

**UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ**

**ÁLVARO AFONSO SOEIRO SANDIM**

**CÁLCULO DA COMPENSAÇÃO FINANCEIRA COM BASE NA TRANSGRESSÃO  
DOS ÍNDICES DRP E DRC.**

**CURITIBA  
2022**

**ÁLVARO AFONSO SOEIRO SANDIM**

**CÁLCULO DA COMPENSAÇÃO FINANCEIRA COM BASE NA TRANSGRESSÃO  
DOS ÍNDICES DRP E DRC.**

**CALCULATION OF FINANCIAL COMPENSATION BASED ON TRANSGRESSION  
OF DRP AND DRC.**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado como requisito para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica do curso de Engenharia Elétrica da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR).

Orientador: Prof. Dr. Raphael Augusto de S. Benedito.

Coorientadora: Prof<sup>a</sup>. Dr<sup>a</sup>. Mariana Antonia Aguiar Furucho.

**CURITIBA**

**2022**



[4.0 Internacional](https://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/4.0/)

Esta licença permite remixe, adaptação e criação a partir do trabalho, para fins não comerciais, desde que sejam atribuídos créditos ao(s) autor(es) e que licenciem as novas criações sob termos idênticos. Conteúdos elaborados por terceiros, citados e referenciados nesta obra não são cobertos pela licença.

**ÁLVARO AFONSO SOEIRO SANDIM**

**CÁLCULO DA COMPENSAÇÃO FINANCEIRA COM BASE NA TRANSGRESSÃO  
DOS ÍNDICES DRP E DRC.**

Trabalho de Conclusão de Curso  
apresentado como requisito para obtenção do  
título de Bacharel em Engenharia Elétrica do  
curso de Engenharia Elétrica da Universidade  
Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR).

Data de aprovação: 10/junho/2022

---

Raphael Augusto de S. Benedito  
Doutorado  
Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR)

---

Rafael Fontes Souto  
Doutorado  
Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Brasília (IFB)

---

Gabriela Rosalee Weigert-Dalagnol  
Mestre  
Institutos Lactec

**CURITIBA**

**2022**

## **AGRADECIMENTOS**

Gostaria de agradecer a minha família pelo apoio em todos os momentos difíceis dentro da universidade para que fosse possível alcançar essa conquista na minha vida profissional e pessoal. Em especial ao meu pai que é um poço de resiliência e exemplo a ser seguido.

A minha namorada Aline que sempre demonstrou apoio incondicional para qualquer dificuldade e desafio a ser enfrentado.

Quero agradecer também a todo corpo docente da UTFPR campus Curitiba por sua excelência e disponibilidade para conversar sobre qualquer assunto profissional e pessoal. Em especial ao Prof. Raphael Augusto S. Benedito pela oportunidade de participar e contribuir em um projeto da COPEL e a professora Mariana A. Aguiar Furucho pelo auxílio na parte computacional do projeto e co-orientação do tcc.

Agradeço as pessoas que me ajudaram no projeto da COPEL, em particular aos meus colegas de laboratório Yves Hashizume e Érico Gurski que me ajudaram de forma impar em todas as dificuldades e a todos os meus colegas de universidade que compartilho amizade.

## RESUMO

O estudo da qualidade de energia analisando a variação de tensão é fundamental para a operação adequada dos sistemas elétricos de potência, seja em distribuição, geração ou transmissão. Uma das utilidades é saber se o serviço prestado pelas concessionárias é de excelência para com o consumidor. Neste trabalho, é proposta uma metodologia de cálculo estimado para compensação financeira devido à transgressão de tensão em regime permanente. Tal metodologia leva em conta valores previstos de carga e também de geração distribuída por parte dos consumidores num horizonte de tempo semanal, discretizados em 10 minutos. Para isso, foi desenvolvida ao decorrer do estudo uma fundamentação teórica visando a compreensão dos conceitos de qualidade de energia, indicadores de qualidade individuais e coletivos, níveis adequados de tensão para cada grupo consumidor de energia. Neste estudo foi apresentado o equacionamento dos índices individuais de qualidade relativos à transgressão de tensão e a metodologia para o cálculo da compensação. Também foi implementado um algoritmo para o cálculo da compensação com base no método de cálculo apresentado. Os dados usados para gerar os índices de qualidade e avaliar o valor da compensação foram simulados, em dois sistemas de 10 e 33 barras, em ambiente computacional MATLAB® num projeto de iniciação científica em parceria com a COPEL (Companhia Paranaense de Energia).

**Palavras-chave:** Qualidade da Energia. Índices de Qualidade. DRP/DRC. Compensação. Transgressão da Tensão.

## ABSTRACT

The study of power quality analyzing voltage variation is fundamental for electrical energy, whether in distribution, generation or transmission. One of the advantages is knowing the service provided by the concessionaires is excellent for the customers. In this work an estimated calculation methodology for financial compensation due to voltage transgression in steady state is proposed. During the study, a theoretical foundation was developed to understand the concepts of energy quality, individual and collective quality indicators, voltage levels for each energy customer group. In this study, the equation of the individual quality indices related to voltage transgression and the methodology for calculating the compensation were presented. An algorithm for calculating the compensation based on the presented calculation method was also implemented. The data used to generate the quality indices and assess the evaluation value were simulated in a MATLAB® computer environment in a scientific initiation project in partnership with COPEL.

**Keywords:** Power Quality. Quality Scores. DRP/DRC. Compensation. Transgression of voltage.

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Faixas de Tensão para Sistemas de Distribuição. ....	20
Figura 2 - Sistema Tarifário Simplificado.....	23
Figura 3 - Fluxograma do cálculo da compensação.....	25
Figura 4 - Fluxograma Cálculo EUSD. ....	29
Figura 5 – Fluxograma Cálculo da Compensação. ....	31
Figura 6 - Sistema Teste de 10 Barras.....	32
Figura 7 – Tensões eficazes do sistema de 10 barras .....	34
Figura 8 - Tensões eficazes na Barra 10 de hora em hora. ....	34
Figura 9 - Dados DRP e DRC obtidos com o FPS. ....	35
Figura 10 - Valor da compensação financeira. ....	35
Figura 11 - Sistema 33 barras sem GD.....	36
Figura 12 - Tensões eficazes do sistema teste de 33 barras. ....	38
Figura 13 - Tensões eficazes na Barra 18 de hora em hora. ....	39
Figura 14 - Dados DRP e DRC obtidos com o FPS. ....	40
Figura 15 - Valor da compensação financeira para o sistema de 33 barras. ....	40
Figura 16 - Sistema teste de 33 barras com GD na barra 18. ....	41
Figura 17 - Tensões eficazes no sistema teste de 33 barras com GD .....	42
Figura 18 - Tensões eficazes na barra 18.....	42
Figura 19 - Dados DRP e DRC obtidos com o FPS. ....	43
Figura 20 - Valor da compensação financeira para o sistema de 33 barras com GD. .....	43
Figura 21 - Dados de barra recortado do sistema de 10 barras.....	50
Figura 22 - Dados de linha do sistema de 10 Barras. ....	52
Figura 23 - Dados da GD inserida no sistema de 33 barras. ....	52
Figura 24 - Curva de geração horária. ....	53
Figura 25 - Curva de carga horária. ....	53
Figura 26 – Dados dos consumidores - DCONS.....	54
Figura 27 – Detalhamento dos valores utilizados para tarifa do grupo B. ....	55
Figura 28 - Detalhamento dos valores utilizados para tarifa do grupo A. ....	56
Figura 29 - Dados consumidores para o sistema de 10 barras.....	58
Figura 30 - Dados consumidores para o sistema teste de 33 barra .....	58

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Indicadores Individuais de Continuidade.....	18
Tabela 2 - Indicadores Coletivos de Continuidade.....	19
Tabela 3 - Indicadores Individuais de Conformidade da Tensão.....	21
Tabela 4 - Indicadores Coletivos de Conformidade da Tensão.....	21
Tabela 5 - Subgrupos A com as respectivas tensões. ....	22
Tabela 6 - Subgrupos B com respectivas classes e subclasses.....	22
Tabela 7 - Dados de barra do sistema teste de 10 barras. ....	32
Tabela 8 - Dados de linha do sistema teste de 10 barras. ....	33
Tabela 9 - Dados de barra do sistema teste de 33 barras. ....	36
Tabela 10 - Dados de linha do sistema teste de 33 barras. ....	37
Tabela 11 - Dados da GD. ....	41
Tabela 12 - Dados de base dos sistemas teste.....	50
Tabela 13 - Descritivo dados de barra. ....	51
Tabela 14 – Descritivos das informações de DCONS.....	54
Tabela 15 - Detalhamento dos dados utilizados para tarifa do grupo B. ....	55
Tabela 16 - Detalhamento dos dados utilizados para tarifa do grupo B. ....	57
Tabela 17 - Dados da curva de geração horária utilizada. ....	59
Tabela 18 - Dados de carga horária utilizada.....	59
Tabela 19 - Dados de curva de geração semanal utilizada.....	59
Tabela 20 - Dados de curva de carga semanal utilizada.....	62
Tabela 21 - Dados Grupo A de Tensão.....	66
Tabela 22 - Dados do Grupo de Tensão B.....	67
Tabela 23 - Resultados Compensação Sistema 10 Barras.....	69
Tabela 24 - Resultados Compensação Sistema 33 Barras.....	69
Tabela 25 - Resultados Compensação Sistema 33 Barras com GD.....	70



## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

BFS – Back Forward Sweep  
DEC – Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora  
DIC – Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora  
DICRI – Duração da Interrupção Individual Ocorrida em dia Crítico por Unidade Consumidora  
DMIC – Duração Máxima de Interrupção Individual por Unidade  
DRC – Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica  
DRCE – Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica Equivalente  
DRP – Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária  
DRPE – Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária Equivalente  
FEC – Frequência Equivalente de Interrupção Individual por Unidade  
FIC – Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora  
GD – Geração Distribuída  
GS – Gauss Seidel  
ICC – Índice de Unidades Consumidoras com Tensão Crítica  
NR – Newton Raphson  
QEE – Qualidade de Energia Elétrica  
SEP – Sistema Elétrico de Potência

## SUMÁRIO

<b>1 INTRODUÇÃO</b> .....	<b>11</b>
1.1 JUSTIFICATIVA.....	12
1.2 OBJETIVOS.....	13
1.2.1 Objetivo Geral.....	13
1.2.2 Objetivos Específicos.....	14
1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO .....	14
<b>2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA</b> .....	<b>15</b>
2.1 QUALIDADE DE ENERGIA .....	15
2.2 INDICADORES INDIVIDUAIS, COLETIVOS E DE QUALIDADE .....	18
2.3 CONFORMIDADE DA TENSÃO EM REGIME PERMANENTE.....	19
2.4 UNIDADES CONSUMIDORAS .....	21
2.4.1 Grupo A .....	22
2.4.2 Grupo B .....	22
2.4.3 Modalidade Tarifária. ....	23
2.4.3.1 Tarifas para as unidades consumidoras do grupo A.....	23
2.4.3.1.1 Modalidade Horária Azul.....	23
2.4.3.1.2 Modalidade Horária Verde .....	24
2.4.3.2 Tarifas para as unidades consumidoras do grupo B.....	24
2.4.3.2.1 Tarifa Convencional.....	24
2.4.3.2.2 Tarifa Horária Branca.....	24
2.5 COMPENSAÇÃO AOS CONSUMIDORES.....	24
<b>3 METODOLOGIA PROPOSTA PARA O CÁLCULO ESTIMADO DA COMPENSAÇÃO DEVIDO A TRANSGRESSÃO DE TENSÃO EM REGIME PERMANENTE.</b> .....	<b>25</b>
3.1 DADOS REDE E CONSUMIDORES .....	25
3.2 FLUXO DE POTÊNCIA.....	26
3.2.1 Fluxo de potência horário (FPH).....	26
3.2.2 Fluxo de potência semanal (FPS).....	26
3.3 OBTENÇÃO DO DRP E DRC.....	27
3.4 CÁLCULO DO ENCARGO DE USO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO (EUSD). 28	
3.5 CÁLCULO DA COMPENSAÇÃO .....	29
<b>4 SIMULAÇÕES E RESULTADOS</b> .....	<b>32</b>
4.1 SISTEMA TESTE DE DISTRIBUIÇÃO DE 10 BARRAS.....	32
4.2 SISTEMA TESTE DE DISTRIBUIÇÃO DE 33 BARRAS SEM GD.....	36
4.3 SISTEMA TESTE DE DISTRIBUIÇÃO DE 33 BARRAS COM GD .....	41
<b>5 CONCLUSÃO</b> .....	<b>45</b>
<b>REFERÊNCIAS</b> .....	<b>47</b>
<b>ANEXO A - ENTRADA DE DADOS</b> .....	<b>50</b>

Dados de Base.....	50
Dados de Barra .....	50
Dados de Linha .....	51
Dados GD.....	52
Curvas de Geração e Carga para FPH e FPS. ....	53
Dados da Unidade Consumidora. ....	53
<b>ANEXO B - DADOS DOS CONSUMIDORES.....</b>	<b>58</b>
<b>ANEXO C – CURVAS DE GERAÇÃO PARA TODOS OS SISTEMAS TESTE.....</b>	<b>59</b>
<b>ANEXO D - DADOS DAS TARIFAS DOS GRUPOS DE TENSÃO.....</b>	<b>66</b>
<b>ANEXO E – RESULTADOS DO CÁLCULO DA COMPENSAÇÃO .....</b>	<b>69</b>

## 1 INTRODUÇÃO

Com a Segunda Revolução Industrial, a eletricidade começou a ser utilizada na fabricação de diversos itens. Desde então, o uso das máquinas elétricas foi crescendo e tomando espaço em toda a sociedade. Além de alimentar a indústria, a energia elétrica e a criação do sistema elétrico passou a ser utilizado para atender diversos nichos da sociedade. Com o passar do tempo, a necessidade da eletricidade para a execução de tarefas profissionais, ou até mesmo atividades de lazer, aumentam de forma constante (MEHL, 2012).

Essa dependência da energia elétrica se torna mais evidente quando os clientes constatarem interrupções no fornecimento que interferem no desenvolvimento das atividades diárias, nesse sentido, cabe às concessionárias zelar pela qualidade da energia elétrica entregue aos clientes (ITO; *et al*, 2003).

Portanto, à medida que um país cresce, é necessário que o sistema elétrico, o qual tem o objetivo de fornecer energia elétrica, respeite os padrões de qualidade previamente estabelecidos pelos órgãos regulamentadores.

Em geral, os problemas relacionados com a qualidade da energia elétrica são identificados quando um equipamento alimentado pela rede elétrica deixa de funcionar como deveria.

Assim uma lâmpada que apresenta variações luminosas, um motor que sofre vibrações mecânicas, equipamentos operando com sobreaquecimento, proteção atuando intempestivamente, capacitores com sobretensões ou sobrecorrentes podem ser indícios de problemas de qualidade de energia elétrica (QEE) (DECKMANN; POMILIO, 2017).

Entre os problemas de qualidade de energia, a falta da qualidade da tensão, oscilação da frequência e interrupção do fornecimento, são graves para a concessionária e para o consumidor. Assim o consumidor deve ser compensado pela falta de qualidade do serviço prestado pela concessionária (BRASIL.ANEEL., 2009).

Visando assegurar o cumprimento da qualidade do serviço, realizam-se diversos estudos e medições objetivando a previsão e investigação de possíveis falhas, afim de melhorar a confiabilidade dos sistemas de energia. Uma das ferramentas utilizadas é a análise do fluxo de potência em regime permanente para identificar os níveis de tensão em diversos pontos do sistema (DE SOUZA BARBOSA; RUPPERT FILHO, 2020).

Diante do exposto, o objetivo do trabalho é calcular o valor da compensação financeira que a concessionária deve ao consumidor, gerado pela falta de atendimento do serviço quando não se tem níveis adequados de tensão em regime permanente.

### 1.1 JUSTIFICATIVA.

Diante dos problemas expostos e pelo fato de o setor de energia elétrica ser explorado em grande parte por meio de concessões ou permissões, o Governo Federal utiliza-se de diversos órgãos que visam regulamentar e fiscalizar as concessionárias, entre eles encontra-se a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), estabelecida para regular e fiscalizar este setor (PÉREZ, 2017).

Um dos principais documentos regulatórios para o setor de distribuição de energia elétrica é a Resolução n.º 395 da ANEEL, de 15 de dezembro de 2009 (R395/2009), a qual aprova os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST, e as disposições relativas à conformidade dos níveis de tensão de energia elétrica em regime permanente e especifica a metodologia para medição de níveis de tensão. Segundo a metodologia estabelecida, a avaliação requer investimentos em sensores e pessoal, muitas vezes elevando o custo pelo ponto de vista das concessionárias (VACCARO; MARTINS; MENEZES, 2011).

Além disso, os estudos conduzidos dentro do Projeto de Pesquisa ANEEL PD 2866-0464/2017 (Metodologia Para Análise, Monitoramento e Gerenciamento da GD por Fontes Incentivadas) apontam o interesse por parte da concessionária de energia quanto à operação do sistema de distribuição em áreas rurais, onde a continuidade no fornecimento de eletricidade fica aquém de limites estabelecidos pela ANEEL, trazendo prejuízos tanto aos consumidores quanto à distribuidora de energia. No mesmo projeto foi realizado o cálculo da compensação financeira devido a transgressão de tensão em regime permanente, a qual deve ser indenizada ao consumidor.

Deste modo, nota-se a importância de trazer os estudos de sistemas elétricos de potência (SEP) para a aplicação nestes subsistemas ou microrredes que, mesmo sendo de menor dimensão quando comparados ao SEP interligado, devem continuar

obedecendo a critérios de continuidade e qualidade no fornecimento de energia elétrica.

Neste sentido, esta pesquisa visa a implementação de um algoritmo de cálculo da compensação financeira para transgressão de tensão em regime permanente aos consumidores e também a formulação detalhada do encargo do uso do sistema de distribuição.

Utiliza-se da plataforma computacional MATLAB como ferramenta de simulação para rede elétrica e alguns dados da COPEL devido ao projeto de Pesquisa e Desenvolvimento P&D 2866-0464/2017 – Metodologia para Análise, Monitoramento e Gerenciamento da GD por Fontes Incentivadas, da Companhia Paranaense de Energia – COPEL.

Na análise estática do fluxo de potência, utiliza-se dos métodos de Newton-Raphson (NR), Gauss-Seidel (GS) e *Backward-Forward Sweep* (BFS) (MONTICELLI, 1983; PIZZALI, 2003; HAQUE, 1996), de modo que o operador do sistema elétrico possa escolher dentre os referidos métodos quando executar os estudos de regime permanente. Os dois primeiros métodos foram escolhidos por serem de amplo conhecimento na literatura da área, ou seja, de aplicação bem estabelecida e, o terceiro, por se aproveitar das características radiais de redes de distribuição.

O processo do fluxo de potência discretizado em minutos, para um horizonte de uma semana, por sua vez é útil para simular um medidor de tensão, afim de obter posteriormente indicadores de qualidade de tensão. Sendo que a definição do tempo entre as medidas de tensão e indicadores é feita através de prescrições feitas pelo PRODIST Módulo 8.

