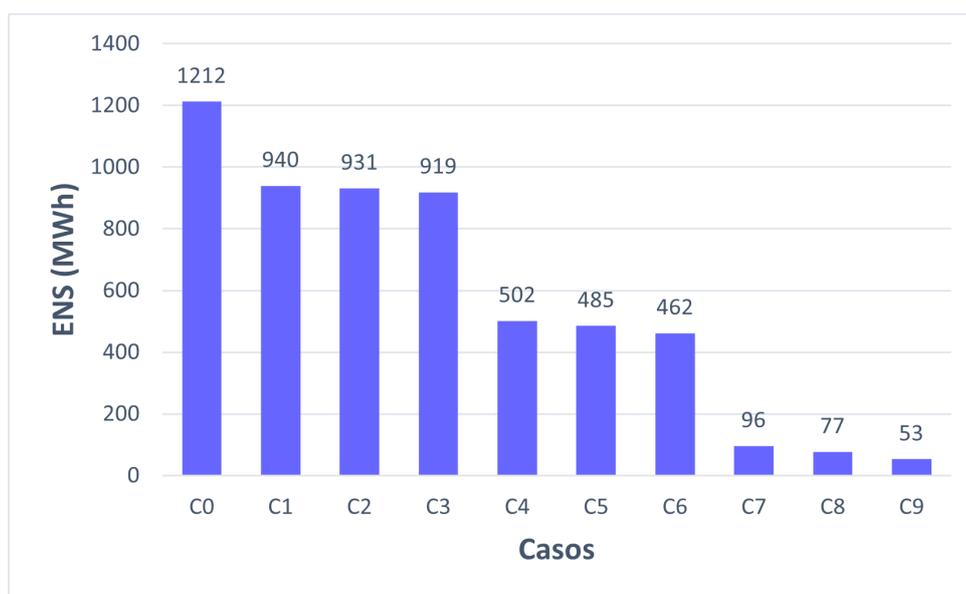
As economias associadas aos custos de expansão, perdas técnicas e confiabilidade ao longo do horizonte de planejamento foram trazidos para valor presente e gerou-se os gráficos das

Figura 21: FEC Subestação



Fonte: Reprodução própria

Figura 22: Energia não suprida

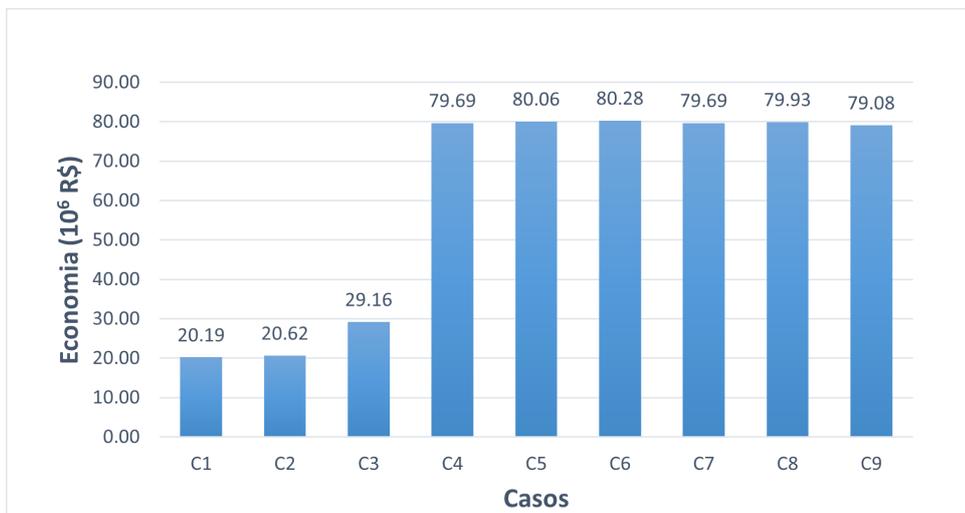


Fonte: Reprodução própria

figuras 23 a 26. Como era de se esperar, as economias geradas no plano de expansão e confiabilidade foram aderentes aos resultados obtidos nas etapas anteriores. Porém, vale ressaltar que as perdas técnicas nos cenários de baixa injeção foram mantidas bem abaixo da meta regulatória de 9,1%, fazendo com que não houvesse prejuízo financeiro para a distribuidora. Já no caso de injeção média, embora tenha ocorrido um aumento em relação ao caso de baixa injeção, os prejuízos também não foram sentidos pela distribuidora devido ao atendimento da meta em praticamente em todos os anos, com exceção do primeiro ano

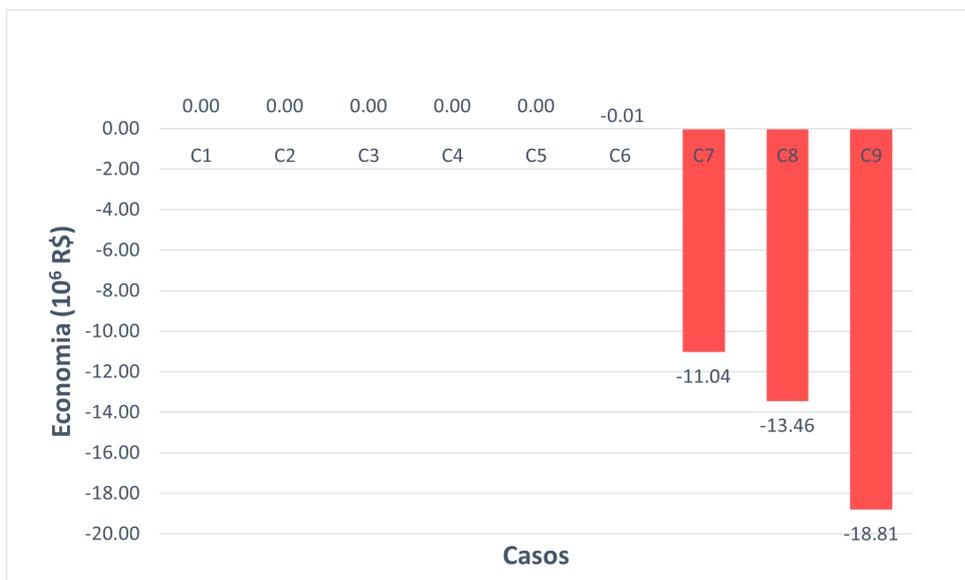
do cenário 6.

Figura 23: Custo de Expansão



Fonte: Reprodução própria

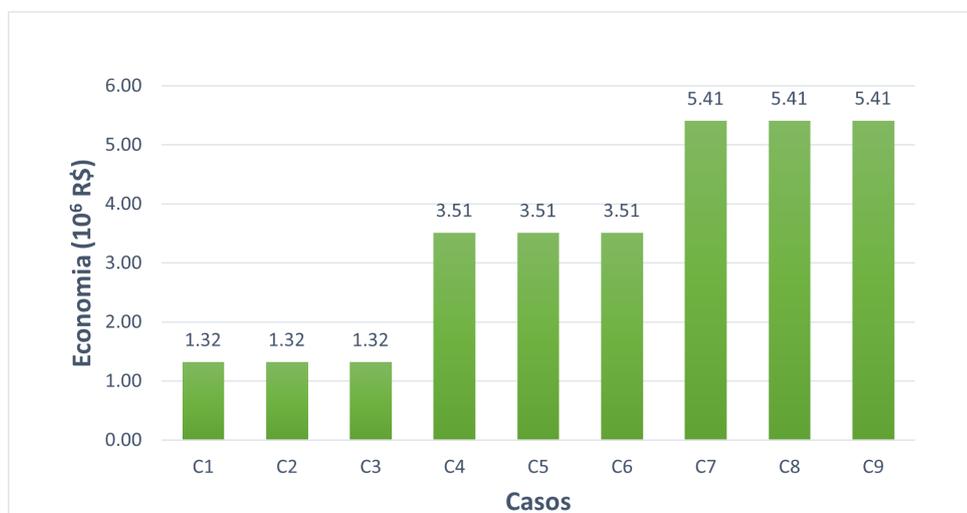
Figura 24: Economia com Perdas Técnicas



Fonte: Reprodução própria

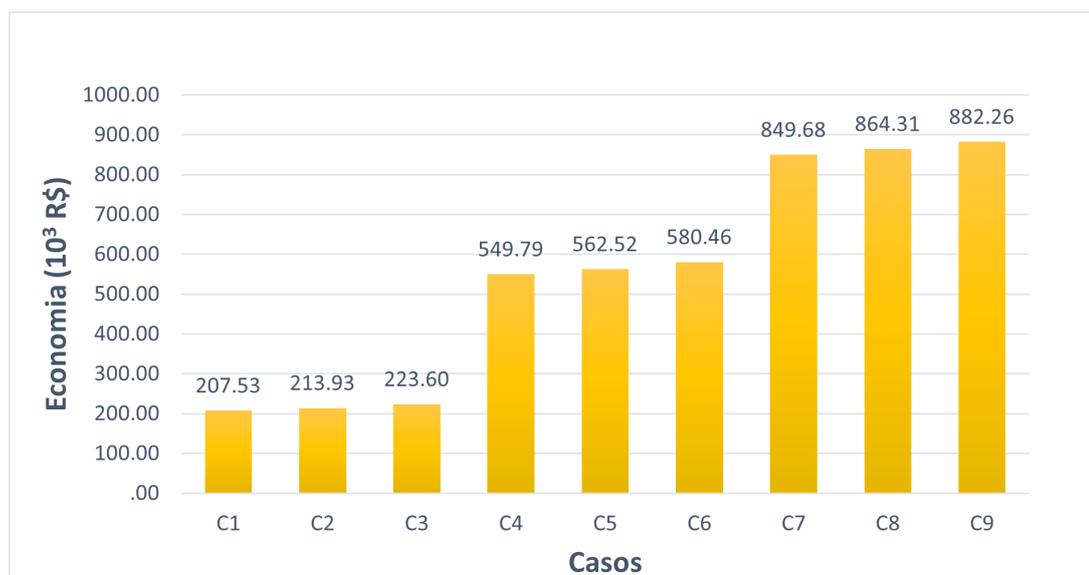
De posse de tais valores, foi possível realizar a superposição dos valores presentes das economias obtidas em cada quesito de todos os casos estudados, conforme ilustrado na figura 27. Com base em tais resultados, é possível concluir que para a rede estudada, o adiamento nos investimentos é o benefício que possui o maior potencial de atrair investimentos. Isto se deve ao fato de que já no caso base, a rede operava próximo ao seu limite operacional e carecia de reforços estruturais para reverter tal situação. Também é possível observar que os investimentos foram cada vez mais postergados à medida que a injeção de

Figura 25: Economia com Compensações



Fonte: Reprodução própria

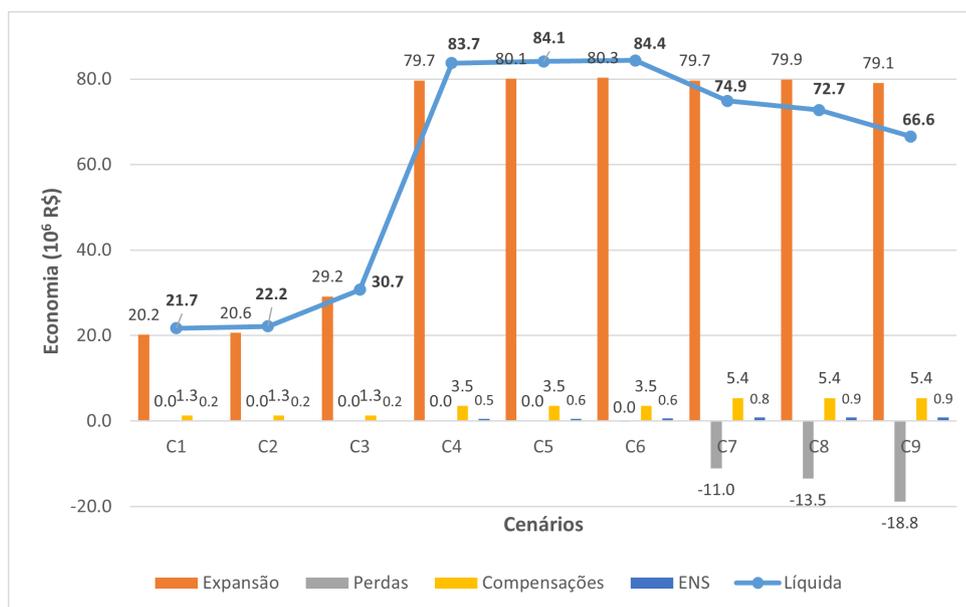
Figura 26: Economia com Energia Não Suprida



Fonte: Reprodução própria

potência aumentava. Da mesma forma, os efeitos no quesito confiabilidade também foram proporcionais ao nível de injeção. Entretanto, um efeito contrário foi percebido no quesito de perdas técnicas, uma vez que nos cenários de alta injeção, prejuízos financeiros foram computados para a distribuidora. Contudo, uma avaliação pautada nos três pilares foi de suma importância pois, embora o quesito adiamento de investimentos possuísse mais relevância, economias significativas foram geradas no quesito confiabilidade e prejuízos foram percebidos no que tange a perdas técnicas. Desta forma, elevadas injeções não significam necessariamente maior benefício financeiro.