## 1.2 OBJETIVOS

### 1.2.1 Objetivo Geral

Simular o cálculo da compensação financeira devida pela concessionária ao consumidor na transgressão de tensão em regime permanente.

### 1.2.2 Objetivos Específicos

Para conseguir o objetivo final deve-se:

- Simular a quantidade de medições de tensões em regime permanente que ultrapassam o limite estabelecido pelo PRODIST.
- Calcular os índices de qualidade DRP e DRC.
- Calcular o encargo de uso do sistema de distribuição (EUSD).

### 1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO

Para alcançar os objetivos propostos, esta monografia está subdivida em capítulos, como descritos a seguir.

No capítulo 1, é abordado um panorama geral da qualidade de energia elétrica.

No capítulo 2, é abordados os conceitos envolvendo qualidade da energia elétrica e índices de qualidade.

No capítulo 3, é abordada a metodologia para calcular o valor da compensação financeira e encargo do uso do sistema de distribuição.

No capítulo 4, serão abordados os resultados da compensação financeira calculados com os dados de consumidores da COPEL.

No capítulo 5, será abordada a conclusão da monografia.

## 2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

### 2.1 QUALIDADE DE ENERGIA

Existem diferentes definições para qualidade de energia, dependendo da área profissional e. Uma concessionária de energia pode se basear no conceito de confiabilidade, um fabricante de um produto elétrico pode definir como as características da fonte de alimentação que permitem o funcionamento adequado do equipamento. Portanto a melhor definição é por sua vez a que melhor se adapta a situação estudada (DUGAN *et al.*, 2012).

A qualidade da energia é uma questão orientada para o consumidor. Dessa forma, qualquer problema de energia manifestado em desvio de tensão, corrente ou frequência que resulta em falha ou operação incorreta do equipamento do cliente (DUGAN *et al.*, 2012).

Quando surge um problema para o consumidor e é necessário comunicar a concessionária, o entendimento e sua causa é fundamental para não o tratar de forma paliativa. Assim a interface entre concessionária e cliente é de fundamental importância para ambos chegarem à solução do problema (DUGAN *et al.*, 2012).

Tanto as concessionárias quanto os usuários finais estão se tornando cada vez mais preocupados com a qualidade da energia elétrica. O termo qualidade de energia se tornou uma das palavras-chave mais comuns da indústria de energia desde o final dos anos 1980. As dificuldades a serem enfrentadas não são necessariamente novas, porém por ter se tornado muito abrangente diversos tipos individuais de distúrbios do sistema de energia. Atualmente é importante os engenheiros aprenderem a lidar com esses distúrbios usando uma abordagem sistêmica, ao invés de tratá-los como problemas individuais (DUGAN *et al.*, 2012).

Dentre os inúmeros problemas que envolvem a rede elétrica, quatro causam maior preocupação devido ao grande impacto na rede: equipamentos novos, níveis de harmônicas, desequilíbrio de tensão entre as fases e variação de frequência (ANEEL, 2021).



Muitos equipamentos e cargas estão interconectadas na rede elétrica. Essa integração pode significar que a falha de qualquer componente cause um efeito cascata com consequências muito graves (DUGAN *et al.*, 2012).

Com a preocupação da qualidade geral do sistema de energia houve um crescimento contínuo no uso e aplicação de dispositivos com ajuste automático de velocidade e capacitores para correção de fator de potência para reduzir perdas. Infelizmente o efeito colateral é o aumento dos níveis de harmônicos na rede elétrica e seu impacto nas redes (KUSKO, 2007).

As interrupções do fornecimento de energia, afundamento de tensão, comutação de transiente, oscilação de frequência são desafios para a concessionária melhorar a qualidade, serviço e fornecimento da energia elétrica (KUSKO, 2007).

Além desses problemas uma busca contínua por um aumento de produtividade das concessionárias. As fábricas requerem cada vez mais um maquinário mais rápido e produtivo (KUSKO, 2007).

Em busca de maneiras para solucionar os possíveis problemas muitos governos atualizam constantemente as políticas de regulamentação da energia para as concessionárias a fim de obter custos mais competitivos de fontes de energia. Hoje é preciso pensar em não apenas atender os clientes, mas atender os índices de confiabilidade e à necessidade de energia incentivando os consumidores e empresas a usar energia distribuída (DUGAN *et al.*, 2012).

Outra forma é o desenvolvimento de índices para monitorar os diversos aspectos da qualidade da energia, seja como produto, serviço e reclamações. Agências envolvidas no processo de regulamentação tem o cerne da avaliação dos problemas em confiabilidade, a qual está associada às interrupções no sistema (DUGAN *et al.*, 2012).

Este processo se baseia em coletar, analisar e interpretar os inúmeros dados de medição em informações úteis para avaliar o sistema que está sendo atendido. A coleta de dados é geralmente realizada por medição de tensão e corrente por um período discretizado, isso varia conforme o fenômeno estudado.

Os serviços prestados pelas empresas do setor elétrico de distribuição de energia podem ser avaliados nos seguintes aspectos: a continuidade do fornecimento;

a qualidade do atendimento ao consumidor; e a qualidade do produto energia elétrica (ROCHA et al., 2017).

Esses aspectos são pontos básicos para a definição dos diversos critérios de localização e arranjo das subestações; a localização das equipes de serviços; os critérios de escolha dos materiais e equipamentos de controle e proteção; a regulação de tensão; e a configuração da rede de distribuição.

Cada um dos três aspectos é assim entendido: a continuidade do fornecimento corresponde à disponibilidade da energia elétrica ao consumidor e é caracterizada pela duração e frequência das interrupções; a qualidade do atendimento abrange a relação comercial existente entre a concessionária e o consumidor, considerando o tempo de atendimento às solicitações de serviços, o grau de presteza, o respeito aos direitos do consumidor, e a qualidade do produto está relacionada com os fenômenos associados à forma de onda de tensão, tais como flutuações de tensão, distorções harmônicas, variações momentâneas de tensão (VACCARO; MARTINS; MENEZES, 2011).

Segundo ANEEL (2021), os parâmetros que caracterizam a qualidade da energia elétrica fornecida, tanto em regime permanente ou transitório é a tensão no ponto de atendimento, fator de potência, harmônicos, desequilíbrios de tensão, flutuação de tensão e variação de frequência.

Segundo os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), são estabelecidos os procedimentos relativos à QEE dividindo-os em:

Qualidade do Produto - define a terminologia, caracteriza os fenômenos e estabelece os indicadores e limites ou valores de referência relativos à conformidade de tensão em regime permanente e às perturbações na forma de onda de tensão.

Qualidade do Serviço - define os conjuntos de unidades consumidoras, estabelece as definições, os limites e os procedimentos relativos aos indicadores de continuidade e dos tempos de atendimento

Qualidade do Tratamento de Reclamações - estabelece a metodologia de cálculo dos limites do indicador de qualidade comercial, frequência equivalente de reclamação (PRODIST).

## 2.2 INDICADORES INDIVIDUAIS, COLETIVOS E DE QUALIDADE.

Destacam-se no aspecto da qualidade do serviço os indicadores de continuidade coletivos, DEC e FEC, e os indicadores de continuidade individuais DIC, FIC, DMIC e DICRIC, conforme Tabela 1 e Tabela 2.

**Tabela 1 - Indicadores Individuais de Continuidade.**

<b>Indicadores Individuais</b>	<b>Nome</b>	<b>Definição</b>
DIC	Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora	Informa por quanto tempo uma unidade consumidora ficou sem energia elétrica
FIC	Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora	Indica o número de vezes que a energia foi interrompida em uma unidade consumidora
DMIC	Duração Máxima de Interrupção Individual por Unidade Consumidora	Tempo máximo de interrupção contínua de energia elétrica em uma unidade consumidora
DICRI	Duração da Interrupção Individual Ocorrida em Dia Crítico por Unidade Consumidora	Corresponde ao tempo de cada interrupção em dia crítico para cada consumidora.

Fonte: Autoria Própria (2022).

Os indicadores individuais são a base para o cálculo dos indicadores coletivos que representam o sistema, podendo ser um conjunto de unidades. Assim, a qualidade do fornecimento é monitorada através dos indicadores DEC e FEC. Entretanto nesta monografia serão abordados com maior profundidade os indicadores DRP e DRC.

Tabela 2 - Indicadores Coletivos de Continuidade.

Indicadores Coletivos	Nome	Definição
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora	Informa quanto tempo em média um consumidor ficou sem energia elétrica
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção Individual por Unidade Consumidora	Quantas vezes faltou energia elétrica em determinado período de tempo.

Fonte: Autoria Própria (2022).

### 2.3 CONFORMIDADE DA TENSÃO EM REGIME PERMANENTE

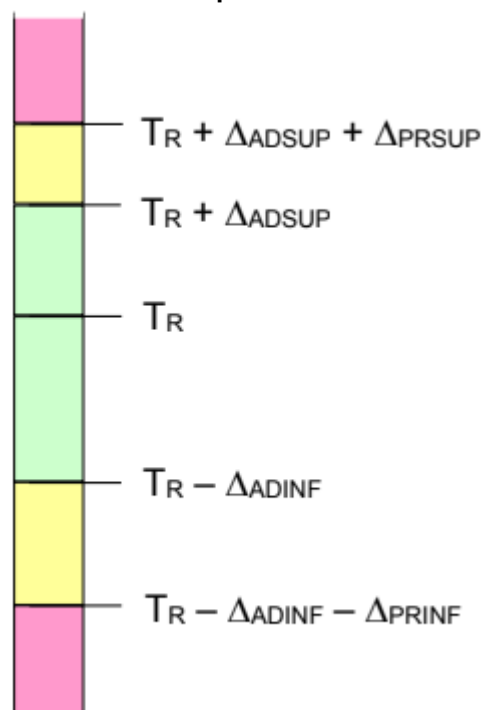
Um dos quesitos de qualidade da energia avaliados pelo PRODIST, especificamente em seu Módulo 8 (Qualidade da Energia Elétrica) são os valores de tensão em regime permanente. Uma vez que nos fluxos de potência tais níveis de tensão são variáveis calculadas, esta seção dedica-se a apresentar de forma breve os limites para os níveis de tensão em regime permanente juntamente a seus respectivos indicadores de conformidade e os critérios de medição e de registro dos mesmos (PRODIST, 2018).

A tensão em regime permanente deve ser avaliada por meio de um conjunto de leituras obtidas por medição apropriada, de acordo com a metodologia descrita para os indicadores individuais e coletivos, por determinação da ANEEL, permanente quando o consumidor adquire medidor capaz de aferir a qualidade da tensão e substitui o medidor comum, amostral conforme sorteio aleatório realizado pela ANEEL para monitoramento da tensão na área de concessão da distribuidora (ANEEL, 2021).

Com isso os níveis de tensão de regime permanente são classificados em distintas faixas, dependendo da relação entre o nível de tensão medido em relação a uma Tensão de Referência (TR). Assim, o valor medido de tensão é então enquadrado nas faixas adequada, precária ou crítica (PRODIST, 2018).

A Figura 1, apresenta as faixas que são classificadas as tensões medidas, para sistemas com diferentes níveis de tensão de Referência.

**Figura 1 - Faixas de Tensão para Sistemas de Distribuição.**



Fonte: PRODIST – Módulo 8 (2016).

Onde tem-se:

- Tensão de referência  $T_R$
- Faixa adequada de tensão ( $T_R - \Delta_{ADINF}$  e  $T_R + \Delta_{ADSUP}$ )
- Faixas Precárias de Tensão ( $T_R + \Delta_{ADSUP}$ ,  $T_R + \Delta_{ADSUP} + \Delta_{PRSUP}$  ou  $T_R - \Delta_{ADINF} - \Delta_{PRINF}$ ,  $T_R - \Delta_{ADINF}$ )
- Faixas Críticas de Tensão ( $>T_R + \Delta_{ADSUP} + \Delta_{PRSUP}$  ou  $<T_R - \Delta_{ADINF} - \Delta_{PRINF}$ ).

A partir dos dados das leituras a distribuidora calcula dois indicadores individuais da unidade consumidora: o DRP (Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária) e DRC (Duração Relativa da transgressão de tensão Crítica). Posteriormente os indicadores individuais são enviados à ANEEL que calcula os indicadores coletivos de tensão, DRPE (Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária Equivalente), DRCE (Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica Equivalente) e ICC (Índice de Unidades Consumidoras com Tensão Crítica), conforme Tabela 3 e Tabela 4.

**Tabela 3 - Indicadores Individuais de Conformidade da Tensão**

<b>Indicadores Individuais</b>	<b>Nome</b>	<b>Definição</b>
DRP	Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária.	Percentual do tempo da medição no qual a tensão permaneceu na faixa precária.
DRC	Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica.	Percentual do tempo da medição no qual a tensão permaneceu na faixa crítica.

Fonte: Autoria Própria (2022).

**Tabela 4 - Indicadores Coletivos de Conformidade da Tensão.**

<b>Indicadores Individuais</b>	<b>Nome</b>	<b>Definição</b>
DRPE	Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária Equivalente.	Média dos valores de DRP individuais.
DRCE	Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica Equivalente.	Média dos valores de DRC individuais.
ICC	Índice de Unidades Consumidoras com Tensão Crítica.	Indica o percentual de unidades consumidoras com pelo menos uma leitura de tensão nas faixas críticas.

Fonte: Autoria Própria (2022).

No capítulo 3 será apresentado a metodologia de cálculo para obter os valores de DRP e DRC.

## 2.4 UNIDADES CONSUMIDORAS

Segundo ANEEL (2018) unidades consumidoras se caracterizam pelo recebimento de energia elétrica em apenas um ponto de conexão e medição individualizada correspondendo a um único consumidor.

### 2.4.1 Grupo A

É o grupo composto de unidades consumidoras cuja tensão de fornecimento seja maior ou igual a 2,3 kV, conforme Tabela 5.

**Tabela 5 - Subgrupos A com as respectivas tensões.**

Subgrupo	Tensão de fornecimento
A1	≥230
A2	88 até 138
A3	69
A3a	30 até 44
A4	2,3 até 25

**Fonte: Aatoria Própria (2022).**

### 2.4.2 Grupo B

É o grupo composto de unidades consumidoras cuja tensão de fornecimento seja menor que 2,3 kV conforme Tabela 6.

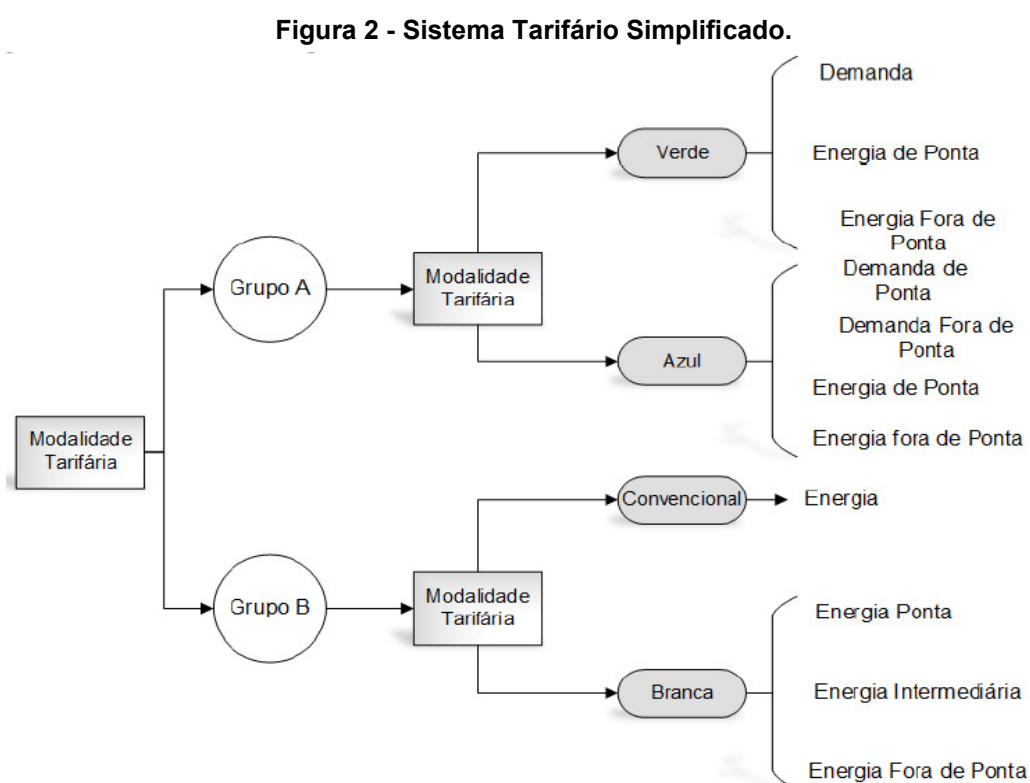
**Tabela 6 - Subgrupos B com respectivas classes e subclasses.**

Subgrupo	Classe	Sub-classe
B1	Residencial	Residencial de baixa renda
B2	Rural	Agropecuária, cooperativa de eletrificação, indústria, serviço público de irrigação
B3	Industrial, comercial, serviços, etc.	-
B4	Iluminação	-

**Fonte: Aatoria Própria 2021.**

### 2.4.3 Modalidade Tarifária.

As informações de grupo de consumidor e modalidade tarifária são fundamentais para a expressão apresentada anteriormente. O diagrama da Figura 2, relaciona cada grupo consumidor e tarifas possíveis, as quais serão explicadas a seguir.



**Fonte: Adaptado (TITO, 2019).**

#### 2.4.3.1 Tarifas para as unidades consumidoras do grupo A

##### 2.4.3.1.1 Modalidade Horária Azul

Obrigatório para os consumidores do subgrupo A1, A2, A3 e opcional para o restante do subgrupo A. Fatura-se:

- Demanda de Potência (R\$/kW): Com valores diferente para horário de ponta e fora de ponta.

- Consumo de Energia (R\$/kWh): Com valores diferente para horário de ponta e fora de ponta.



#### *2.4.3.1.2 Modalidade Horária Verde.*

Aplicada para os consumidores do subgrupo A3a, A4 e AS. Fatura-se:

- Demanda de Potência (R\$/kW): Valor único.
- Consumo de Energia (R\$/kWh): Com valores diferente para horário de ponta e fora de ponta.

#### 2.4.3.2 Tarifas para as unidades consumidoras do grupo B.

##### *2.4.3.2.1 Tarifa Convencional*

Caracterizada por tarifa de consumo de energia elétrica independente do horário utilizado.

##### *2.4.3.2.2 Tarifa Horária Branca*

Caracterizadas por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica em três postos tarifários: ponta, fora de ponta e intermediário.

## 2.5 COMPENSAÇÃO AOS CONSUMIDORES

Desde a aprovação do PRODIST em 2008, foi definido que a partir de janeiro de 2009, a violação dos indicadores coletivos de continuidade DEC e FEC não implica em multa a ser paga pela distribuidora a ANEEL. Nos casos de indicadores individuais de continuidade, quando ocorre uma violação dos limites, a empresa que presta o serviço deve calcular o valor devido e faturar o crédito na fatura em até dois meses após o período da apuração da violação (PRODIST, 2018).