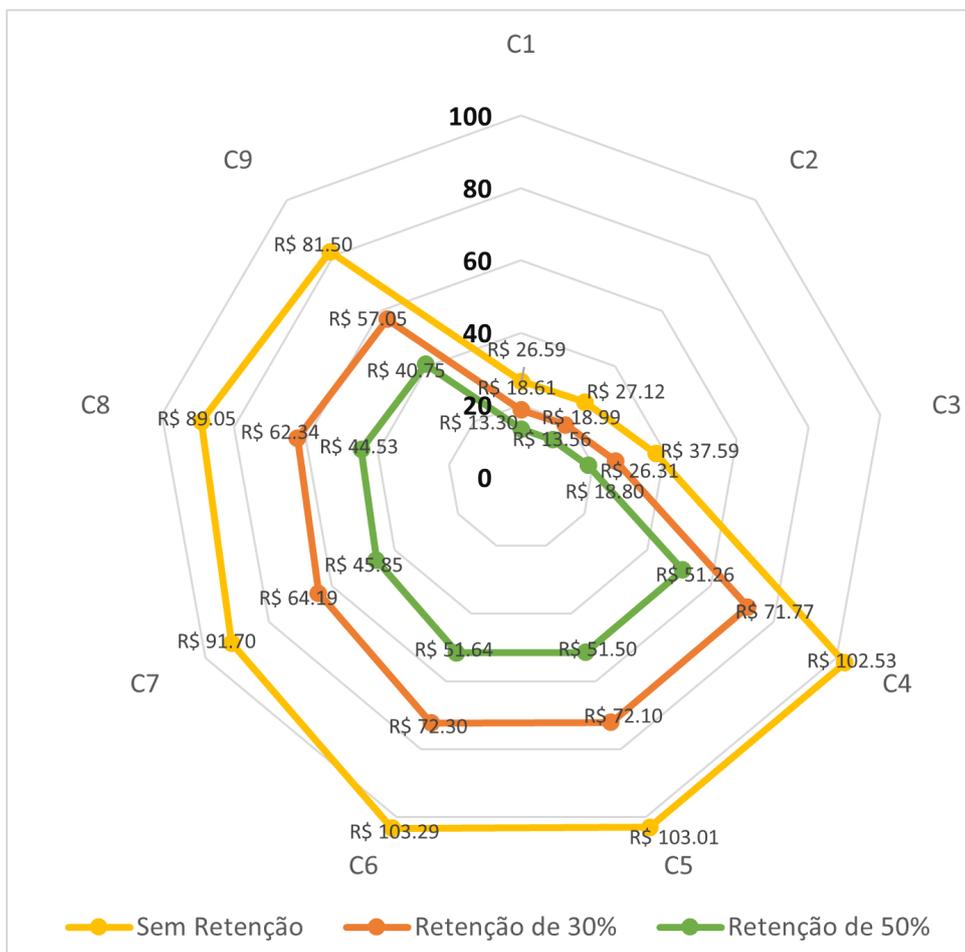
Figura 27: Economia Total



Fonte: Reprodução própria

Por fim, a partir da economia líquida é possível projetar, conforme Figura 28, o adicional a ser considerado na tarifa de energia a ser contratada do investidor privado para atendimento à rede estudo, supondo diferentes percentuais de retenção da economia por parte da distribuidora. Contudo, em análise inicial é possível concluir que o cenário de injeção média e conexões realizadas no fim dos alimentadores pode gerar o maior benefício tanto para a distribuidora quanto para o investidor em geração. Entretanto, do ponto de vista do investidor, há outros fatores técnicos e logísticos que também devem ser levados em consideração, o que pode fazer com que os demais cenários sejam mais atrativos.

Figura 28: Adicional à Tarifa Contratada



Fonte: Reprodução própria

# Capítulo 6

## Conclusão

Este trabalho propõe uma metodologia para calcular os potenciais benefícios financeiros para a distribuidora associados a conexão da geração distribuída em determinados pontos da rede e utilizá-los como atrativo para que tal conexão seja feita em pontos de seu interesse. Para tal, considera-se a possibilidade de operação ilhada e de que as economias geradas no plano de expansão, nas perdas técnicas, energia não suprida e nas compensações por violação de limites de confiabilidade sejam convertidas no adicional à tarifa. Com base nos resultados obtidos no exemplo de aplicação, foi possível validar que o algoritmo proposto tem a capacidade de oferecer análise inicial dos potenciais benefícios financeiros da conexão da GD nos diversos pontos estudados e convertê-los em prêmio na tarifa de energia elétrica. Em um cenário no qual a regulação local permita este tipo de contratação, como ocorre no Brasil, as distribuidoras poderiam fazer uso de tal método para conhecer o potencial de atração da GD de diversos pontos de sua região de concessão e lançar editais de contratação para áreas de seu interesse, incluindo aqueles com uma maior necessidade de melhoria dos índices de confiabilidade, por exemplo.

Além disso, a definição de tal incentivo pode ser uma alternativa àqueles existentes, o que poderia mudar tendências geográficas de investimentos, as quais podem ser responsáveis pela congestão de determinados trechos da rede e evitar dificuldades para ambas as partes. Nesse sentido, a distribuidora teria o benefício associado às conexões em áreas de seu interesse, já o investidor em geração poderia ter retornos mais significativos visto que, a depender da regulação e do ponto de conexão desejado, a distribuidora poderia impor restrições de potência e limitar os seus retornos financeiros.

## 6.1 Comentários Adicionais e Trabalhos Futuros

A metodologia proposta neste trabalho foi concebida para possibilitar que a distribuidora faça análises preliminares da sua área de concessão de modo a conhecer o potencial de atração de cada barra de sua rede. Desta forma a principal recomendação de trabalho seria futuro seria incorporar incerteza à análise para que se tenham resultados mais precisos, como aquelas associadas a potência gerada, crescimento de carga e preço da energia. Além disso, o critério adotado para definir quanto a viabilidade da operação ilhada levou em consideração a demanda máxima dos clientes. Sendo assim, além das incertezas relacionadas a geração, as variações diárias de cargas também poderiam ser incorporadas na avaliação da possibilidade da operação ilhada mediante a ocorrência de algum defeito.

Também poderiam ser adotadas técnicas de otimização para definição de local e potência ótima, entretanto uma solução única poderia não possuir tanto apelo visto que há diversos outros fatores que precisariam ser avaliados do ponto de vista do investidor. Nesse sentido, outro ponto que poderia ser mais explorado seria dar seguimento aos estudos de viabilidade pela ótica do investidor e considerando as diversas incertezas do mercado. Dessa forma, seria possível avaliar a taxa de retorno para diferentes tipos de fontes de energia considerando o incentivo oferecido pela distribuidora.

# Referências

- [1] JENKINS, N.; AL. et. *Embedded Generation*. [S.l.]: Institution of Engineering and Technology, 2000. ISBN 9780852967744.
- [2] Organização das Nações Unidas. *Protocolo de Kyoto*. 1997. <https://unfccc.int/process-and-meetings/the-kyoto-protocol/the-kyoto-protocol>.
- [3] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). *Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA*. acessado em 15 de abril de 2023. <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/programas-de-revisao-tarifaria/proinfa>.
- [4] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). *Resolução Normativa nº 482/2012*. 2012. <https://www.aneel.gov.br/legislacao/resolucoes-anteriores/resolucoes-2012/resolucao-normativa-n-482-de-17-de-abril-de-2012>.
- [5] Empresa de Pesquisa Energética (EPE). *Plano Decenal de Expansão de Energia 2030 (PDE 2030) - Revisão após a CP (Versão 2)*. 2023. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-490/PDE>>
- [6] International Energy Agency (IEA). *Renewables 2021*. IEA, Paris, 2021. License: CC BY 4.0. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/renewables-2021>>.
- [7] MORO, V. de C.; BONADIA, R. S.; TRINDADE, F. C. L. A review of methods for assessing der hosting capacity of power distribution systems. *IEEE Latin America Transactions*, v. 20, n. 10, p. 2275–2287, 2022.
- [8] BARATI, F.; JADID, S.; ZANGENEH, A. Private investor-based distributed generation expansion planning considering uncertainties of renewable generations. *Energy*, 2019.
- [9] ALARCON-RODRIGUEZ, A. D.; AULT, G. W. Multi-objective planning of distributed energy resources with probabilistic constraints. In: *IEEE PES General Meeting*. [S.l.: s.n.], 2010. p. 1–7.
- [10] MORADI, M. H.; ABEDINI, M.; HOSSEINIAN, S. M. A combination of evolutionary algorithm and game theory for optimal location and operation of dg from dg owner standpoints. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 7, n. 2, p. 608–616, 2016.
- [11] HARRISON, G. P.; PICCOLO, A.; SIANO, P.; WALLACE, A. R. Exploring the tradeoffs between incentives for distributed generation developers and dnos. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 22, n. 2, p. 821–828, 2007.

- [12] HAESSEN, E.; ALARCON-RODRIGUEZ, A.; DRIESEN, J.; BELMANS, R.; AULT, G. Opportunities for active der management in deferral of distribution system reinforcements. In: *2009 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition*. [S.l.: s.n.], 2009. p. 1–8.
- [13] MARÍN-JIMÉNEZ, J. D.; CARVAJAL-QUINTERO, S. X.; ARANGO-ARAMBURO, S. Implementation proposal for an ancillary service for island operation capability in colombia: A system dynamics approach. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, v. 113, p. 288–297, 2019. ISSN 0142-0615. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061518304502>>.
- [14] AMROONY-BOUSHEHRY, M.-J.; JANNATI-OSKUEE, M.-R.; KARIMI, M. Determinations of annual investments of disco and private sector in expansion planning of distribution network. *International Journal on Electrical Engineering and Informatics*, v. 12, 12 2020.
- [15] ALOTAIBI, M. A.; SALAMA, M. M. A. An incentive-based multistage expansion planning model for smart distribution systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 33, n. 5, p. 5469–5485, 2018.
- [16] Companhia Paranaense de Energia (COPEL). *Editais Chamada Pública DIS-GD001/2020*. 2020. Disponível em: <<https://www.copel.com/hpcweb/wp-content/uploads/2020/11/Editais-Chamada-Publica-DIS-GD001-2020site.pdf>>.
- [17] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). *Resolução Normativa nº 1059/2023*. 2023. <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20231059.html>.
- [18] SULTANA, U.; KHAIRUDDIN, A. B.; AMAN, M.; MOKHTAR, A.; ZAREEN, N. A review of optimum dg placement based on minimization of power losses and voltage stability enhancement of distribution system. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 63, p. 363–378, 2016. ISSN 1364-0321. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S136403211630168X>>.
- [19] ABDMOULEH, Z.; GASTLI, A.; BEN-BRAHIM, L.; HAOUARI, M.; AL-EMADI, N. A. Review of optimization techniques applied for the integration of distributed generation from renewable energy sources. *Renewable Energy*, v. 113, p. 266–280, 2017. ISSN 0960-1481. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148117304822>>.
- [20] POWER, M.; SINGH, N.; SANCHEZ, M.; IVKOVIC, G.; GARRIGAN, E.; PANDEY, V.; ARONOVICH, I. Challenges in the control centre due to distributed generation and renewables. In: . [S.l.: s.n.], 2013.
- [21] GORDON, S.; MCGARRY, C.; BELL, K. The growth of distributed generation and associated challenges: A great britain case study. *IET Renewable Power Generation*, v. 16, n. 9, p. 1827–1840, 2022. Disponível em: <<https://ietresearch.onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1049/rpg2.12416>>.
- [22] Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). *Diagnóstico da RBF do Norte e Triângulo de MG*. 2023. <https://ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/NT-ONS%20DPL%200067-2023%20-%>