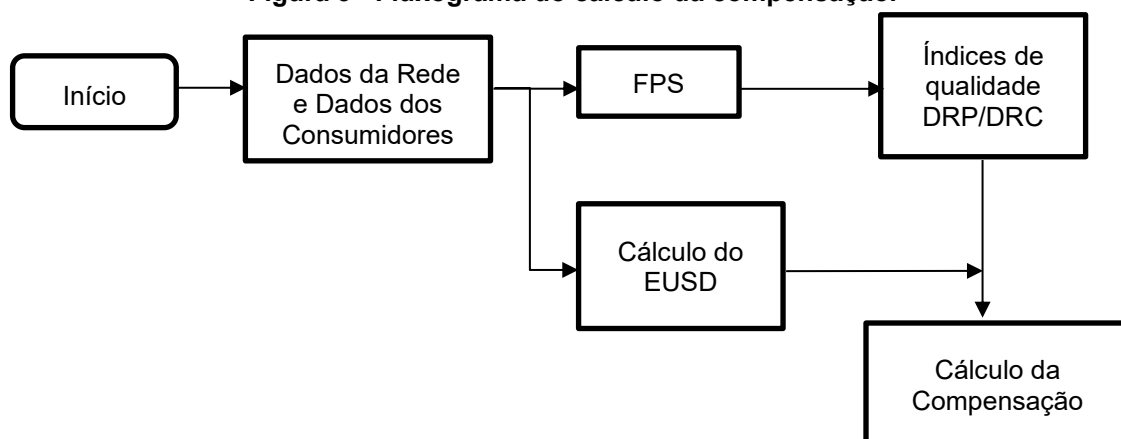
Do mesmo modo os consumidores que estiverem submetidos a tensões de atendimento fora da faixa adequada de tensão, transgredindo os indicadores de tensão, DRP e DRC, deverão ser compensados pela distribuidora de energia (PRODIST, 2018).

### 3 METODOLOGIA PROPOSTA PARA O CÁLCULO ESTIMADO DA COMPENSAÇÃO DEVIDO A TRANSGRESSÃO DE TENSÃO EM REGIME PERMANENTE.

No presente capítulo, será abordado a proposta para o cálculo estimado da compensação financeira devido a transgressão de tensão. A Figura 3 apresenta o fluxograma que permite compreender desde o processo da entrada de dados até os pontos principais para o cálculo.

Vale ressaltar que todo o cálculo da compensação e indicadores de qualidade DRP e DRC dependem das tensões eficazes em regime permanente obtidas através de medição. Neste trabalho, será utilizado um fluxo de potência semanal (FPS) para obtenção das tensões e cálculo dos indicadores de qualidade.

**Figura 3 - Fluxograma do cálculo da compensação.**



Fonte: Autoria Própria (2022).

#### 3.1 DADOS REDE E CONSUMIDORES

Os dados usados para simular a topologia de rede radial do sistema elétrico foram divididos em dados de base, barra, linha, geração distribuída, curva de carga, curva de geração. Os dados referentes ao consumidor são os valores de demanda contratada e/ou energia gasta e tarifa monetária correspondente ao grupo de tensão e bandeira. Esses dados foram arranjados para ser possível a simulação no MATLAB, podendo ser encontrados nos Anexos B, C e os dados da rede no A e B.

## 3.2 FLUXO DE POTÊNCIA

O estudo de fluxo de potência em redes de energia elétrica consiste basicamente em determinar a magnitude e fase das tensões em cada barra do SEP e, como subproduto, o cálculo das potências ativa e reativa que fluem através de seus diversos elementos componentes (tais como linhas de transmissão, transformadores), bem como as perdas de potência dos mesmos (GLOVER; SARMA; OVERBYE, 2012).

Os estudos de fluxo de potência, também conhecidos por fluxo de carga, são a espinha dorsal da análise e projeto de sistemas de potência. Tais estudos são necessários para o planejamento, operação e intercâmbio econômico de potência entre as fontes do sistema. Além disso, o fluxo de potência é utilizado como ferramenta para outras análises do sistema, tais como estudos de estabilidade transitória e análise de contingências, entre outros (SAADAT, 1999).

### 3.2.1 Fluxo de potência horário (FPH)

Essa análise pode prover os dados nesse instante, mas ela não permite prever acontecimentos futuros no sistema. Todavia, dispõe-se de dados históricos de geração e de carga que podem ser usados para fazer previsões de seu comportamento, além disso discretiza-se essa geração e carga em horas para podemos obter curvas que modelem seu comportamento (GURSKI et al., 2018).

Embora a análise de fluxo de potência seja estática, pode-se realizá-la continuamente para vários cenários. A análise de fluxo de potência horário consiste em executar o fluxo de potência sobre curvas de geração e carga ao longo de um período discretizado de hora em hora. Esta ferramenta é útil para auxiliar na análise da qualidade de energia do sistema (SEKI, 2019).

### 3.2.2 Fluxo de potência semanal (FPS)

A ferramenta de fluxo de potência semanal funciona de maneira análoga ao fluxo de potência horário, porém o horizonte de análise pode ser prolongado conforme a necessidade de estudo. Neste trabalho foi usado um horizonte de sete dias discretizado de 10 em 10 minutos, esse horizonte é baseado no módulo 8 do

PRODIST e sua principal função é o cálculo dos índices DRP e DRC, que são usados no cálculo de compensação monetária.

### 3.3 OBTENÇÃO DO DRP E DRC

Para obtenção dos indicadores individuais é necessário coletar um conjunto de leituras medidas com equipamentos que seguem as normas vigentes da IEC 61000 série 4. Na medição permanente, cada conjunto de 1008 leituras válidas de tensão compõe um indicador DRP e um DRC, assim os valores de DRP e DRC a serem utilizados para o mês civil correspondente é a média dos valores calculados. Nas medições eventuais ou amostrais devem ter duração mínima de 168 horas, com intervalos de 10 minutos, totalizando 1008 registros válidos, sendo feitas entre fases e entre fases e o neutro (PRODIST, 2018).

Após a obtenção do conjunto de leituras válidas através de medições eventuais, devem ser calculados os índices de duração relativa da transgressão para tensão precária (DRP) e para tensão crítica (DRC) de acordo com as equações 3. e 3.2.

$$DRP = \frac{nlp}{1008} \cdot 100[\%] \quad (3.1)$$

$$DRC = \frac{nlc}{1008} \cdot 100[\%] \quad (3.2)$$

Onde  $nlp$  e  $nlc$  representam o número de leituras situadas na faixa precária e crítica, respectivamente.

O limite do indicador DRP para estar dentro da faixa de transgressão é 3%. Já para o indicador DRC o valor máximo é 0,5%

Após a obtenção do conjunto de leituras válidas através de medições permanentes, devem ser calculados os índices de duração relativa da transgressão para tensão precária equivalente ( $DRP_E$ ) e para tensão crítica equivalente ( $DRC_E$ ) de acordo com as equações 3.3 e 3.4:

$$DRP_E = \sum \frac{DRP_i}{N_L} [\%] \quad (3.3)$$

$$DRC_E = \sum \frac{DRC_i}{N_L} [\%] \quad (3.4)$$

Em que:

$DRP_i$  = duração relativa de transgressão de tensão precária individual da unidade consumidora (i).

$DRC_i$  = duração relativa de transgressão de tensão crítica individual da unidade consumidora (i).

$DRP_E$  = duração relativa de transgressão de tensão precária equivalente.

$DRC_E$  = duração relativa de transgressão de tensão crítica equivalente.

$N_L$  = total de unidades consumidoras objeto de medição.

### 3.4 CÁLCULO DO ENCARGO DE USO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO (EUSD).

O EUSD (Encargo de uso do sistema de distribuição), segundo (ANEEL 2012), é o valor que deve ser pago pelo acessante referente ao uso do sistema de distribuição, calculado pelo produto das parcelas da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) pelos respectivos valores contratados ou verificados de Montante de Uso do Sistema de Distribuição (MUSD) de demanda e energia (BRASIL, 2012).

O cálculo do EUSD depende do grupo de tensão, classe, modalidade tarifária e a tarifa de aplicação para os três tipos de posto (ponta, fora de ponta, intermediário, indeterminado), que será exemplificado através da equações 3.4:

$$EUSD = EUSD_{energia} + EUSD_{consumo} \text{ [R\$]} \quad (3.4)$$

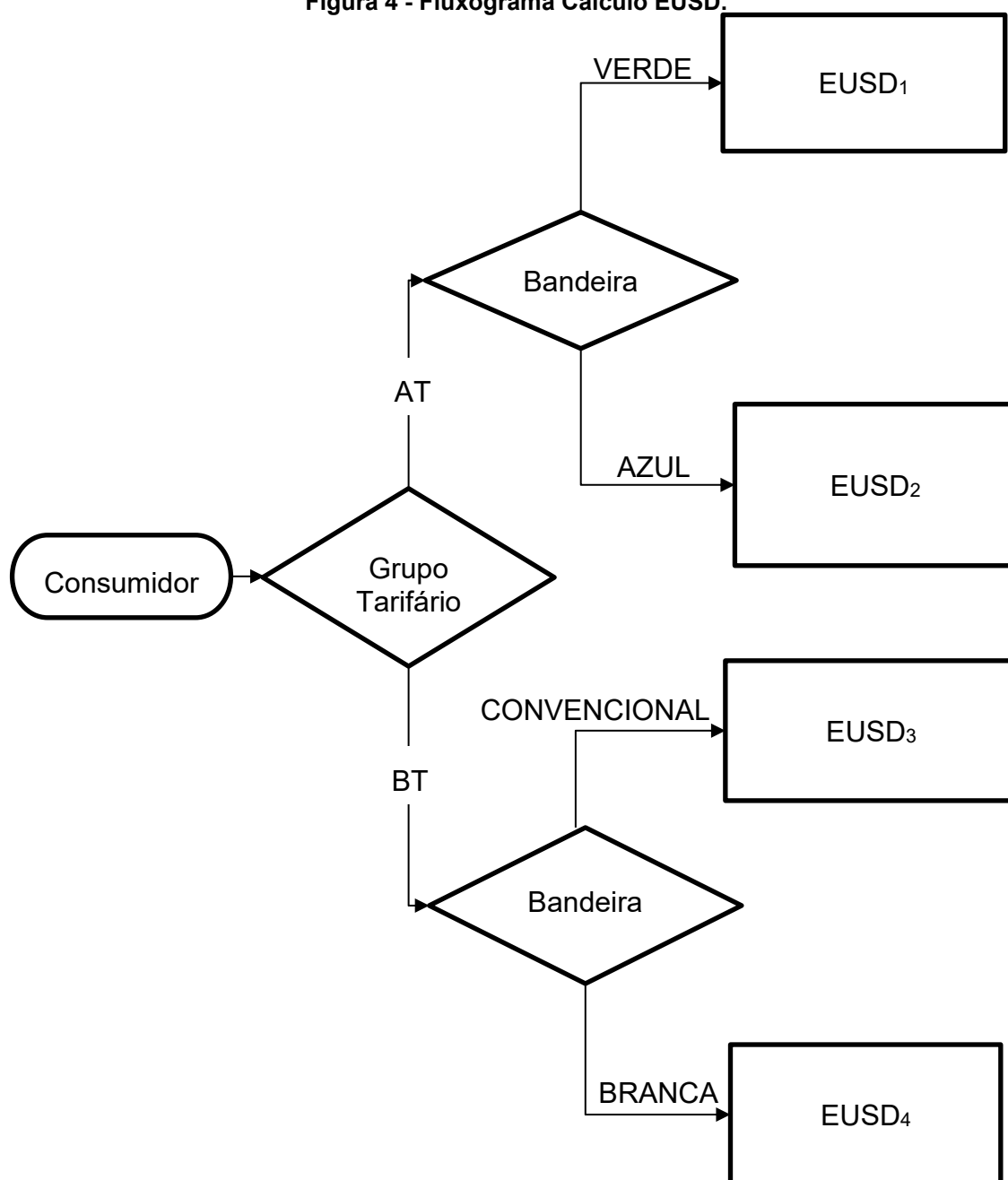
Sendo:

-  $EUSD_{energia}$  = Encargo de uso do sistema de distribuição relativo as demandas e tarifas de energia.

-  $EUSD_{consumo}$  = Encargo de uso do sistema de distribuição relativo as demandas e tarifas de consumo.

Para facilitar o entendimento o fluxograma da Figura 4 expressa o cálculo de maneira mais visual.

Figura 4 - Fluxograma Cálculo EUSD.



Fonte: Autoria Própria (2021).

### 3.5 CÁLCULO DA COMPENSAÇÃO

Para calcular a compensação deve ser utilizada a equação 3.6 utilizando os dados de tarifa citados anteriormente conforme o grupo de tensão ao qual o consumidor está conectado.

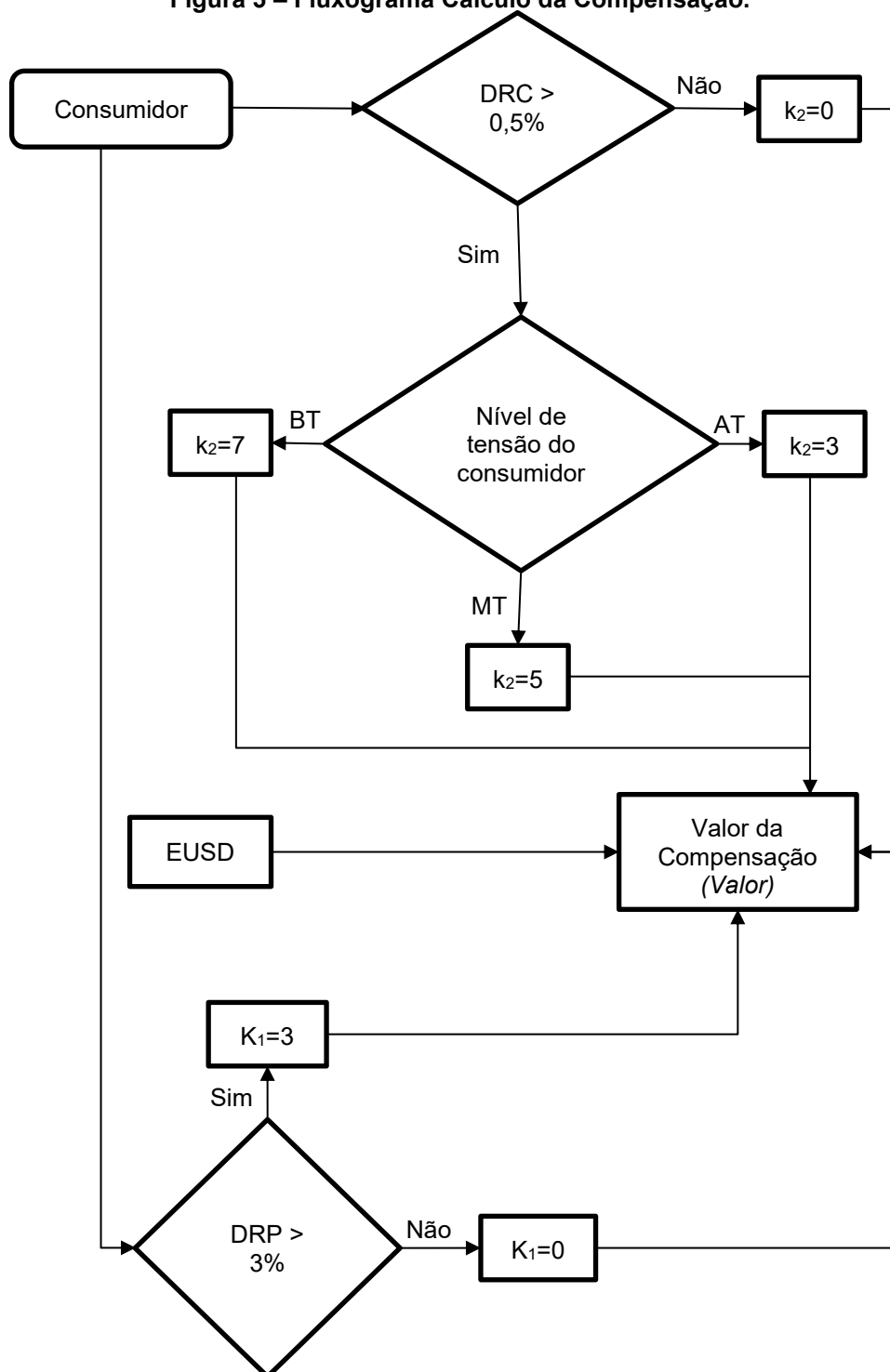
$$Valor = \left[ \left( \frac{DRP - DRP_{limite}}{100} \right) \cdot k_1 + \left( \frac{DRC - DRC_{limite}}{100} \right) \cdot k_2 \right] \cdot EUSD \quad (3.6)$$

Sendo:

- $k_1 = 0$ , se  $DRP \leq DRP_{limite}$ .
- $k_1 = 3$ , se  $DRP > DRP_{limite}$ .
- $k_2 = 0$ , se  $DRC \leq DRC_{limite}$ .
- $k_2 = 7$ , para consumidores atendidos em Baixa Tensão, se  $DRC > DRC_{limite}$ .
- $k_2 = 5$ , para consumidores atendidos em Média Tensão, se  $DRC > DRC_{limite}$ .
- $k_2 = 3$ , para consumidores atendidos em Alta Tensão, se  $DRC > DRC_{limite}$ .
- $DRP_{limite} = 3\%$ .
- $DRC_{limite} = 0.5\%$ .
- $DRP$  = Valor do DRP expresso em %, apurado na última medição.
- $DRC$  = Valor do DRC expresso em %, apurado na última medição.
- $EUSD$  = valor do encargo de uso do sistema de distribuição correspondente ao mês de referência da última medição.

Um fluxograma permite compreender o algoritmo e cálculo do valor da compensação como é mostrado na Figura 5.

Figura 5 – Fluxograma Cálculo da Compensação.



Fonte: Autoria Própria (2021).

Neste capítulo foram abordados os conceitos de fluxo de potência, encargo do sistema e a metodologia usada para estimar o valor da compensação. A integração desses estudos será feita através do software SAGEFLUX, apresentado na seção 4.



## 4 SIMULAÇÕES E RESULTADOS

Neste capítulo serão apresentados as simulações realizadas e resultados obtidos com a estimação do cálculo da compensação devido à transgressão de tensão em regime permanente desenvolvido neste trabalho.

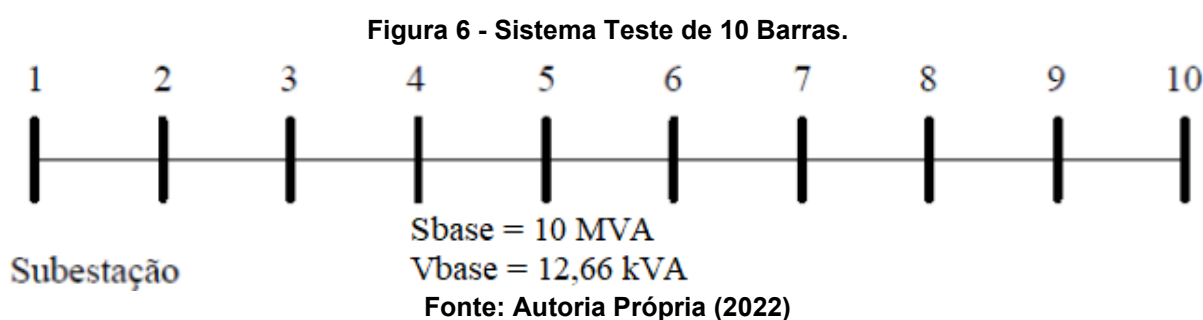
Para validar a metodologia de cálculo foram utilizados dois sistemas de teste comumente conhecidos na literatura, sistema 10 barras e 33 barras, sendo esse último usado para um caso sem geração distribuída e outro com.

Em ambos foram considerados uma potência base de 10 MVA e tensão base de 12,66 kV. Quanto ao carregamento dos sistemas testados, para todas as simulações foram consideradas condições de carga leve, média e pesada, sendo a última a mais crítica.

Vale ressaltar que os dados dos consumidores, quantidade conectada nos sistemas teste e os dados das curvas de geração e carga podem ser visto no ANEXO A e ANEXO B.

### 4.1 SISTEMA TESTE DE DISTRIBUIÇÃO DE 10 BARRAS

O sistema de 10 barras é um sistema radial composto de uma barra de geração e nove de carga, com nove linhas conforme Figura 6.



Os dados de barra e de linha utilizados na resolução do fluxo de potência podem ser observados na Tabela 7 e Tabela 8, respectivamente.

**Tabela 7 - Dados de barra do sistema teste de 10 barras.**

Barra	Tipo	V (pu)	Th (°)	PI (MW)	QI (Mvar)
-------	------	--------	--------	---------	-----------

B1	2	1	0	0,0000	0,0000
B2	0	1	0	0,0026	0,0022
B3	0	1	0	0,8404	0,3300
B4	0	1	0	0,2750	0,1540
B5	0	1	0	0,0300	0,0220
B6	0	1	0	0,0280	0,0190
B7	0	1	0	0,1450	0,1040
B8	0	1	0	1,2440	0,8567
B9	0	1	0	0,0080	0,0055
B10	0	1	0	0,0080	0,0055

Fonte: Autoria Própria (2022).

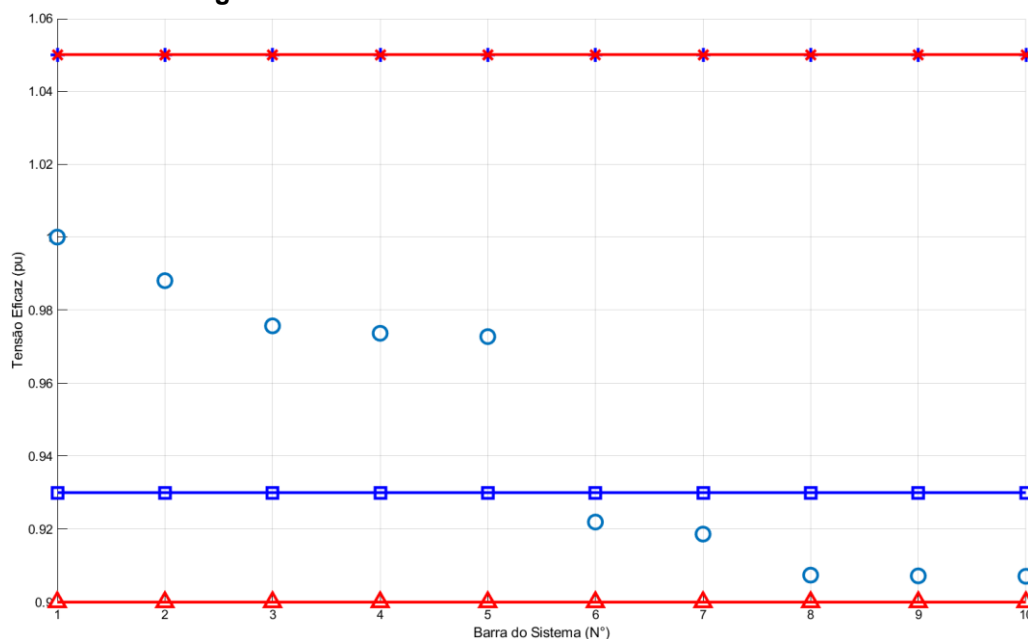
**Tabela 8 - Dados de linha do sistema teste de 10 barras.**

ID	De	Para	R (pu)	X (pu)	Susc (pu)
L1	B1	B2	0,02284	0,01163	0
L2	B2	B3	0,02378	0,01211	0
L3	B3	B4	0,00575	0,00293	0
L4	B4	B5	0,00308	0,00157	0
L5	B5	B6	0,17588	0,04809	0
L6	B6	B7	0,01168	0,00386	0
L7	B7	B8	0,04438	0,01467	0
L8	B8	B9	0,06426	0,02121	0
L9	B9	B10	0,06514	0,02152	0

Fonte: Autoria Própria (2022).

O resultado gráfico das tensões de barra em p.u. do sistema teste de 10 barras pode ser visto na Figura 7.

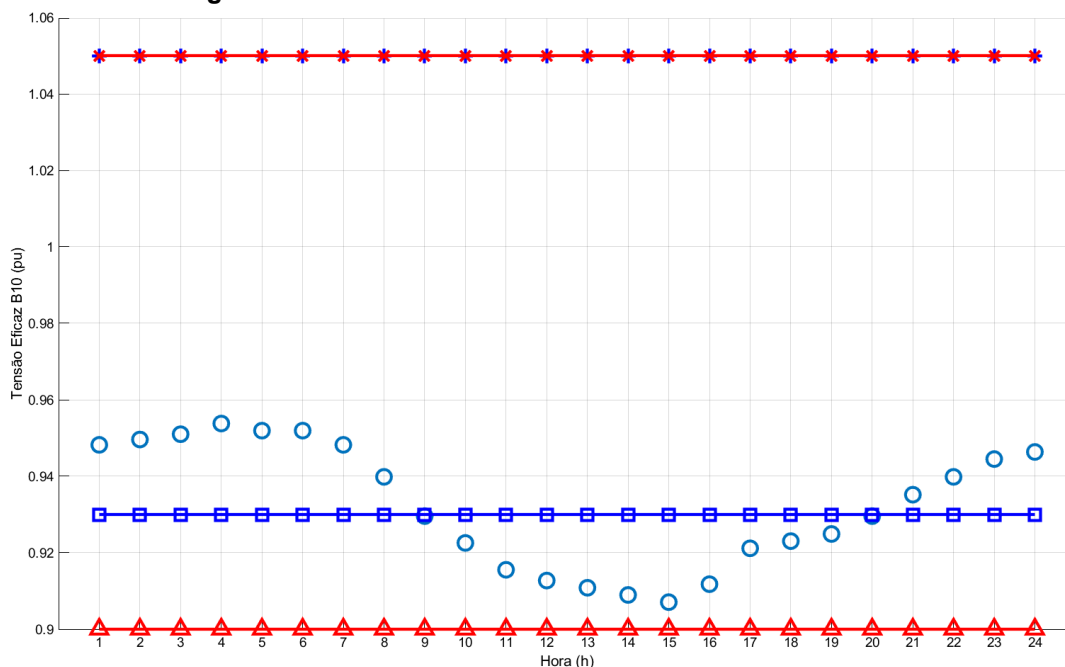
**Figura 7 – Tensões eficazes do sistema de 10 barras**



Fonte: Autoria Própria (2022).

Uma avaliação com o fluxo de potência é possível constatar que as barras 6 até 10 apresentam tensão precária. Para visualizar essas situações, usamos o FPH e temos na Figura 8 o comportamento da tensão horária na barra 10.

**Figura 8 - Tensões eficazes na Barra 10 de hora em hora.**

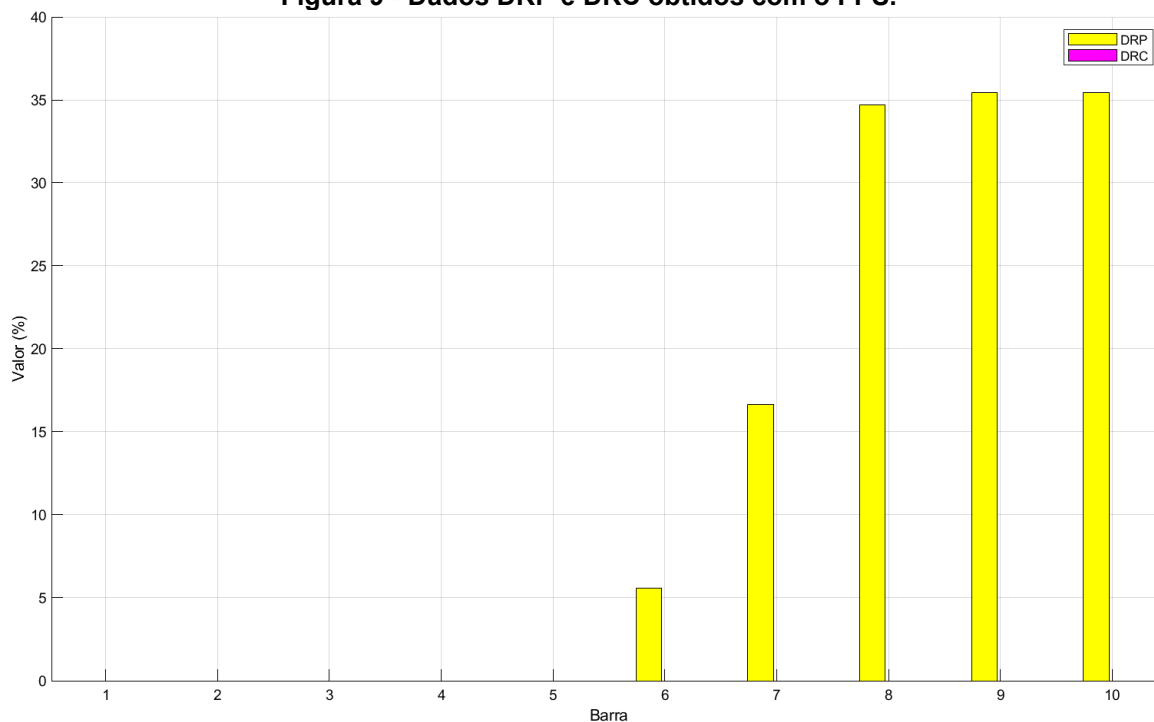


Fonte: Autoria Própria (2022).

Assim é possível observar que os valores das tensões entre os horários das 10h até 19h estão situadas no período crítico para o sistema.

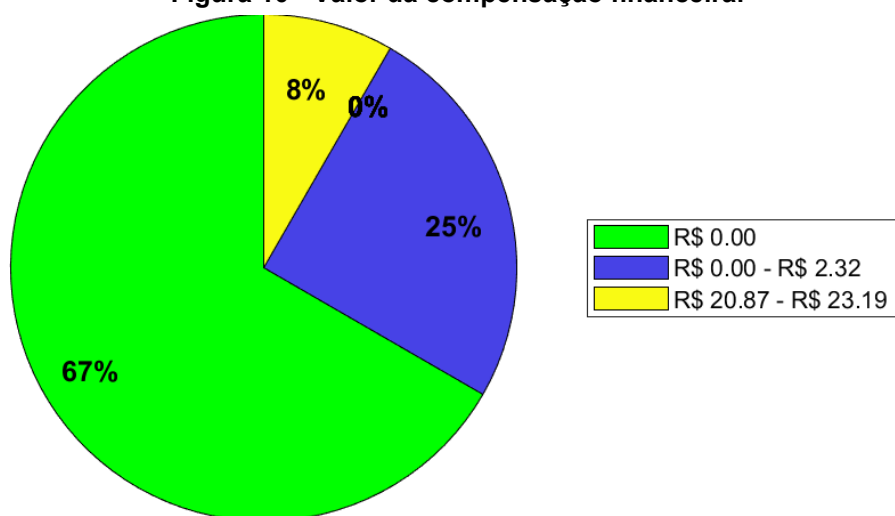
Os resultados calculados para obter os índices DRP e DRC através do FPS e o valor do cálculo da compensação podem ser vistos na Figura 9 e Figura 10.

**Figura 9 - Dados DRP e DRC obtidos com o FPS.**



Fonte: Autoria Própria (2022).

**Figura 10 - Valor da compensação financeira.**

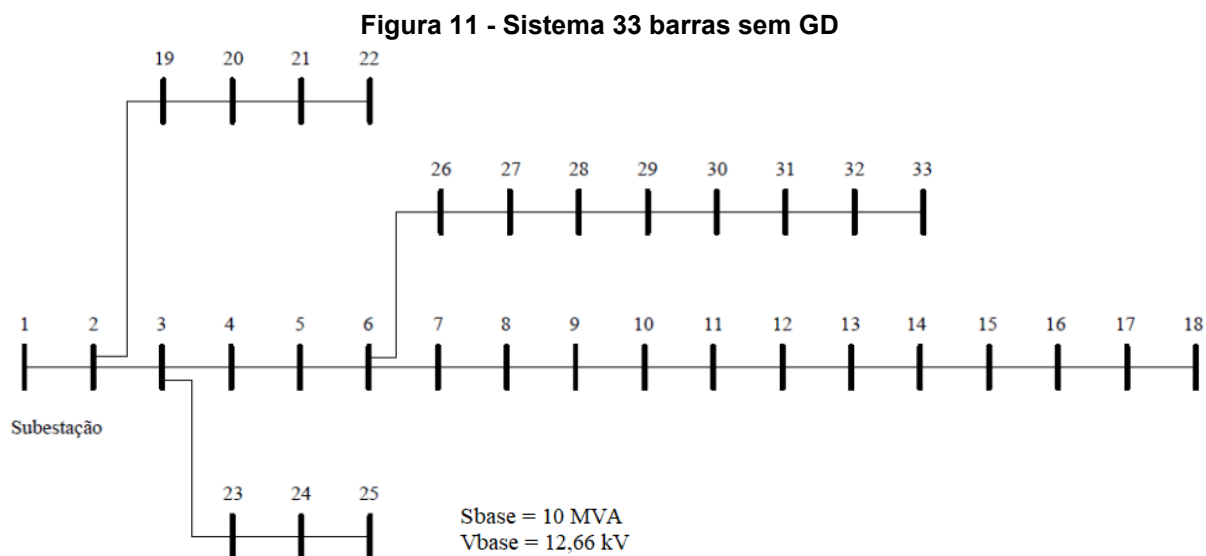


Fonte: Autoria Própria (2022).

Dos 12 consumidores, conforme Tabela 23 do ANEXO E, os 4 conectados entre as barras 6 a 10, com tensão crítica, tiveram um valor a ser compensado.

## 4.2 SISTEMA TESTE DE DISTRIBUIÇÃO DE 33 BARRAS SEM GD

O sistema de 33 barras é um sistema radial composto de uma barra de geração e trinta e duas de carga, com trinta e duas linhas conforme Figura 11.



Fonte: Autoria Própria (2022).

Os dados de barra e de linha utilizados na resolução do fluxo de potência podem ser observados na Tabela 9 e Tabela 10.

**Tabela 9 - Dados de barra do sistema teste de 33 barras.**

Barra	Tipo	V (pu)	Th (°)	PI (MW)	QI (Mvar)
B1	2	1	0	0,0000	0,0000
B2	0	1	0	0,0870	0,0000
B3	0	1	0	0,0000	0,0000
B4	0	1	0	0,0000	0,0000
B5	0	1	0	0,0000	0,0000
B6	0	1	0	0,8026	0,4022
B7	0	1	0	0,0404	0,0300
B8	0	1	0	0,0750	0,0540
B9	0	1	0	0,0300	0,0220
B10	0	1	0	1,5280	0,7190
B11	0	1	0	0,1450	0,1040
B12	0	1	0	0,1450	0,1040

B13	0	1	0	0,0080	0,0055
B14	0	1	0	0,0080	0,0055
B15	0	1	0	0,0000	0,0000
B16	0	1	0	0,6280	0,2450
B17	0	1	0	0,0600	0,0350
B18	0	1	0	0,0600	0,0350
B19	0	1	0	0,0000	0,0000
B20	0	1	0	0,0010	0,0006
B21	0	1	0	0,1140	0,0810
B22	0	1	0	0,0053	0,0035
B23	0	1	0	0,0000	0,0000
B24	0	1	0	0,0280	0,0200
B25	0	1	0	0,0000	0,0000
B26	0	1	0	0,0140	0,0100
B27	0	1	0	0,0140	0,0100
B28	0	1	0	1,0260	0,7185
B29	0	1	0	0,0260	0,0185
B30	0	1	0	0,0000	0,0000
B31	0	1	0	0,0000	0,0000
B32	0	1	0	0,0000	0,0000
B33	0	1	0	0,0140	0,0100

Fonte: Autoria Própria (2022).

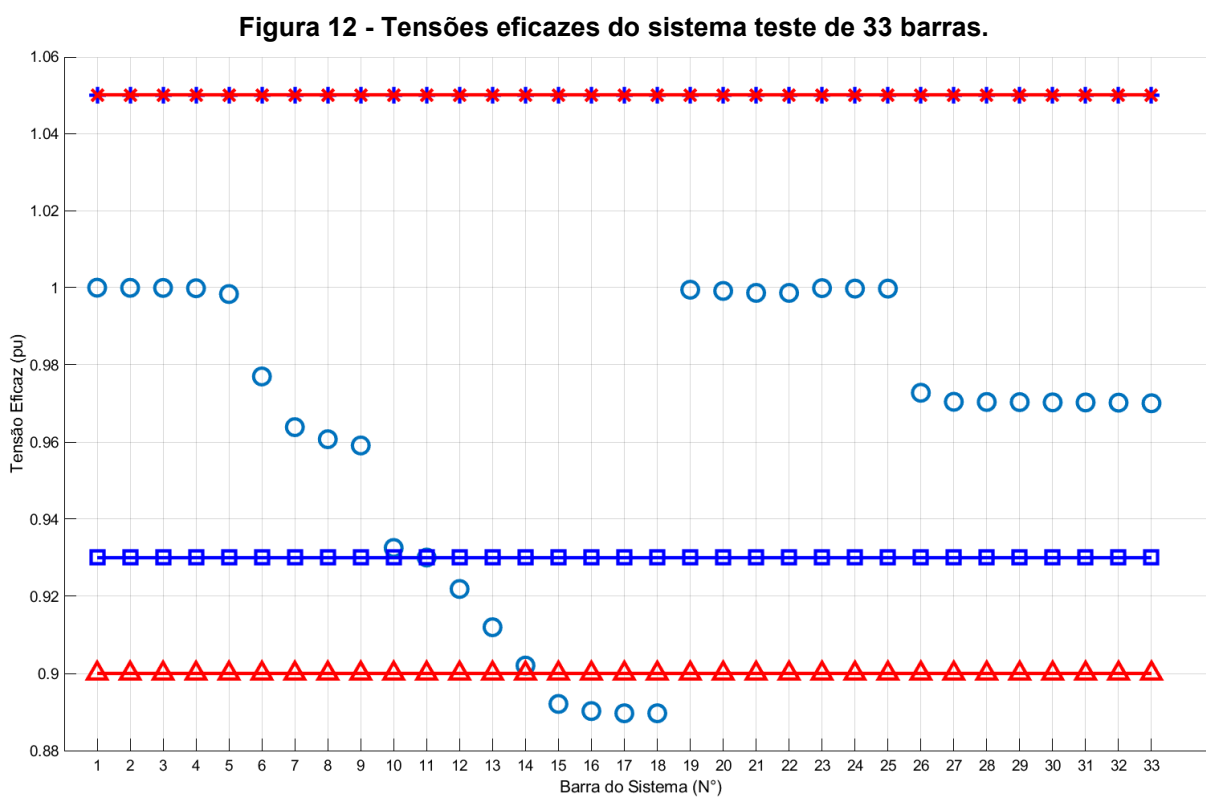
Tabela 10 - Dados de linha do sistema teste de 33 barras.