- 20Diagn%C3%B3stico%20da%20RBF%20do%20Norte%20e%20Tri%C3%A2ngulo%20de%20MG.pdf.
- [23] Revista Pesquisa FAPESP. *Para aproveitar o sol*. Ano da publicação. Disponível em: <<https://revistapesquisa.fapesp.br/para-aproveitar-o-sol/>>.
- [24] Minas Gerais. *DECRETO Nº 47.231, DE 4 DE AGOSTO DE 2017*. 2017. Disponível em: <[http://www.fazenda.mg.gov.br/empresas/legislacao\\_tributaria/decretos/2017/d47231\\_2017.h](http://www.fazenda.mg.gov.br/empresas/legislacao_tributaria/decretos/2017/d47231_2017.h)>.
- [25] PLATERO, G. G.; CASADO, M. G.; GARCÍA, M. P.; MADERO, P. J.; BAEZA, D. A. Cetre: Supervision and control of spanish renewable energies in the last 15 years. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, v. 10, n. 2, p. 269–276, 2022.
- [26] Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). *Nota Técnica: Carregamento nos transformadores da Rede Básica de Fronteira (RBF) nas regiões Norte e Triângulo*. 2023. [https://www.ons.org.br/Paginas/Noticias/20230725\\_ONS\\_lanca\\_Nota\\_Tecnica\\_de\\_carregamento\\_nos\\_transformadores\\_da\\_Rede\\_Basica\\_de\\_Fronteira\\_RBF\\_nas\\_regioes\\_Norte\\_e\\_Tri.aspx](https://www.ons.org.br/Paginas/Noticias/20230725_ONS_lanca_Nota_Tecnica_de_carregamento_nos_transformadores_da_Rede_Basica_de_Fronteira_RBF_nas_regioes_Norte_e_Tri.aspx).
- [27] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). *Resolução Normativa nº 1000, de 7 de dezembro de 2021*. 2021. <https://www.aneel.gov.br/legislacao/resolucoes-normativas/2021/resolucao-normativa-n-1000-de-7-de-dezembro-de-2021>.
- [28] ALOTAIBI, M.; ALMUTAIRI, A.; SALAMA, M. M. An approach for managing dg investment proposals considering system constraints and dg incentives. In: *2018 IEEE Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering (CCECE)*. [S.l.: s.n.], 2018. p. 1–4.
- [29] Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. *Institucional*. 2023. <https://www.gov.br/aneel/pt-br/acesso-a-informacao/institucional>. Acesso em 14 de abril de 2023.
- [30] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). *Perdas de Energia*. acessado em 15 de abril de 2023. <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/distribuicao/perdas-de-energia>.
- [31] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). *Módulo 7: Qualidade do Fornecimento de Energia Elétrica*. 2018. [http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes\\_liferay/arquivos/20181003162924\\_PRODIST%20-%20M%C3%B3dulo%207%20-%20Vers%C3%A3o%20vigente.pdf](http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes_liferay/arquivos/20181003162924_PRODIST%20-%20M%C3%B3dulo%207%20-%20Vers%C3%A3o%20vigente.pdf).
- [32] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). *Relatório Perdas de Energia - Edição 1-2021*. ANEEL, 2021. Disponível em: <[https://antigo.aneel.gov.br/documents/654800/18766993/Relat%C3%B3rio+Perdas+de+Energia\\_+Edi%C3%A7%C3%A3o+1-2021.pdf/143904c4-3e1d-a4d6-c6f0-94af77bac02a](https://antigo.aneel.gov.br/documents/654800/18766993/Relat%C3%B3rio+Perdas+de+Energia_+Edi%C3%A7%C3%A3o+1-2021.pdf/143904c4-3e1d-a4d6-c6f0-94af77bac02a)>.
- [33] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). *Resolução Normativa nº 414/2010*. 2010. [https://www.aneel.gov.br/legislacao/normas-e-resolucoes/normas-e-resolucoes-detalle/-/asset\\_publisher/3p1B/content/r-e-n-414-2010](https://www.aneel.gov.br/legislacao/normas-e-resolucoes/normas-e-resolucoes-detalle/-/asset_publisher/3p1B/content/r-e-n-414-2010).

- [34] (ANEEL), A. N. de E. E. *Resolução Normativa nº 830/2018 da ANEEL*. 2018. <https://www.aneel.gov.br/legislacao-1/resolucoes/2018/830-resolucao-normativa-no-830-de-27-de-marco-de-2018>. Acesso em 16 de abril de 2023.
- [35] AGENCY, E. P. *Environmental Protection Agency*. acessado em 15 de abril de 2023. <https://www.epa.gov/>.
- [36] Council of European Energy Regulators (CEER). *2nd CEER Report on Power Losses*. [S.l.], July 2021.
- [37] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). *Submódulo 2.6 do PRO-RET - Procedimentos para apuração e cobrança de valores devidos pelas distribuidoras aos agentes de geração*. 2021. <https://www.aneel.gov.br/legislacao/normas-e-resolucoes-proret>.
- [38] CAPELO, J.; ESTEVES, J.; MILHEIRAS, H. Incentive mechanism to reduce power losses in the portuguese distribution networks. In: *2008 5th International Conference on the European Electricity Market*. [S.l.]: IEEE, 2008. p. 1–5. ISBN 1424417430. ISSN 2165-4077.
- [39] NOURAI, A.; KOGAN, V.; SCHAFER, C. Load leveling reduces t&d line losses. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 23, p. 2168–2173, 10 2008. ISSN 0885-8977.
- [40] UDDIN, M.; ROMLIE, M. F.; ABDULLAH, M. F.; Abd Halim, S.; Abu Bakar, A. H.; Chia Kwang, T. A review on peak load shaving strategies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 82, p. 3323–3332, 2018. ISSN 1364-0321. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032117314272>>.
- [41] JORDEHI, A. R. Optimisation of demand response in electric power systems, a review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 103, p. 308–319, 2019. ISSN 1364-0321. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032118308566>>.
- [42] HU, W.; CHEN, Z.; BAK-JENSEN, B.; HU, Y. Fuzzy adaptive particle swarm optimisation for power loss minimisation in distribution systems using optimal load response. *IET Generation, Transmission & Distribution*, v. 8, n. 1, p. 1–10, 2014. Disponível em: <<https://ietresearch.onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1049/iet-gtd.2012.0745>>.
- [43] RAHMAN, M. M.; AREFI, A.; SHAFIULLAH, G.; HETTIWATTE, S. A new approach to voltage management in unbalanced low voltage networks using demand response and oltc considering consumer preference. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v. 99, p. 11–27, 2018. ISSN 0142-0615. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061517311493>>.
- [44] SOROUDI, A.; SIANO, P.; KEANE, A. Optimal dr and ess scheduling for distribution losses payments minimization under electricity price uncertainty. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 7, n. 1, p. 261–272, 2016.