ID	De	Para	R (pu)	X (pu)
L1	B1	B2	0,00003	0,00007
L2	B2	B3	0,00003	0,00007
L3	B3	B4	0,00009	0,00022
L4	B4	B5	0,00157	0,00183
L5	B5	B6	0,02284	0,01163
L6	B6	B7	0,02378	0,01211
L7	B7	B8	0,00575	0,00293
L8	B8	B9	0,00308	0,00157
L9	B9	B10	0,05110	0,01689
L10	B10	B11	0,01168	0,00386
L11	B11	B12	0,04438	0,01467
L12	B12	B13	0,06426	0,02121
L13	B13	B14	0,06514	0,02152
L14	B14	B15	0,06601	0,02181
L15	B15	B16	0,01227	0,00406
L16	B16	B17	0,02336	0,00772
L17	B17	B18	0,00029	0,00010
L18	B2	B19	0,02044	0,00676

L19	B19	B20	0,01314	0,00434
L20	B20	B21	0,02131	0,00704
L21	B21	B22	0,00087	0,00029
L22	B3	B23	0,00993	0,00328
L23	B23	B24	0,02161	0,00714
L24	B24	B25	0,04672	0,01544
L25	B6	B26	0,01927	0,00637
L26	B26	B27	0,01081	0,00357
L27	B27	B28	0,00027	0,00067
L28	B28	B29	0,00399	0,00976
L29	B29	B30	0,02482	0,00820
L30	B30	B31	0,00438	0,00145
L31	B31	B32	0,02190	0,00724
L32	B32	B33	0,05235	0,01757

Fonte: Autoria Própria (2022).

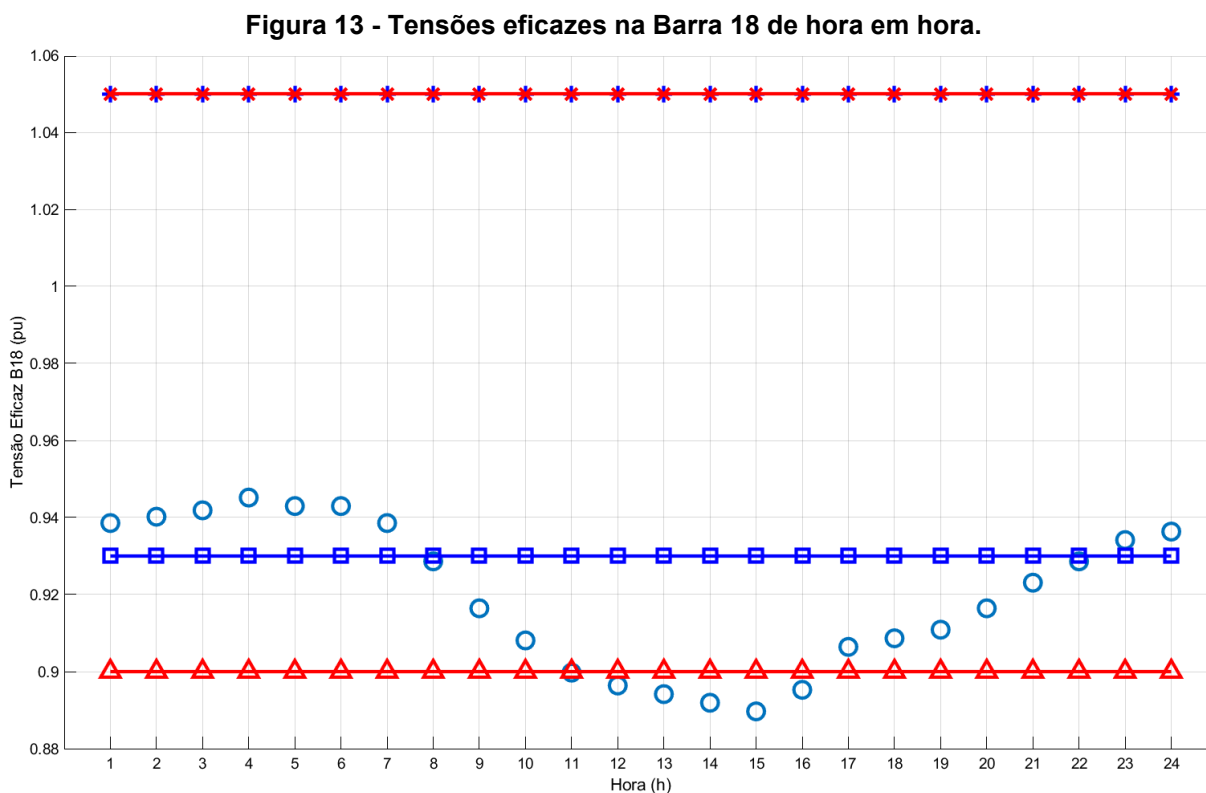
O resultado gráfico das tensões de barra em p.u. do sistema teste de 33 barras pode ser visto na Figura 12.



Fonte: Autoria Própria (2022).

Uma avaliação com o fluxo de potência é possível constatar que as barras 12 até 14 apresentam tensão na faixa precária e 15 à 18 apresentam tensão crítica. Para

visualizar essas situações, usamos o FPH e temos na Figura 13 o comportamento da tensão horária na barra 18.



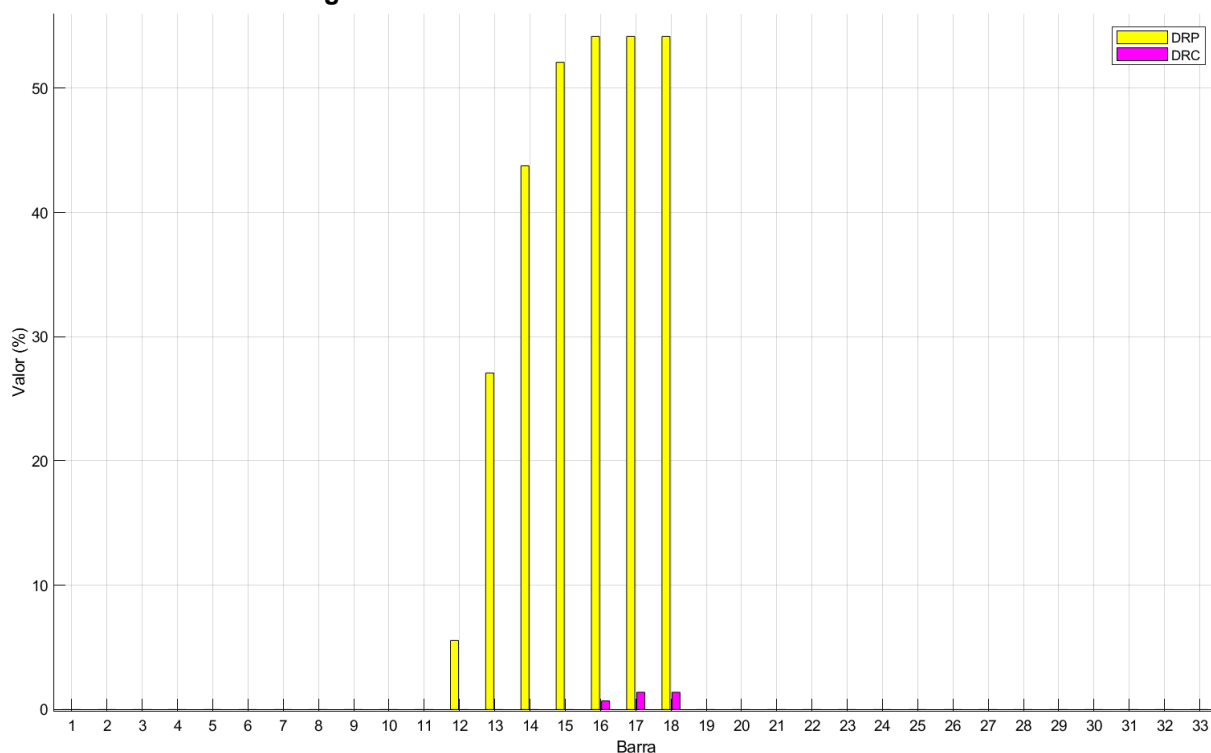
Fonte: Autoria Própria (2022).

É possível observar que entre os horários das 8h até 11h e 17h até 22h é o período precário e o intervalo das 12h até 16h é o período crítico para o sistema suprir as cargas de cada consumidor.

Os resultados calculados para obter os índices DRP e DRC através do FPS e o valor do cálculo da compensação podem ser vistos na Figura 14 e Figura 15.

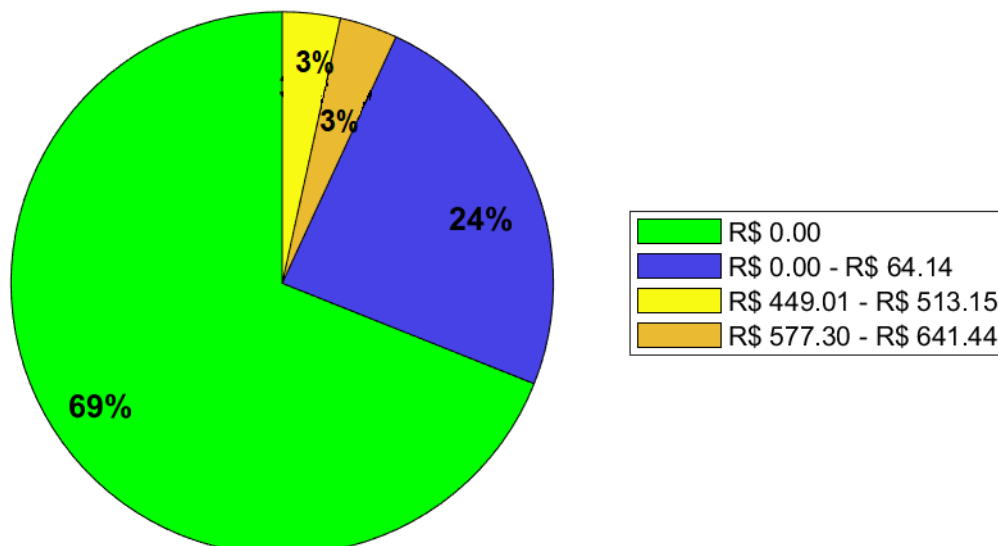


**Figura 14 - Dados DRP e DRC obtidos com o FPS.**



Fonte: Autoria Própria (2022).

**Figura 15 - Valor da compensação financeira para o sistema de 33 barras.**

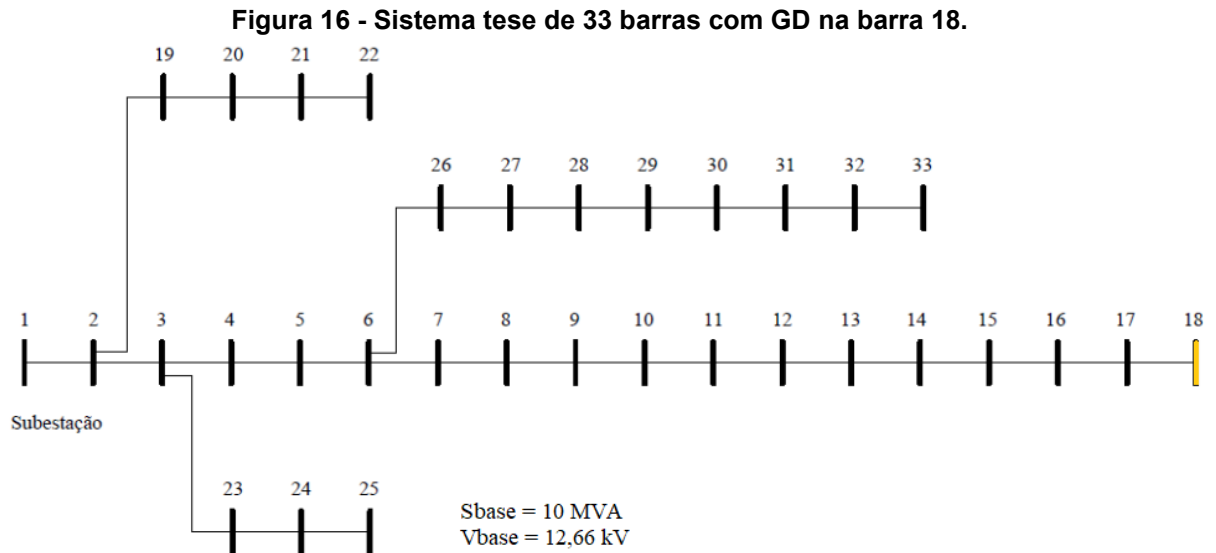


Fonte: Autoria Própria (2022).

Dos 29 consumidores, conforme Tabela 24 no ANEXO E, os 9 conectados entre as barras 13 e 18, tiveram um valor a ser compensado.

### 4.3 SISTEMA TESTE DE DISTRIBUIÇÃO DE 33 BARRAS COM GD

O sistema de 33 barras com GD é o mesmo sistema usado na seção anterior, porém foi inserido uma GD fotovoltaica na barra18 conforme Figura 16.



Fonte: Autoria Própria (2022).

Os dados de barra e de linha utilizados na resolução do fluxo de potência são os mesmos da seção anterior. Os dados da GD inserida na barra 18 pode são mostrados na Tabela 11.

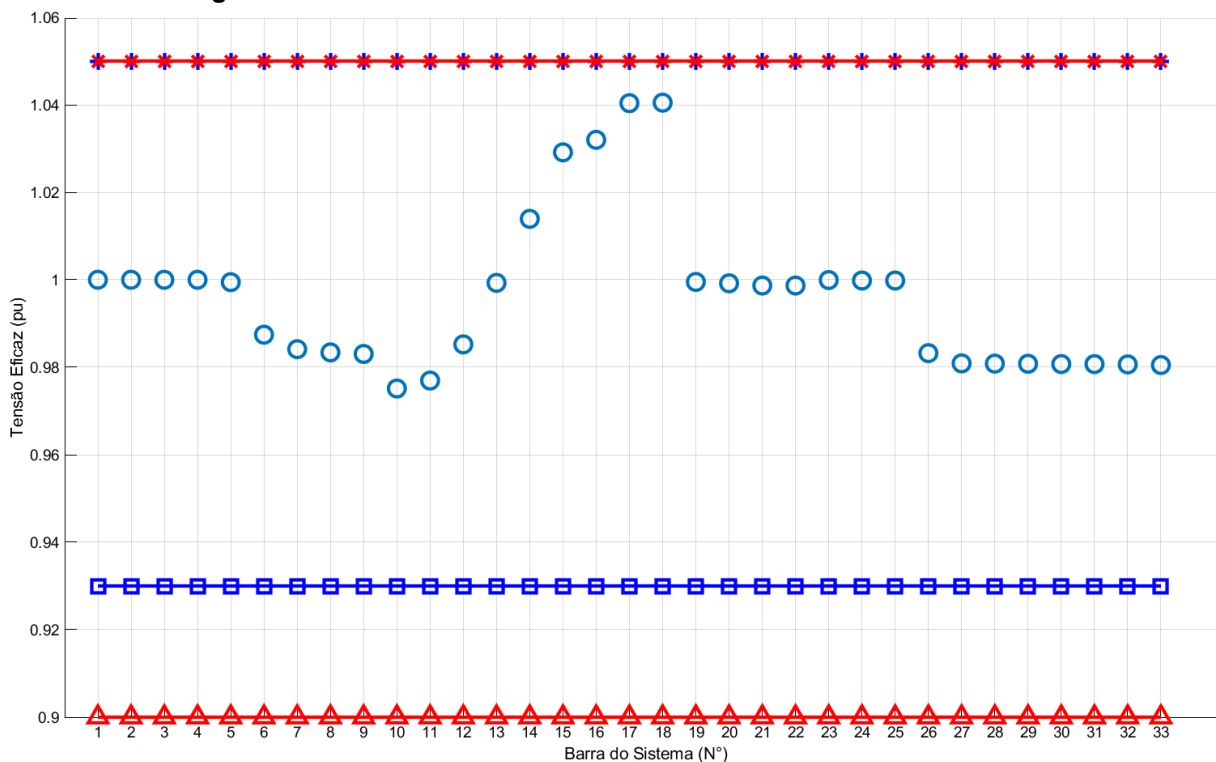
**Tabela 11 - Dados da GD.**

ID	Barra	Estado	Tipo	Pg_GD (MW)	Qg_GD (Mvar)	Curva de Geração	Pg_max (MW)
GD1	B18	On	0	3,0000	3,0000	1	3,0000

Fonte: Autoria Própria (2022).

Assim os resultados das tensões eficazes podem ser vistos na Figura 17.

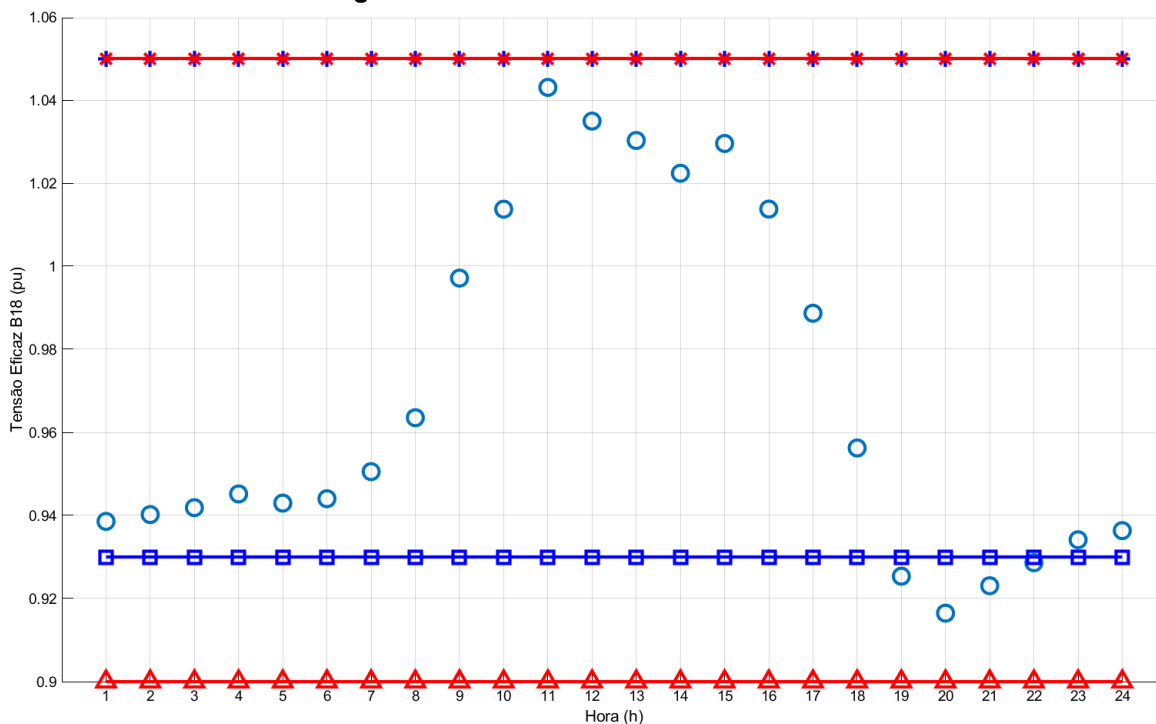
**Figura 17 - Tensões eficazes no sistema teste de 33 barras com GD**



Fonte: Autoria Própria (2022).