- [45] KALKHAMBKAR, V.; KUMAR, R.; BHAKAR, R. Energy loss minimization through peak shaving using energy storage. *Perspectives in Science*, v. 8, p. 162–165, 2016. ISSN 2213-0209. Recent Trends in Engineering and Material Sciences. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2213020916300374>>.
- [46] VELAMURI, S.; KANTIPUDI, M. P.; SITHARTHAN, R.; KANAKADHURGA, D.; PRABAHARAN, N.; RAJKUMAR, A. A q-learning based electric vehicle scheduling technique in a distribution system for power loss curtailment. *Sustainable Computing: Informatics and Systems*, v. 36, p. 100798, 2022. ISSN 2210-5379. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2210537922001299>>.
- [47] DANISH, S. M. S.; AHMADI, M.; DANISH, M. S. S.; MANDAL, P.; YONA, A.; SENJYU, T. A coherent strategy for peak load shaving using energy storage systems. *Journal of Energy Storage*, v. 32, p. 101823, 2020. ISSN 2352-152X. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352152X20316601>>.
- [48] INJETI, S. K.; THUNUGUNTLA, V. K.; SHAREEF, M. Optimal allocation of capacitor banks in radial distribution systems for minimization of real power loss and maximization of network savings using bio-inspired optimization algorithms. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v. 69, p. 441–455, 2015. ISSN 0142-0615. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061515000708>>.
- [49] SELIM, A.; KAMEL, S.; JURADO, F. Power losses and energy cost minimization using shunt capacitors installation in distribution systems. In: *2019 10th International Renewable Energy Congress (IREC)*. [S.l.: s.n.], 2019. p. 1–6.
- [50] ABUL'WAFI, A. R. A new heuristic approach for optimal reconfiguration in distribution systems. *Electric Power Systems Research*, v. 81, n. 2, p. 282–289, 2011. ISSN 0378-7796. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779610002130>>.
- [51] SULTANA, B.; MUSTAFA, M.; SULTANA, U.; BHATTI, A. R. Review on reliability improvement and power loss reduction in distribution system via network reconfiguration. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 66, p. 297–310, 2016. ISSN 1364-0321. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032116304257>>.
- [52] VAHIDINASAB, V.; TABARZADI, M.; ARASTEH, H.; ALIZADEH, M. I.; BEIGI, M. M.; SHEIKHZADEH, H. R.; MEHRAN, K.; SEPASIAN, M. S. Overview of electric energy distribution networks expansion planning. *IEEE Access*, v. 8, p. 34750–34769, 2020.
- [53] BRASIL. *Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996*. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/leis/L9427.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L9427.htm)>.
- [54] NASCIMENTO, P. H. M.; ÁVILA, O. F.; OLIVEIRA, L. E. de; FILHO, J. A. P.; SARAIVA, J. T.; SILVA, I. C. da. Impact of distributed generation penetration on distribution network technical losses. In: *2019 16th International Conference on the European Energy Market (EEM)*. [S.l.: s.n.], 2019. p. 1–5.

- [55] OCHOA, L. F.; HARRISON, G. P. Minimizing energy losses: Optimal accommodation and smart operation of renewable distributed generation. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 26, n. 1, p. 198–205, 2011.
- [56] MORADI, M. H.; ABEDINI, M.; HOSSEINIAN, S. M. A combination of evolutionary algorithm and game theory for optimal location and operation of dg from dg owner standpoints. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 7, n. 2, p. 608–616, 2016.
- [57] BISWAS, P. P.; MALLIPEDDI, R.; SUGANTHAN, P.; AMARATUNGA, G. A. A multiobjective approach for optimal placement and sizing of distributed generators and capacitors in distribution network. *Applied Soft Computing*, v. 60, p. 268–280, 2017. ISSN 1568-4946. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1568494617304052>>.
- [58] BADRAN, O.; MEKHILEF, S.; MOKHLIS, H.; DAHALAN, W. Optimal reconfiguration of distribution system connected with distributed generations: A review of different methodologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 73, p. 854–867, 2017. ISSN 1364-0321. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032117302101>>.
- [59] WANG, Z.; CHEN, H.; WANG, J.; BEGOVIC, M. Inverter-less hybrid voltage/var control for distribution circuits with photovoltaic generators. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 5, n. 6, p. 2718–2728, 2014.
- [60] MARTÍ, P.; VELASCO, M.; TORRES-MARTÍNEZ, J.; MIRET, J.; CASTILLA, M. Reactive power control for loss minimization in low-voltage distributed generation systems. In: *2016 12th IEEE International Conference on Control and Automation (ICCA)*. [S.l.: s.n.], 2016. p. 371–376.
- [61] International Energy Agency. Electricity. 2021.
- [62] ENERGÉTICA, E. de P. Plano decenal de expansão de energia 2030. 2020.
- [63] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). *Módulo 2 do PRODIST - Conexão de Instalações de Consumo ao Sistema de Distribuição*. 2021. <https://www.aneel.gov.br/legislacao/normas-e-resolucoes-prodist>.
- [64] Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). *Módulo 3 dos Procedimentos de Rede do ONS - Procedimentos de Operação do Sistema Interligado Nacional (SIN)*. 2021. <https://www.ons.org.br/paginas/procedimentos-de-rede.aspx>.
- [65] SUGANTHI, L.; SAMUEL, A. A. Energy models for demand forecasting—a review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 16, n. 2, p. 1223–1240, 2012. ISSN 1364-0321. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032111004242>>.
- [66] CEPTEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. *ANAREDE - Software para análise de redes elétricas*. 2021. [https://www.cepel.br/pt\\_br/produtos/anarede-software-para-analise-de-redes-eletricas](https://www.cepel.br/pt_br/produtos/anarede-software-para-analise-de-redes-eletricas).
- [67] Electric Power Research Institute (EPRI). *OpenDSS - Open-source Distribution System Simulator*. 2021. <https://sourceforge.net/projects/electricdss>.