É possível ver a melhora das tensões se compararmos sem a GD Figura 21. O mesmo pode ser visto para a barra com maior discrepância do valor de referência, barra 18, como mostra a Figura 18.

**Figura 18 - Tensões eficazes na barra 18.**

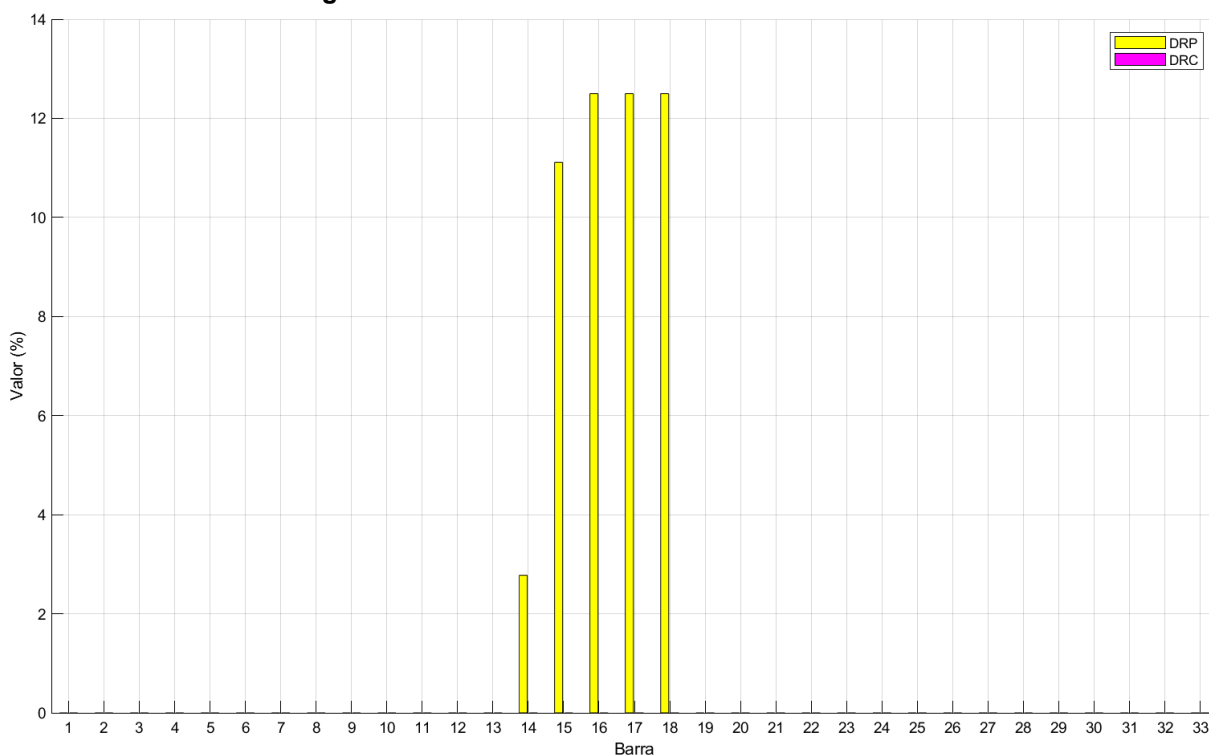


Fonte: Autoria Própria (2022).

É possível observar que entre os horários das 19h até 22h o período precário para o sistema suprir as cargas de cada consumidor.

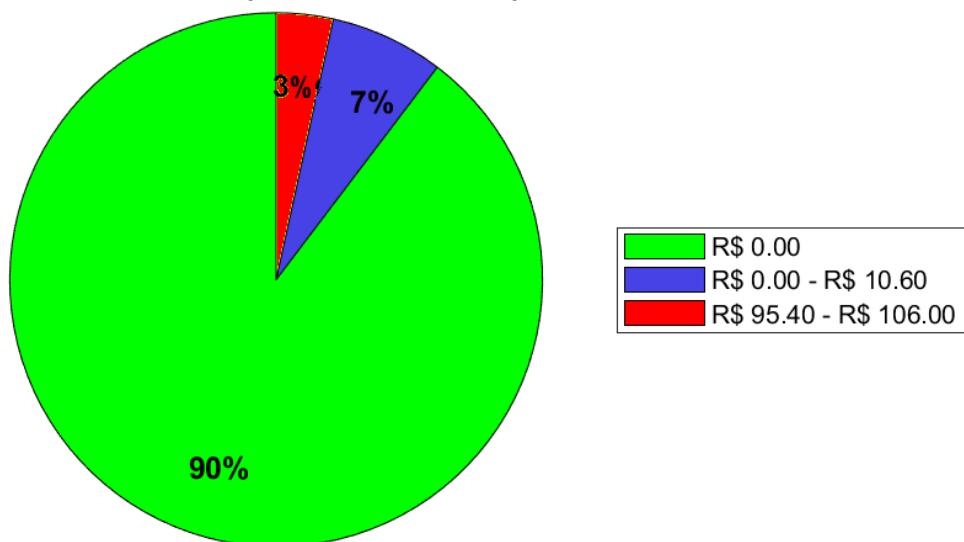
Os resultados calculados para obter os índices DRP e DRC através do FPS e o valor do cálculo da compensação podem ser vistos na Figura 19 e Figura 20.

**Figura 19 - Dados DRP e DRC obtidos com o FPS.**



Fonte: Autoria Própria (2022).

**Figura 20 - Valor da compensação financeira para o sistema de 33 barras com GD.**



Fonte: Autoria Própria (2022).

Dos 29 consumidores, conforme Tabela 25 no ANEXO E, os 2 consumidores conectados nas barras 17 e 18, tiveram um valor a ser compensado até 10,60 reais e o único consumidor conectado a barra 15 deve ser compensado em até 106 reais.

## 5 CONCLUSÃO

Neste trabalho foi apresentado e discutido o aspecto de qualidade de energia para o sistema elétrico de potência e um dos problemas existentes na rede elétrica, a saber os níveis de tensão em regime permanente e conseqüentemente o valor a ser pago pela prestadora de serviço ao cliente, quando os mesmos atingem valores precários ou críticos.

É possível notar que ao inserirmos a GD fotovoltaica no sistema de 33 barras tem-se uma drástica melhora no comportamento da tensão em regime permanente, zerando o número de tensões que estavam na faixa crítica e reduziu sensivelmente as tensões na faixa precária. Isso pode ser visto no gráfico dos índices DRP e DRC e também nos valores reduzidos de compensação que a concessionária eventualmente para ao consumidor.

Avaliando de forma qualitativa, a inserção de uma GD fotovoltaica sem investimentos elevados com uma real melhora de funcionamento do sistema, acarretando melhor serviço e reduzindo os custos de compensação a serem pagos pela concessionária é um caminho para tratar os problemas da rede.

Assim esse trabalho consistiu em estimar como obter os valores das tensões em regime permanente através de conceitos técnicos e modelos matemáticos da área de SEP. Uma das dificuldades foi simular o período de uma semana para avaliar as tensões, visto que foi necessário pesquisar dados de curva de geração e carga e tratá-los. Além disso, formatar os dados dos consumidores para qualquer cenário de modo que eles pudessem ser trabalhados no *Matlab* para qualquer topologia de sistema radial. Os dados dos grupos de consumidores e suas respectivas tarifas, também precisaram ser trabalhados para serem utilizados no algoritmo, esses dados sofrem atualizações periódicas de 6 em 6 meses, o que dificulta a manutenção do banco de dados.

A principal dificuldade foi concatenar todas essas informações em um algoritmo. Para isso, formatações dos dados no software Excel foram feitas de modo que fossem mais facilmente trabalhados no *Matlab*, além de garantir as especificações do Prodist para qualquer cálculo.

Trabalhos futuros podem estimar as curvas para simular as cargas no fim de semana, pois nesse trabalho foi considerado para todos os dias da semana uma curva típica de carga, atribuída a dias úteis. Pode-se também desenvolver em estudos futuros os índices de DEC e FEC, pois eles representam um valor muito mais considerável de compensação do que as violações de tensões em regime permanente. Para isso deve-se estudar e aplicar os estudos e modelagens de SEP em outros regimes de operação, podendo avaliar os harmônicos da rede, transitórios, afundamentos de tensão, entre outros.

## REFERÊNCIAS

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. Resolução Normativa Nº 842/2018. **Agência Nacional De Energia Elétrica**, n. D, p. 2018, 2018.

ANEEL, A. N. DE E. E. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) Módulo 8: Qualidade da Energia Elétrica. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional-PRODIST**, p. 1–88, 2021.

BRASIL. Estabelece as condições de acesso ao sistema de distribuição por meio de conexão a instalações de propriedade de distribuidora e dá outras providências. **RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 506, DE 4 DE SETEMBRO DE 2012**, p. 32, 2012.

BRASIL.ANEEL. Resolução Normativa nº 395, de 15 de dezembro de 2009. Aprova os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST, e dá outras providências. **disponível em: <https://www.aneel.gov.br/documents/656877/14486448/ren2009395.pdf/3011024c-0fd2-4bea-b8f9-ed6861238637?version=1.0>**, 2009.

DE SOUZA BARBOSA, T.; RUPPERT FILHO, E. Manutenção do Perfil de Tensão Dentro dos Limites Estabelecidos em Alimentadores com Altas Inserções de Geração Distribuída. **Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos-SBSE**, v. 1, n. 1, 2020.

DECKMANN, S. M.; POMILIO, J. A. Avaliação da qualidade da energia elétrica. **available in <http://www.dsce.fee.unicamp.br/antenor/pdf/qualidade/b5.pdf>**, 2017.

DUGAN et al. **Electrical Power Systems Quality**. Second Edi ed. [s.l: s.n.].

GLOVER, J. D.; SARMA, M. S.; OVERBYE, T. J. **Power System Analysis and Design**. 5th. ed. Stamford: Cengage Learning, 2012.

GURSKI, E. et al. Algoritmo Computacional Para Análise de Fluxo de Potência Diário com Inserção de Geração Distribuída Fotovoltaica. **Smart Energy Paraná**, 2018.

ITO H. T., ET AL. Energia eletrica: apuração da qualidade dos dados de consumo. 2003.

MEHL, E. L. M. Qualidade da energia elétrica. **UNIVERSIDADE FEDE-RAL DO PARANÁ--UFPR**, p. 21, 2012.

PÉREZ, J. P. G. **Qualidade do Serviço de Distribuição de Energia Elétrica: Indicadores, Limites, Compensações e Incentivos Regulatórios**. [s.l: s.n.]. v. 19



PRODIST, MÓDULO 8. PRODIST, MÓDULO 8. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional**, v. 8, p. 88, 2018.

ROCHA, G. V. S. et al. **Sistema inteligente de suporte a análise da qualidade da energia elétrica em regime permanente**. [s.l.] Dissertação de Mestrado, UFPA, 2017.

SAADAT, H. **Power System Analysis**. New York: McGraw-Hill, 1999.

SEKI, Y. Y. H. **Elaboração de algoritmos de fluxo de potência para redes de distribuição considerando geração distribuída**. [s.l.] Universidade Tecnológica Federal do Paraná, 2019.

TITO, F. L. E. **Introdução a Sistemas Fotovoltaicos, Dimensionamento e Instalação**. 4. ed. [s.l.] USP, 2019.

VACCARO, G. L. R.; MARTINS, J. C.; MENEZES, T. M. **Análise estatística da qualidade de níveis de tensão em sistemas de distribuição de energia elétrica** Production, 2011.



## ANEXO A - ENTRADA DE DADOS

Os dados utilizados são os dados de base do sistema, barra, linha, GD, Curva de geração, carga e modelo de carga ZIP e os dados do consumidor ou unidade consumidora.

### Dados de Base

Os dados de base usados para os sistemas testes que serão apresentados no fim deste capítulo foram potência base, tensão base e impedância base conforme Tabela . Esses valores são utilizados para normalizar os parâmetros das barras e linhas conforme a normalização do sistema por unidade (p.u.).

**Tabela 12 - Dados de base dos sistemas teste.**

<b>Sbase</b>	<b>Vbase</b>	<b>Zbase</b>
10 MVA	12,66 kV	16,0276 $\Omega$

Fonte: Autoria própria (2022).

### Dados de Barra

Os dados de barra, que abrangem variáveis de interesse que são associadas ao elemento denominado barra, que pode variar de acordo com a análise, por exemplo uma barra poderia ser um consumidor, um conjunto de consumidores, ou até mesmo um elemento de transmissão. Os dados inseridos seguem o modelo da Figura 21 e a descrição de cada item está na Tabela 13.

**Figura 21 - Dados de barra recortado do sistema de 10 barras.**

A	B	C	D	E	F	G	H	M	N	O	P	Q
Barra	Tipo	V (pu)	Th (°)	Pg (MW)	Qg (Mvar)	PI (MW)	QI (Mvar)	Grupo de Tensão	Curva de Geração	Curva de Carga	Carga ZIP	Participante de Microgrid?
B1	2	1	0	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	3	1	1	1	NAO
B2	0	1	0	0,0000	0,0000	0,0026	0,0022	3	1	1	1	NAO
B3	0	1	0	0,0000	0,0000	0,8404	0,3300	3	1	1	1	NAO
B4	0	1	0	0,0000	0,0000	0,2750	0,1540	3	1	1	1	NAO
B5	0	1	0	0,0000	0,0000	0,0300	0,0220	3	1	1	1	NAO
B6	0	1	0	0,0000	0,0000	0,0280	0,0190	3	1	1	1	NAO
B7	0	1	0	0,0000	0,0000	0,1450	0,1040	3	1	1	1	NAO
B8	0	1	0	0,0000	0,0000	1,2440	0,8567	3	1	1	1	NAO
B9	0	1	0	0,0000	0,0000	0,0080	0,0055	3	1	1	1	NAO
B10	0	1	0	0,0000	0,0000	0,0080	0,0055	3	1	1	1	NAO

Fonte: Autoria Própria (2022).

Tabela 13 - Descritivo dados de barra.

<b>Campo</b>	<b>Coluna</b>	<b>Descrição</b>
Barra	A	Nome da barra do sistema.
Tipo	B	Tipo da barra (0-PQ, 1-PV e 2-slack).
V (pu)	C	Tensão em p.u. da barra.
Th (°)	D	Fase da tensão correspondente na barra.
Pg (MW)	E	Potência ativa de geração que não seja GD.
Qg (Mvar)	F	Potência reativa de geração que não seja GD.
PI (MW)	G	Potência ativa da carga na barra.
QI (Mvar)	H	Potência reativa da carga na barra.
Grupo de Tensão	I	Grupo de tensão a qual a barra é pertencente.
Curva de Geração	J	Curva de geração típica para barra.
Curva de Carga	K	Curva de carga típica para barra.
Carga ZIP	L	Modelo de carga ZIP.
Participante de Microgrid?	M	Barras participantes da microgrid

Fonte: Autoria Própria (2022).

#### Dados de Linha

Os dados de linha, contem informações da parte interna do sistema. Os valores de resistência (R), reatância (X) e devem ser informados em ohms ( $\Omega$ ) conforme Figura 22.

**Figura 22 - Dados de linha do sistema de 10 Barras.**

A	B	C	D	E	I	J
ID	De	Para	R (Ohm)	X (Ohm)	R (pu)	X (pu)
L1	B1	B2	0,3661	0,1864	0,02284	0,01163
L2	B2	B3	0,3811	0,1941	0,02378	0,01211
L3	B3	B4	0,0922	0,0470	0,00575	0,00293
L4	B4	B5	0,0494	0,0252	0,00308	0,00157
L5	B5	B6	2,8190	0,7707	0,17588	0,04809
L6	B6	B7	0,1872	0,0619	0,01168	0,00386
L7	B7	B8	0,7113	0,2351	0,04438	0,01467
L8	B8	B9	1,0300	0,3400	0,06426	0,02121
L9	B9	B10	1,0441	0,3449	0,06514	0,02152

Fonte: Autoria Própria (2022).

### Dados GD

Os dados da GD trazem as informações do estado de operação da GD, barra a qual está conectada, potência ativa de geração, curva de geração usada como modelo e potência ativa máxima de geração, conforme Figura 23.

**Figura 23 - Dados da GD inserida no sistema de 33 barras.**

ID	Barra	Estado	Tipo	Pg_GD (MW)	Curva de Geração	Pg_max (MW)
GD1	B18	On	0	3,0000	1	3,0000

Fonte: Autoria Própria (2022).

### Curvas de Geração e Carga para FPH e FPS.

Para realizar o estudo de fluxo de potência discretizado no tempo (hora em hora num período de 24 horas para o FPH e de dez em dez minutos em um período de 7 dias para o FPS) gerando um perfil de tensão nas barras do sistema, que pode ser utilizado para verificar se o sistema está atendendo os requisitos de qualidade ou para estudar o efeito da inserção de geração distribuída no sistema.

Os modelos de curva de geração, dever estar normalizados, conforme Figura 24.

**Figura 24 - Curva de geração horária.**

A	B	C	D	E	F	G	H	Z
<b>Curvas de Geração em % das GDs para um dia (Discretizada em Horas)</b>								
Identificador	Curva	1 h	2 h	3 h	4 h	5 h	...	24 h
PV Dezembro -2	1	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	...	0,0000
PV Junho -3	2	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	...	0,0000
Térmica	3	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	...	1,0000
Eólica	4	0,0500	0,2000	0,9000	0,7500	0,6500	...	0,2500

Fonte: Autoria Própria (2022).

Os modelos de curva de geração semanal seguem de maneira análoga, mudando somente o intervalo para 10 minutos.

Os modelos de curva de carga, dever estar normalizados, conforme

**Figura 25 - Curva de carga horária.**

<b>Curvas de Carga em PU das Barras para um dia (Discretizada em Horas)</b>								
Identificador	Curva	1 h	2 h	3 h	4 h	5 h	...	24 h
Comercial	1	0,5600	0,5450	0,5300	0,5000	0,5200	...	0,5800
ONS Sul 16/12/2017	2	0,8714	0,8249	0,8003	0,7807	0,7796	...	0,8838
ONS Sul 01/06/2018	3	0,5145	0,5000	0,4924	0,4944	0,5141	...	0,5918
ONS Sul 18/01/2019	4	0,7486	0,7139	0,6950	0,6897	0,7059	...	0,7698

Fonte: Autoria Própria (2022).

Dados da Unidade Consumidora.

Esses dados estão organizados na planilha “DCONS” conforme Figura 26 e Tabela 14.

Figura 26 – Dados dos consumidores - DCONS.

1	A	B	Consumo em MWh				Demanda em kW				K	L	M
2	Nome	Barra	Ponta	Intermediário	Fora de Ponta	NA	Ponta	Intermediário	Fora de Ponta	NA	Grupo	Classe	Níveis de Tensão
3	'53488806'	B1	0	0	0	2,877	0	0	0	0	B	8	1
4	'29372909'	B5	0	0	0	0,007	0	0	0	0	B	8	1
5	'29372917'	B5	0	0	0	0,107	0	0	0	0	B	8	1
6	'29372925'	B5	0	0	0	0,106	0	0	0	0	B	8	1
7	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
8	'18136362'	B9	0	0	0	0,097	0	0	0	0	B	16	1
9	'64088421'	B13	0	0	0	0,107	0	0	0	0	B	5	1
10	'55480730'	B18	0	0	0	0,071	0	0	0	0	B	5	1
11	'55529097'	B19	0	0	0	0,068	0	0	0	0	B	16	1
12	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
13	'29372976'	B28	0	0	0	1,169	0	0	0	0	B	8	1
14	'29372984'	B28	0	0	0	1,169	0	0	0	0	B	16	1
15	'58756868'	B29	0	0	0	1,737	0	0	0	0	B	8	1

Fonte: Autoria Própria (2021).

Tabela 14 – Descritivos das informações de DCONS.

Campo	Coluna	Descrição
Nome	A	Identificação da unidade consumidora.
Barra	B	Identificação da barra a qual o consumidor está conectado.
Consumo em MWh	C-F	Informação do consumo da unidade consumidora nos horários de ponta, intermediário, fora de ponta e não aplicado.
Demanda em kW	G-J	Informação do consumo da unidade consumidora nos horários de ponta, intermediário, fora de ponta e não aplicado.
Grupo	K	Identificação do grupo de consumo o qual a unidade consumidora pertence.
Classe	L	Identifica o subgrupo, modalidade classe ou acessante e subclasse a qual a unidade consumidora pertence.

Níveis de Tensão	M	Identificador numérico de 1 a 3 do nível de tensão a qual a unidade consumidora está sendo atendida. Sendo BT, MT e AT respectivamente.
------------------	---	---

Fonte: Autoria Própria (2021).

Além disso é necessário ter as informações disponibilizadas pela ANEEL na Resolução Homologatória com as informações do reajuste tarifário anual para os grupos A e B. Neste trabalho foram usados os dados da RN 2559 de 18 de junho de 2019 devido a sua utilização na pesquisa da COPEL conforme Figura 27, Tabela 15, Figura 28 e Tabela 16.

Figura 27 – Detalhamento dos valores utilizados para tarifa do grupo B.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M
	-	Subgrupo	Modalidade	Classe	Subclasse	P R\$/kW	P R\$/MWh	Int R\$/kW	Int R\$/MWh	FP R\$/kW	FP R\$/MWh	NA R\$/kW	NA R\$/MWh
1	1	B1	Branca	Residencial	Residencial	0	510,31	0	347,54	0	184,76	0	0
2	2	B1	Pré-Pagamento	Residencial	Residencial	0	0	0	243,7	0	0	0	0
3	3	B1	Convencional	Residencial	Residencial	0	0	0	243,7	0	0	0	0
4	4	B1	Pré-Pagamento	Residencial	Baixa Renda	0	0	0	178,26	0	0	0	0
5	5	B1	Convencional	Residencial	Baixa Renda	0	0	0	178,26	0	0	0	0
6	6	B2	Branca	Rural	NA	0	387,84	0	264,13	0	140,42	0	0
7	7	B2	Pré-Pagamento	Rural	NA	0	0	0	0	0	0	0	185,21
8	8	B2	Convencional	Rural	NA	0	0	0	0	0	0	0	185,21
9	9	B2	Branca	Rural	Cooperativa de eletrificação rural	0	361,81	0	246,4	0	131	0	0
10	10	B2	Pré-Pagamento	Rural	Cooperativa de eletrificação rural	0	0	0	0	0	0	0	172,78
11	11	B2	Convencional	Rural	Cooperativa de eletrificação rural	0	0	0	0	0	0	0	172,78
12	12	B2	Branca	Rural	Serviço Público de Irrigação Rural	0	347,01	0	236,33	0	125,64	0	0
13	13	B2	Pré-Pagamento	Rural	Serviço Público de Irrigação Rural	0	0	0	0	0	0	0	165,71
14	14	B2	Convencional	Rural	Serviço Público de Irrigação Rural	0	0	0	0	0	0	0	165,71
15	15	B3	Branca	NA	NA	0	552,41	0	372,8	0	193,18	0	0
16	16	B3	Pré-Pagamento	NA	NA	0	0	0	0	0	0	0	243,7
17	17	B3	Convencional	NA	NA	0	0	0	0	0	0	0	243,7
18	18	B4	Convencional	Iluminação Pública	B4a - Rede de Distribuição	0	0	0	0	0	0	0	134,03
19	19	B4	Convencional	Iluminação Pública	B4b - Bulbo de Lâmpada	0	0	0	0	0	0	0	146,22

Fonte: Autoria Própria 2021.

Tabela 15 - Detalhamento dos dados utilizados para tarifa do grupo B.

Campo	Coluna	Descrição
Identificador	A	É o identificador correspondente usado na planilha "DCONS".
Subgrupo	B	Identifica o subgrupo.
Modalidade	C	Identifica a modalidade tarifária.
Classe	D	Identifica o tipo da unidade consumidora.
Subclasse	E	Especifica o modelo da unidade consumidora.



P R\$/kW	F	Valor da tarifa de demanda no horário de ponta.
P R\$/MWh	G	Valor da tarifa de consumo no horário de ponta.
I R\$/kW	H	Valor da tarifa de demanda no horário intermediário.
I R\$/MWh	I	Valor da tarifa de consumo no horário intermediário.
FP R\$/kW	J	Valor da tarifa de demanda no horário fora de ponta.
FP R\$/MWh	K	Valor da tarifa de consumo no horário fora de ponta.
NA R\$/kW	L	Valor da tarifa de demanda sem haver distinção do posto tarifário.
NA R\$/MWh	M	Valor da tarifa de consumo sem haver distinção do posto tarifário.

Fonte: Autoria Própria (2021).

**Figura 28 - Detalhamento dos valores utilizados para tarifa do grupo A.**

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M
	Identificador	Subgrupo	Modalidade	Classe	Subclasse	P R\$/kW	P R\$/MWh	Int R\$/kW	Int R\$/MWh	FP R\$/kW	FP R\$/MWh	NA R\$/kW	NA R\$/MWh
1	1	B1	Branca	Residencial	Residencial	0	510,31	0	347,54	0	184,76	0	0
2	2	B1	Pré-Pagamento	Residencial	Residencial	0	0	0	243,7	0	0	0	0
3	3	B1	Convencional	Residencial	Residencial	0	0	0	243,7	0	0	0	0
4	4	B1	Pré-Pagamento	Residencial	Baixa Renda	0	0	0	178,26	0	0	0	0
5	5	B1	Convencional	Residencial	Baixa Renda	0	0	0	178,26	0	0	0	0
6	6	B2	Branca	Rural	NA	0	387,84	0	264,13	0	140,42	0	0
7	7	B2	Pré-Pagamento	Rural	NA	0	0	0	0	0	0	0	185,21
8	8	B2	Convencional	Rural	NA	0	0	0	0	0	0	0	185,21
9	9	B2	Branca	Rural	Cooperativa de eletrificação rural	0	361,81	0	246,4	0	131	0	0
10	10	B2	Pré-Pagamento	Rural	Cooperativa de eletrificação rural	0	0	0	0	0	0	0	172,78
11	11	B2	Convencional	Rural	Cooperativa de eletrificação rural	0	0	0	0	0	0	0	172,78
12	12	B2	Branca	Rural	Serviço Público de Irrigação Rural	0	347,01	0	236,33	0	125,64	0	0
13	13	B2	Pré-Pagamento	Rural	Serviço Público de Irrigação Rural	0	0	0	0	0	0	0	165,71
14	14	B2	Convencional	Rural	Serviço Público de Irrigação Rural	0	0	0	0	0	0	0	165,71
15	15	B3	Branca	NA	NA	0	552,41	0	372,8	0	193,18	0	0
16	16	B3	Pré-Pagamento	NA	NA	0	0	0	0	0	0	0	243,7
17	17	B3	Convencional	NA	NA	0	0	0	0	0	0	0	243,7
18	18	B4	Convencional	Iluminação Pública	B4a - Rede de Distribuição	0	0	0	0	0	0	0	134,03
19	19	B4	Convencional	Iluminação Pública	B4b - Bulbo de Lâmpada	0	0	0	0	0	0	0	146,22

Fonte: Autoria Própria (2021).

Tabela 16 - Detalhamento dos dados utilizados para tarifa do grupo B.

<b>Campo</b>	<b>Coluna</b>	<b>Descrição</b>
Identificador	A	É o identificador correspondente usado na planilha "DCONS".
Subgrupo	B	Identifica o subgrupo.
Modalidade	C	Identifica a modalidade tarifária.
Acessante	D	Identifica o tipo da unidade consumidora.
Subclasse	E	Especifica o modelo da unidade consumidora.
P R\$/kW	F	Valor da tarifa de demanda no horário de ponta.
P R\$/MWh	G	Valor da tarifa de consumo no horário de ponta.
I R\$/kW	H	Valor da tarifa de demanda no horário intermediário.
I R\$/MWh	I	Valor da tarifa de consumo no horário intermediário.
FP R\$/kW	J	Valor da tarifa de demanda no horário fora de ponta.
FP R\$/MWh	K	Valor da tarifa de consumo no horário fora de ponta.
NA R\$/kW	L	Valor da tarifa de demanda sem haver distinção do posto tarifário.
NA R\$/MWh	M	Valor da tarifa de consumo sem haver distinção do posto tarifário.

Fonte: Autoria Própria (2021).

## ANEXO B - DADOS DOS CONSUMIDORES

**Figura 29 - Dados consumidores para o sistema de 10 barras.**

Nome	Barra	Consumo em MWh				Demanda em kW				Grupo	Classe	Níveis de Tensão
		Ponta	Intermediário	Fora de Ponta	NA	Ponta	Intermediário	Fora de Ponta	NA			
C1	B5	0	0,1	0	0	0	0	0	0	B	5	1
C2	B2	0,02	0,06	0,02	0	0	0	0	0	B	1	1
C3	B7	0,02	0,06	0,02	0	0	0	0	0	A	9	1
C4	B3	0	0	0	0,1	0	0	0	0	B	8	1
C5	B2	0,02	0,06	0,02	0	0	0	0	0	B	1	2
C6	B4	0	0	0	0,1	0	0	0	0	B	8	2
C7	B5	0	0,1	0	0	0	0	0	0	B	5	2
C8	B3	0,9	0,6	0,8	0	0	0	0	0	B	6	1
C9	B8	10	10	10	0,1	10	10	10	0	B	16	3
C10	B5	0	0	0	0	0	0	0	0	B	8	1
C11	B6	0	1	1	1	1	1	1	1	A	10	1
C12	B7	0,02	0,06	0,02	0	0	0	0	0	A	3	1

Fonte: Autoria Própria (2022).

**Figura 30 - Dados consumidores para o sistema teste de 33 barra**

Nome	Barra	Consumo em MWh				Demanda em kW				Grupo	Classe	Níveis de Tensão
		Ponta	Intermediário	Fora de Ponta	NA	Ponta	Intermediário	Fora de Ponta	NA			
C1	B1	0	0	0	2,877	0	0	0	0	B	8	1
C2	B5	0	0	0	0,007	0	0	0	0	B	8	1
C3	B5	0	0	0	0,107	0	0	0	0	B	8	1
C4	B5	0	0	0	0,106	0	0	0	0	B	8	1
C5	B7	0	0	0	2,978	0	0	0	0	B	8	1
C6	B9	0	0	0	0,097	0	0	0	0	B	16	1
C7	B13	0	0	0	0,107	0	0	0	0	B	5	1
C8	B18	0	0	0	0,071	0	0	0	0	B	5	1
C9	B19	0	0	0	0,068	0	0	0	0	B	16	1
C10	B26	0	0	0	0,252	0	0	0	0	B	8	1
C11	B28	0	0	0	1,169	0	0	0	0	B	8	1
C12	B28	0	0	0	1,169	0	0	0	0	B	16	1
C13	B29	0	0	0	1,737	0	0	0	0	B	8	1
C14	B33	0	0	0	0,16	0	0	0	0	B	5	1
C15	B33	0	0	0	1,491	0	0	0	0	B	8	1
C16	B25	0	0	0	0,963	0	0	0	0	B	8	1
C17	B31	0	0	0	0,143	0	0	0	0	B	8	1
C18	B14	0	0	0	2,241	0	0	0	0	B	8	1
C19	B13	0	0	0	0,145	0	0	0	0	B	8	1
C20	B12	0	0	0	0,205	0	0	0	0	B	8	1
C21	B15	0	0	0	2,352	0	0	0	0	B	8	1
C22	B17	0	0	0	0,137	0	0	0	0	B	8	1
C23	B12	0	0	0	2,382	0	0	0	0	B	8	1
C24	B12	0	0	0	3,334	0	0	0	0	B	8	1
C25	B19	0	0	0	0,232	0	0	0	0	B	5	1
C26	B20	0	0	0	2,741	0	0	0	0	B	8	1
C27	B23	0	0	0	0,127	0	0	0	0	B	8	1
C28	B23	0	0	0	0,106	0	0	0	0	B	5	1
C29	B23	0	0	0	2,404	0	0	0	0	B	8	1

Fonte: Autoria Própria (2022).

**ANEXO C – CURVAS DE GERAÇÃO PARA TODOS OS SISTEMAS TESTE.**

Tabela 17 - Dados da curva de geração horária utilizada.

Curvas de Carga em PU das Barras para um dia (Discretizada em Horas)																									
Identificador	Curva	1 h	2 h	3 h	4 h	5 h	6 h	7 h	8 h	9 h	10 h	11 h	12 h	13 h	14 h	15 h	16 h	17 h	18 h	19 h	20 h	21 h	22 h	23 h	24 h
Comercial	1	0,5600	0,5450	0,5300	0,5000	0,5200	0,5200	0,5600	0,6500	0,7600	0,8350	0,9100	0,9400	0,9600	0,9800	1,0000	0,9500	0,8500	0,8300	0,8100	0,7600	0,7000	0,6500	0,6000	0,5800

Fonte: Autoria Própria (2022).

Tabela 18 - Dados de carga horária utilizada.

Curvas de Geração em % das GDs para um dia (Discretizada em Horas)																									
Identificador	Curva	1 h	2 h	3 h	4 h	5 h	6 h	7 h	8 h	9 h	10 h	11 h	12 h	13 h	14 h	15 h	16 h	17 h	18 h	19 h	20 h	21 h	22 h	23 h	24 h
PV Dezembro -2	1	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0062	0,0710	0,2104	0,5069	0,6772	0,9511	0,9117	0,8914	0,8472	0,9161	0,7614	0,5125	0,2853	0,0837	0,0003	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000

Fonte: Autoria Própria (2022).

Tabela 19 - Dados de curva de geração semanal utilizada.

Identificador	PV 1201
Curva	1
00:00	0
00:10	0
00:20	0
00:30	0
00:40	0
00:50	0
01:00	0
01:10	0
01:20	0
01:30	0
01:40	0
01:50	0
02:00	0
02:10	0
02:20	0
02:30	0
02:40	0
02:50	0
03:00	0
03:10	0
03:20	0
03:30	0
03:40	0
03:50	0
04:00	0
04:10	4,4657E-05
04:20	3,8703E-04
04:30	7,2940E-04

<b>04:40</b>	1,0718E-03
<b>04:50</b>	1,4141E-03
<b>05:00</b>	1,7565E-03
<b>05:10</b>	2,0989E-03
<b>05:20</b>	1,0629E-02
<b>05:30</b>	1,9940E-02
<b>05:40</b>	2,9250E-02
<b>05:50</b>	3,8561E-02
<b>06:00</b>	4,7871E-02
<b>06:10</b>	5,7182E-02
<b>06:20</b>	7,4247E-02
<b>06:30</b>	9,4705E-02
<b>06:40</b>	1,1516E-01
<b>06:50</b>	1,3562E-01
<b>07:00</b>	1,5608E-01
<b>07:10</b>	1,7654E-01
<b>07:20</b>	2,0335E-01
<b>07:30</b>	2,3711E-01
<b>07:40</b>	2,7086E-01
<b>07:50</b>	3,0462E-01
<b>08:00</b>	3,3837E-01
<b>08:10</b>	3,7212E-01
<b>08:20</b>	4,0756E-01
<b>08:30</b>	4,4777E-01
<b>08:40</b>	4,8798E-01
<b>08:50</b>	5,2819E-01
<b>09:00</b>	5,6840E-01
<b>09:10</b>	6,0861E-01
<b>09:20</b>	6,4872E-01
<b>09:30</b>	6,8662E-01
<b>09:40</b>	7,2452E-01
<b>09:50</b>	7,6241E-01
<b>10:00</b>	8,0031E-01
<b>10:10</b>	8,3821E-01
<b>10:20</b>	8,7610E-01
<b>10:30</b>	8,9131E-01
<b>10:40</b>	9,0174E-01
<b>10:50</b>	9,1216E-01
<b>11:00</b>	9,2259E-01
<b>11:10</b>	9,3302E-01
<b>11:20</b>	9,4345E-01
<b>11:30</b>	8,9848E-01
<b>11:40</b>	8,1790E-01
<b>11:50</b>	7,3731E-01
<b>12:00</b>	6,5673E-01

12:10	5,7615E-01
12:20	4,9557E-01
12:30	4,5308E-01
12:40	4,6983E-01
12:50	4,8659E-01
13:00	5,0335E-01
13:10	5,2011E-01
13:20	5,3686E-01
13:30	5,5930E-01
13:40	6,0872E-01
13:50	6,5814E-01
14:00	7,0756E-01
14:10	7,5698E-01
14:20	8,0640E-01
14:30	8,5582E-01
14:40	7,6677E-01
14:50	6,7142E-01
15:00	5,7606E-01
15:10	4,8071E-01
15:20	3,8536E-01
15:30	2,9001E-01
15:40	2,6167E-01
15:50	2,5698E-01
16:00	2,5229E-01
16:10	2,4760E-01
16:20	2,4291E-01
16:30	2,3822E-01
16:40	2,2333E-01
16:50	1,9910E-01
17:00	1,7487E-01
17:10	1,5064E-01
17:20	1,2641E-01
17:30	1,0217E-01
17:40	8,1406E-02
17:50	6,8553E-02
18:00	5,5699E-02
18:10	4,2846E-02
18:20	2,9993E-02
18:30	1,7139E-02
18:40	5,3281E-03
18:50	4,4589E-03
19:00	3,5898E-03
19:10	2,7207E-03
19:20	1,8516E-03
19:30	9,8248E-04

19:40	1,1336E-04
19:50	0,0000E+00
20:00	0,0000E+00
20:10	0,0000E+00
20:20	0,0000E+00
20:30	0,0000E+00
20:40	0,0000E+00
20:50	0
21:00	0
21:10	0
21:20	0
21:30	0
21:40	0
21:50	0
22:00	0
22:10	0
22:20	0
22:30	0
22:40	0
22:50	0
23:00	0
23:10	0
23:20	0
23:30	0
23:40	0
23:50	0

Fonte: Aatoria Própria (2022).