- [68] CYME International. *CYMDIST - Power Distribution Analysis and Design Software*. 2021. <https://www.cyme.com/products/cymdist/>.
- [69] BORGES, C. L. T.; MARTINS, V. F. Multistage expansion planning for active distribution networks under demand and distributed generation uncertainties. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, v. 36, n. 1, p. 107–116, 2012. ISSN 0142-0615. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061511002808>>.
- [70] BROWN, R.; PAN, J.; FENG, X.; KOUTLEV, K. Siting distributed generation to defer t&d expansion. In: *2001 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition. Developing New Perspectives (Cat. No.01CH37294)*. [S.l.: s.n.], 2001. v. 2, p. 622–627 vol.2.
- [71] WANG, D. T.-C.; OCHOA, L. F.; HARRISON, G. P. Dg impact on investment deferral: Network planning and security of supply. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 25, n. 2, p. 1134–1141, 2010.
- [72] PICCOLO, A.; SIANO, P. Evaluating the impact of network investment deferral on distributed generation expansion. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 24, n. 3, p. 1559–1567, 2009.
- [73] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). *Procedimentos de Distribuição - PRODIST - Módulo 1: Introdução*. 2020. <https://www.aneel.gov.br/documents/656877/21791131/PRODIST+-+Modulo+1+-+Introducao.pdf>. Accessed: 2022-05-11.
- [74] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). *Módulo 8: Qualidade Técnica do Serviço de Distribuição*. 2004. [http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes\\_liferay/legislacao/pdf/2004/L4869M8.pdf](http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes_liferay/legislacao/pdf/2004/L4869M8.pdf).
- [75] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). *Indicadores de Qualidade*. 2021. <https://www.aneel.gov.br/indicadores-de-qualidade>.
- [76] American National Standards Institute (ANSI). *Electrical Power System Device Function Numbers, Acronyms, and Contact Designations*. 2015 edition. ed. Piscataway, NJ: IEEE Standards Association, 2015.
- [77] Siemens Energy. *Fusesaver - The Self-Healing Overhead Line Protection*. 2021. <https://www.siemens-energy.com/global/en/offerings/power-transmission/fusesaver.html>.
- [78] DING, T.; WANG, Z.; JIA, W.; CHEN, B.; CHEN, C.; SHAHIDEHPOUR, M. Multiperiod distribution system restoration with routing repair crews, mobile electric vehicles, and soft-open-point networked microgrids. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 11, n. 6, p. 4795–4808, 2020.
- [79] LI, Y.; LIAO, J.; SUN, R.; TAN, J. Distribution network intelligent operation and maintenance dispatching method based on gis data analysis and optimal path model. In: *2022 2nd International Conference on Electronic Information Technology and Smart Agriculture (ICEITSA)*. [S.l.: s.n.], 2022. p. 287–293.

- [80] BORGES, C. L. T.; COSTA, M. Reliability assessment of microgrids with renewable generation by an hybrid model. In: *2015 IEEE Eindhoven PowerTech*. [S.l.: s.n.], 2015. p. 1–6.
- [81] IEEE Guide for Design, Operation, and Integration of Distributed Resource Island Systems with Electric Power Systems. *IEEE Std 1547.4-2011*, p. 1–54, 2011.
- [82] IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces. *IEEE Std 1547-2018 (Revision of IEEE Std 1547-2003)*, p. 1–138, 2018.
- [83] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). *Módulo 3: Instalações Consumidoras*. 2004. [http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes\\_liferay/legislacao/pdf/2004/L4869M3.pdf](http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes_liferay/legislacao/pdf/2004/L4869M3.pdf).
- [84] Hassani Ahangar, A. R.; B. Gharehpetian, G.; BAGHAEE, H. R. A review on intentional controlled islanding in smart power systems and generalized framework for ici in microgrids. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, v. 118, p. 105709, 2020. ISSN 0142-0615. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061519314474>>.
- [85] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). *Procedimentos de Distribuição - PRODIST - Módulo 4: Operação do Sistema de Distribuição*. 2021. <https://www.aneel.gov.br/documents/656877/25293399/PRODIST+Modulo+4+-+Operacao+do+Sistema+de+Distribuicao+-+V.2.0.pdf>. Accessed: 2022-05-11.
- [86] ZAKERNEZHAD, H.; NAZAR, M. S.; SHAFIE-KHAH, M.; CATALÃO, J. Multi-level optimization framework for resilient distribution system expansion planning with distributed energy resources. *Energy*, v. 214, p. 118807, 01 2021.
- [87] BAGHERI, A.; MONSEF, H.; LESANI, H. Integrated distribution network expansion planning incorporating distributed generation considering uncertainties, reliability, and operational conditions. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, v. 73, p. 56–70, 2015. ISSN 0142-0615. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061515001453>>.
- [88] SHAABAN, M. F.; ATWA, Y. M.; EL-SAADANY, E. F. Dg allocation for benefit maximization in distribution networks. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 28, n. 2, p. 639–649, 2013.
- [89] AWAD, A. S. A.; EL-FOULY, T. H. M.; SALAMA, M. M. A. Optimal ess allocation for benefit maximization in distribution networks. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 8, n. 4, p. 1668–1678, 2017.
- [90] Sai Kiran, R.; Suresh Reddy, S. A mixed integer optimization model for reliability indices enhancement in micro-grid system with renewable generation and energy storage. *Materials Today: Proceedings*, 2021. ISSN 2214-7853. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2214785321049282>>.
- [91] CONTI, S.; RIZZO, S. A. Monte carlo simulation by using a systematic approach to assess distribution system reliability considering intentional islanding. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 30, n. 1, p. 64–73, 2015.

- [92] CHIRADEJA, P.; YOOMAK, S.; NGAOPITAKKUL, A. Optimal allocation of multi-dg on distribution system reliability and power losses using differential evolution algorithm. *Energy Procedia*, v. 141, p. 512–516, 2017. ISSN 1876-6102. Power and Energy Systems Engineering. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610217354772>>.
- [93] WANG, D.-C.; OCHOA, L.; HARRISON, G.; DENT, C.; WALLACE, A. Evaluating investment deferral by incorporating distributed generation in distribution network planning. In: . [S.l.: s.n.], 2008.
- [94] BILLINTON, R.; ALLAN, R. N. *Reliability Evaluation of Power Systems*. [S.l.]: Springer US, 1996. ISBN 978-1-4899-1862-8.
- [95] ALLAN, R.; BILLINTON, R.; SJARIEF, I.; GOEL, L.; SO, K. A reliability test system for educational purposes-basic distribution system data and results. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 6, n. 2, p. 813–820, 1991.
- [96] BILLINTON, R.; KUMAR, S.; CHOWDHURY, N.; CHU, K.; DEBNATH, K.; GOEL, L.; KHAN, E.; KOS, P.; NOURBAKHS, G.; OTENG-ADJEI, J. A reliability test system for educational purposes-basic data. *IEEE Power Engineering Review*, v. 9, n. 8, p. 67–68, 1989.
- [97] Eaton. *Open Air Capacitor Banks - Recursos*. <https://www.eaton.com/br/pt-br/catalog/medium-voltage-power-distribution-control-systems/open-air-capacitor-banks.resources.html>. Acesso em: [data de acesso].
- [98] Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT). *ABNT NBR 15688: Redes de distribuição aérea de energia elétrica com condutores nus*. 2008. <https://www.abntcatalogo.com.br/norma.aspx?ID=53811>. Accessed: 2022-05-11.
- [99] FUCHS, R. D. *Transmissão de Energia Elétrica*. [S.l.]: EDUFU, 2015.

## APÊNDICE A - Dados da RBTS

Tabela 7: Dados de Carga

LP	Barra	Tipo	Feeder	Demanda Média (MW)	Demanda Máxima (MW)	Nº Clientes	Prior.
1	B008	Residencial	1	0.535	0.8668	210	1
2	B009	Residencial	1	0.535	0.8668	210	2
3	B010	Residencial	1	0.535	0.8668	210	3
4	B011	Serviço Público	1	0.566	0.9167	1	7
5	B012	Serviço Público	1	0.566	0.9167	1	6
6	B013	Comercial	1	0.454	0.75	10	4
7	B014	Comercial	1	0.454	0.75	10	5
8	B017	Industrial	2	1	1.6279	1	1
9	B018	Industrial	2	1.15	1.8721	1	2
10	B023	Residencial	3	0.535	0.8668	210	1
11	B024	Residencial	3	0.535	0.8668	210	2
12	B025	Residencial	3	0.45	0.7291	200	3
13	B026	Serviço Público	3	0.566	0.9167	1	6
14	B027	Serviço Público	3	0.566	0.9167	1	5
15	B028	Comercial	3	0.454	0.75	10	4
16	B033	Comercial	4	0.454	0.75	10	3
17	B034	Residencial	4	0.45	0.7291	200	1
18	B035	Residencial	4	0.45	0.7291	200	2
19	B036	Residencial	4	0.45	0.7291	200	6
20	B037	Serviço Público	4	0.566	0.9167	1	7
21	B038	Serviço Público	4	0.566	0.9167	1	5
22	B039	Comercial	4	0.454	0.75	10	4

Tabela 8: Dimensionamento de Cabos

<b>Linha</b>	<b>Cabo Adotado</b>	<b>Comprimento (km)</b>
Line.L0	linnet	20
Line.01	linnet	0.75
Line.02	swan	0.6
Line.03	swan	0.8
Line.04	raven	0.75
Line.05	swan	0.8
Line.06	swan	0.6
Line.07	raven	0.75
Line.08	swan	0.8
Line.09	swan	0.75
Line.10	raven	0.6
Line.11	raven	0.8
Line.12	raven	0.75
Line.13	raven	0.8
Line.14	raven	0.6
Line.15	raven	0.8
Line.16	raven	0.75
Line.17	swan	0.6
Line.18	raven	0.8
Line.19	swan	0.75
Line.20	swan	0.8
Line.21	raven	0.6
Line.22	swan	0.75
Line.23	swan	0.8
Line.24	raven	0.75
Line.25	raven	0.6
Line.26	raven	0.8
Line.27	swan	0.75
Line.28	swan	0.6
Line.29	raven	0.75
Line.30	swan	0.6
Line.31	swan	0.8
Line.32	raven	0.75
Line.33	swan	0.8
Line.34	raven	0.6
Line.35	raven	0.75
Line.36	raven	0.8

Tabela 9: Dados de Cabos

<b>Código</b>	<b>Bitola (AWG/MCM)</b>	<b>Tipo</b>	<b>GMR (ft)</b>	<b>Diâmetro (in)</b>	<b>Resistência (Ohms/mi)</b>	<b>Amp. (A)</b>
Petrel	101,8	EACSR	0.005	0.461	0.4884	240
Dove	556,5	ACSR	0.0328	0.953	0.1859	730
Hawk	477	ACSR	0.0304	0.883	0.216	670
Linnet	336,4	ACSR	0.0255	0.741	0.306	530
Partridge	266,8	ACSR	0.00684	0.642	0.552	460
Penguin	4/0	ACSR	0.00814	0.563	0.592	340
Pigeon	3/0	ACSR	0.006	0.502	0.723	300
Quail	2/0	ACSR	0.0051	0.447	0.895	270
Raven	1/0	ACSR	0.00446	0.398	1.12	230
Swan	4	ACSR	0.00452	0.257	2.55	140

Tabela 10: Dados de Transformadores

<b>Características</b>	<b>Tipo A</b>	<b>Tipo B</b>
Número de fases	3	3
Tensão Primária (kV)	34.5	138
Tensão Secundária (kV)	13.8	13.8
Potência (MVA)	12.5	16
Corrente Magnetização (%)	0.5	0.5
Perdas Plena Carga (%)	0.45	0.55
Perdas a Vazio (%)	0.083	0.075
Reatância (%)	9.87	12.2
Resfriamento	ONAF	ONAF
Grupo de Ligação	DYn	DYn
Número de Taps	32 (+16/-16)	32 (+16/-16)