Tabela 20 - Dados de curva de carga semanal utilizada.

Identificador	Curva semana
Curva	1
00:00	0,511285823
00:10	0,509083106
00:20	0,506880388
00:30	0,504677671
00:40	0,502474953
00:50	0,500272236
01:00	0,498069519
01:10	0,495866801
01:20	0,493664084
01:30	0,491461366
01:40	0,489258649
01:50	0,487055932
02:00	0,484853214

<b>02:10</b>	0,481405483
<b>02:20</b>	0,477000048
<b>02:30</b>	0,472594613
<b>02:40</b>	0,468189178
<b>02:50</b>	0,463783744
<b>03:00</b>	0,459378309
<b>03:10</b>	0,457526749
<b>03:20</b>	0,460463706
<b>03:30</b>	0,463400662
<b>03:40</b>	0,466337619
<b>03:50</b>	0,469274575
<b>04:00</b>	0,472211532
<b>04:10</b>	0,474765407
<b>04:20</b>	0,474765407
<b>04:30</b>	0,474765407
<b>04:40</b>	0,474765407
<b>04:50</b>	0,474765407
<b>05:00</b>	0,474765407
<b>05:10</b>	0,474765407
<b>05:20</b>	0,480128545
<b>05:30</b>	0,486002458
<b>05:40</b>	0,491876371
<b>05:50</b>	0,497750284
<b>06:00</b>	0,503624197
<b>06:10</b>	0,50949811
<b>06:20</b>	0,520479774
<b>06:30</b>	0,533696078
<b>06:40</b>	0,546912383
<b>06:50</b>	0,560128687
<b>07:00</b>	0,573344991
<b>07:10</b>	0,586561296
<b>07:20</b>	0,601182231
<b>07:30</b>	0,617335492
<b>07:40</b>	0,633488753
<b>07:50</b>	0,649642014
<b>08:00</b>	0,665795275
<b>08:10</b>	0,681948536
<b>08:20</b>	0,696761012
<b>08:30</b>	0,707774599
<b>08:40</b>	0,718788186
<b>08:50</b>	0,729801773
<b>09:00</b>	0,74081536
<b>09:10</b>	0,751828947
<b>09:20</b>	0,762842534
<b>09:30</b>	0,773856121



<b>09:40</b>	0,784869708
<b>09:50</b>	0,795883295
<b>10:00</b>	0,806896882
<b>10:10</b>	0,817910469
<b>10:20</b>	0,828924056
<b>10:30</b>	0,834478735
<b>10:40</b>	0,838884169
<b>10:50</b>	0,843289604
<b>11:00</b>	0,847695039
<b>11:10</b>	0,852100474
<b>11:20</b>	0,856505908
<b>11:30</b>	0,860017487
<b>11:40</b>	0,862954443
<b>11:50</b>	0,8658914
<b>12:00</b>	0,868828357
<b>12:10</b>	0,871765313
<b>12:20</b>	0,87470227
<b>12:30</b>	0,877639226
<b>12:40</b>	0,880576183
<b>12:50</b>	0,883513139
<b>13:00</b>	0,886450096
<b>13:10</b>	0,889387052
<b>13:20</b>	0,892324009
<b>13:30</b>	0,895260965
<b>13:40</b>	0,898197922
<b>13:50</b>	0,901134878
<b>14:00</b>	0,904071835
<b>14:10</b>	0,907008791
<b>14:20</b>	0,909945748
<b>14:30</b>	0,912882704
<b>14:40</b>	0,905987241
<b>14:50</b>	0,89864485
<b>15:00</b>	0,891302459
<b>15:10</b>	0,883960067
<b>15:20</b>	0,876617676
<b>15:30</b>	0,869275285
<b>15:40</b>	0,856505908
<b>15:50</b>	0,841821126
<b>16:00</b>	0,827136343
<b>16:10</b>	0,812451561
<b>16:20</b>	0,797766778
<b>16:30</b>	0,783081995
<b>16:40</b>	0,774526513
<b>16:50</b>	0,771589557
<b>17:00</b>	0,7686526

<b>17:10</b>	0,765715644
<b>17:20</b>	0,762778687
<b>17:30</b>	0,759841731
<b>17:40</b>	0,756904774
<b>17:50</b>	0,753967818
<b>18:00</b>	0,751030861
<b>18:10</b>	0,748093905
<b>18:20</b>	0,745156948
<b>18:30</b>	0,742219992
<b>18:40</b>	0,738899954
<b>18:50</b>	0,731557562
<b>19:00</b>	0,724215171
<b>19:10</b>	0,71687278
<b>19:20</b>	0,709530388
<b>19:30</b>	0,702187997
<b>19:40</b>	0,694845606
<b>19:50</b>	0,686226277
<b>20:00</b>	0,677415407
<b>20:10</b>	0,668604538
<b>20:20</b>	0,659793668
<b>20:30</b>	0,650982799
<b>20:40</b>	0,642171929
<b>20:50</b>	0,634318763
<b>21:00</b>	0,626976371
<b>21:10</b>	0,61963398
<b>21:20</b>	0,612291589
<b>21:30</b>	0,604949197
<b>21:40</b>	0,597606806
<b>21:50</b>	0,590264415
<b>22:00</b>	0,582922023
<b>22:10</b>	0,575579632
<b>22:20</b>	0,568237241
<b>22:30</b>	0,56089485
<b>22:40</b>	0,553552458
<b>22:50</b>	0,54716777
<b>23:00</b>	0,544230814
<b>23:10</b>	0,541293857
<b>23:20</b>	0,538356901
<b>23:30</b>	0,535419944
<b>23:40</b>	0,532482987
<b>23:50</b>	0,529546031





18	B4	Convencional	Iluminação Pública	B4a - Rede de Distribuição	0	0	0	0	0	0	0	134,03
19	B4	Convencional	Iluminação Pública	B4b - Bulbo de Lâmpada	0	0	0	0	0	0	0	146,22

Fonte: Autoria Própria (2022).

## ANEXO E – RESULTADOS DO CÁLCULO DA COMPENSAÇÃO

Tabela 23 - Resultados Compensação Sistema 10 Barras.

Nome	Barra	Níveis de Tensão	Grupo	Subgrupo	Modalidade	Classe	Subclasse	P (R\$/MWh)	Int (R\$/MWh)	FP (R\$/MWh)	NA (R\$/MWh)	P (R\$/kW)	Int (R\$/kW)	FP (R\$/kW)	NA (R\$/kW)	Consumo Ponta (MWh)	Consumo Intermediário (MWh)	Consumo Fora de Ponta (MWh)	NA (MWh)	Demanda Ponta (kW)	Demanda Intermediário (kW)	Demanda Fora de Ponta (kW)	NA (kW)	EUSD (R\$)	Valor (R\$)	
C1	B5	BT	B	B1	Convencional	Residencial	Baixa Renda	0	0	0	178,26	0	0	0	0	0	0,1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
C2	B2	BT	B	B1	Branca	Residencial	Residencial	510,31	347,54	184,76	0	0	0	0	0	0,02	0,06	0,02	0	0	0	0	0	0	34,7538	0
C3	B7	BT	A	A1	Azul	Cimento Rio Branco S.A.		56,34	0	56,34	0	3,63	0	3,81	0	0,02	0,06	0,02	0	0	0	0	0	0	2,2536	0,923976
C4	B3	BT	B	B2	Convencional	Rural	NA	0	0	0	185,21	0	0	0	0	0	0	0	0,1	0	0	0	0	0	18,521	0
C5	B2	MT	B	B1	Branca	Residencial	Residencial	510,31	347,54	184,76	0	0	0	0	0	0,02	0,06	0,02	0	0	0	0	0	0	34,7538	0
C6	B4	MT	B	B2	Convencional	Rural	NA	0	0	0	185,21	0	0	0	0	0	0	0	0,1	0	0	0	0	0	18,521	0
C7	B5	MT	B	B1	Convencional	Residencial	Baixa Renda	0	0	0	178,26	0	0	0	0	0	0,1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
C8	B3	BT	B	B2	Branca	Rural	NA	387,84	264,13	140,42	0	0	0	0	0	0,9	0,6	0,8	0	0	0	0	0	0	619,87	0
C9	B8	AT	B	B3	Pré-Pagamento	NA	NA	0	0	0	243,7	0	0	0	0	10	10	10	0,1	10	10	10	0	24,37	23,19212	
C10	B5	BT	B	B2	Convencional	Rural	NA	0	0	0	185,21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
C11	B6	BT	A	A1	Azul APE	Cimento Rio Branco S.A.		2,62	0	2,62	0	3,63	0	3,81	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	10,06	0,771267
C12	B7	BT	A	A1	Azul	Gerdau Aços Longos - COPEL		56,34	0	56,34	0	3,58	0	3,65	0	0,02	0,06	0,02	0	0	0	0	0	0	2,2536	0,923976

Fonte: Autoria Própria (2022).

Tabela 24 - Resultados Compensação Sistema 33 Barras.

Nome	Barra	Níveis de Tensão	Grupo	Subgrupo	Modalidade	Classe	Subclasse	P (R\$/MWh)	Int (R\$/MWh)	FP (R\$/MWh)	NA (R\$/MWh)	P (R\$/kW)	Int (R\$/kW)	FP (R\$/kW)	NA (R\$/kW)	Consumo Ponta (MWh)	Consumo Intermediário (MWh)	Consumo Fora de Ponta (MWh)	NA (MWh)	Demanda Ponta (kW)	Demanda Intermediário (kW)	Demanda Fora de Ponta (kW)	NA (kW)	EUSD (R\$)	Valor (R\$)	
C1	B1	BT	B	B2	Convencional	Rural	NA	0	0	0	185,21	0	0	0	0	0	0	0	2,877	0	0	0	0	0	532,8492	0
C2	B5	BT	B	B2	Convencional	Rural	NA	0	0	0	185,21	0	0	0	0	0	0	0	0,007	0	0	0	0	0	1,29647	0
C3	B5	BT	B	B2	Convencional	Rural	NA	0	0	0	185,21	0	0	0	0	0	0	0	0,107	0	0	0	0	0	19,81747	0
C4	B5	BT	B	B2	Convencional	Rural	NA	0	0	0	185,21	0	0	0	0	0	0	0	0,106	0	0	0	0	0	19,63226	0
C5	B7	BT	B	B2	Convencional	Rural	NA	0	0	0	185,21	0	0	0	0	0	0	0	2,978	0	0	0	0	0	551,5554	0
C6	B9	BT	B	B3	Pré-Pagamento	NA	NA	0	0	0	243,7	0	0	0	0	0	0	0	0,097	0	0	0	0	0	23,6389	0
C7	B13	BT	B	B1	Convencional	Residencial	Baixa Renda	0	0	0	178,26	0	0	0	0	0	0	0	0,107	0	0	0	0	0	19,07382	13,78083
C8	B18	BT	B	B1	Convencional	Residencial	Baixa Renda	0	0	0	178,26	0	0	0	0	0	0	0	0,071	0	0	0	0	0	12,65646	20,21518
C9	B19	BT	B	B3	Pré-Pagamento	NA	NA	0	0	0	243,7	0	0	0	0	0	0	0	0,068	0	0	0	0	0	16,5716	0
C10	B26	BT	B	B2	Convencional	Rural	NA	0	0	0	185,21	0	0	0	0	0	0	0	0,252	0	0	0	0	0	46,67292	0
C11	B28	BT	B	B2	Convencional	Rural	NA	0	0	0	185,21	0	0	0	0	0	0	0	1,169	0	0	0	0	0	216,5105	0
C12	B28	BT	B	B3	Pré-Pagamento	NA	NA	0	0	0	243,7	0	0	0	0	0	0	0	1,169	0	0	0	0	0	284,8853	0

C13	B29	BT	B	B2	Convencional	Rural	NA	0	0	0	185,21	0	0	0	0	0	0	1,737	0	0	0	0	321,7098	0
C14	B33	BT	B	B1	Convencional	Residencial	Baixa Renda	0	0	0	178,26	0	0	0	0	0	0	0,16	0	0	0	0	28,5216	0
C15	B33	BT	B	B2	Convencional	Rural	NA	0	0	0	185,21	0	0	0	0	0	0	1,491	0	0	0	0	276,1481	0
C16	B25	BT	B	B2	Convencional	Rural	NA	0	0	0	185,21	0	0	0	0	0	0	0,963	0	0	0	0	178,3572	0
C17	B31	BT	B	B2	Convencional	Rural	NA	0	0	0	185,21	0	0	0	0	0	0	0,143	0	0	0	0	26,48503	0
C18	B14	BT	B	B2	Convencional	Rural	NA	0	0	0	185,21	0	0	0	0	0	0	2,241	0	0	0	0	415,0556	507,4055
C19	B13	BT	B	B2	Convencional	Rural	NA	0	0	0	185,21	0	0	0	0	0	0	0,145	0	0	0	0	26,85545	19,40306
C20	B12	BT	B	B2	Convencional	Rural	NA	0	0	0	185,21	0	0	0	0	0	0	0,205	0	0	0	0	37,96805	2,910884
C21	B15	BT	B	B2	Convencional	Rural	NA	0	0	0	185,21	0	0	0	0	0	0	2,352	0	0	0	0	435,6139	641,4415
C22	B17	BT	B	B2	Convencional	Rural	NA	0	0	0	185,21	0	0	0	0	0	0	0,137	0	0	0	0	25,37377	40,52755
C23	B12	BT	B	B2	Convencional	Rural	NA	0	0	0	185,21	0	0	0	0	0	0	2,382	0	0	0	0	441,1702	33,82305
C24	B12	BT	B	B2	Convencional	Rural	NA	0	0	0	185,21	0	0	0	0	0	0	3,334	0	0	0	0	617,4901	47,34091
C25	B19	BT	B	B1	Convencional	Residencial	Baixa Renda	0	0	0	178,26	0	0	0	0	0	0	0,232	0	0	0	0	41,35632	0
C26	B20	BT	B	B2	Convencional	Rural	NA	0	0	0	185,21	0	0	0	0	0	0	2,741	0	0	0	0	507,6606	0
C27	B23	BT	B	B2	Convencional	Rural	NA	0	0	0	185,21	0	0	0	0	0	0	0,127	0	0	0	0	23,52167	0
C28	B23	BT	B	B1	Convencional	Residencial	Baixa Renda	0	0	0	178,26	0	0	0	0	0	0	0,106	0	0	0	0	18,89556	0
C29	B23	BT	B	B2	Convencional	Rural	NA	0	0	0	185,21	0	0	0	0	0	0	2,404	0	0	0	0	445,2448	0

Fonte: Autoria Própria (2022).

Tabela 25 - Resultados Compensação Sistema 33 Barras com GD.

Nome	Barra	Níveis de Tensão	Grupo	Subgrupo	Modalidade	Classe	Subclasse	P (R\$/MWh)	Int (R\$/MWh)	FP (R\$/MWh)	NA (R\$/MWh)	P (R\$/kW)	Int (R\$/kW)	FP (R\$/kW)	NA (R\$/kW)	Consumo Ponta (MWh)	Consumo Intermediário (MWh)	Consumo Fora de Ponta (MWh)	NA (MWh)	Demanda Ponta (kW)	Demanda Intermediário (kW)	Demanda Fora de Ponta (kW)	NA (kW)	EUSD (R\$)	Valor (R\$)
C1	B1	BT	B	B2	Convencional	Rural	NA	0	0	0	185,21	0	0	0	0	0	0	2,877	0	0	0	0	532,8492	0	
C2	B5	BT	B	B2	Convencional	Rural	NA	0	0	0	185,21	0	0	0	0	0	0	0,007	0	0	0	0	1,29647	0	
C3	B5	BT	B	B2	Convencional	Rural	NA	0	0	0	185,21	0	0	0	0	0	0	0,107	0	0	0	0	19,81747	0	
C4	B5	BT	B	B2	Convencional	Rural	NA	0	0	0	185,21	0	0	0	0	0	0	0,106	0	0	0	0	19,63226	0	
C5	B7	BT	B	B2	Convencional	Rural	NA	0	0	0	185,21	0	0	0	0	0	0	2,978	0	0	0	0	551,5554	0	
C6	B9	BT	B	B3	Pré-Pagamento	NA	NA	0	0	0	243,7	0	0	0	0	0	0	0,097	0	0	0	0	23,6389	0	
C7	B13	BT	B	B1	Convencional	Residencial	Baixa Renda	0	0	0	178,26	0	0	0	0	0	0	0,107	0	0	0	0	19,07382	0	
C8	B18	BT	B	B1	Convencional	Residencial	Baixa Renda	0	0	0	178,26	0	0	0	0	0	0	0,071	0	0	0	0	12,65646	3,607091	
C9	B19	BT	B	B3	Pré-Pagamento	NA	NA	0	0	0	243,7	0	0	0	0	0	0	0,068	0	0	0	0	16,5716	0	
C10	B26	BT	B	B2	Convencional	Rural	NA	0	0	0	185,21	0	0	0	0	0	0	0,252	0	0	0	0	46,67292	0	
C11	B28	BT	B	B2	Convencional	Rural	NA	0	0	0	185,21	0	0	0	0	0	0	1,169	0	0	0	0	216,5105	0	
C12	B28	BT	B	B3	Pré-Pagamento	NA	NA	0	0	0	243,7	0	0	0	0	0	0	1,169	0	0	0	0	284,8853	0	
C13	B29	BT	B	B2	Convencional	Rural	NA	0	0	0	185,21	0	0	0	0	0	0	1,737	0	0	0	0	321,7098	0	
C14	B33	BT	B	B1	Convencional	Residencial	Baixa Renda	0	0	0	178,26	0	0	0	0	0	0	0,16	0	0	0	0	28,5216	0	

C15	B33	BT	B	B2	Convencional	Rural	NA	0	0	0	185,21	0	0	0	0	0	0	0	1,491	0	0	0	0	276,1481	0
C16	B25	BT	B	B2	Convencional	Rural	NA	0	0	0	185,21	0	0	0	0	0	0	0	0,963	0	0	0	0	178,3572	0
C17	B31	BT	B	B2	Convencional	Rural	NA	0	0	0	185,21	0	0	0	0	0	0	0	0,143	0	0	0	0	26,48503	0
C18	B14	BT	B	B2	Convencional	Rural	NA	0	0	0	185,21	0	0	0	0	0	0	0	2,241	0	0	0	0	415,0556	0
C19	B13	BT	B	B2	Convencional	Rural	NA	0	0	0	185,21	0	0	0	0	0	0	0	0,145	0	0	0	0	26,85545	0
C20	B12	BT	B	B2	Convencional	Rural	NA	0	0	0	185,21	0	0	0	0	0	0	0	0,205	0	0	0	0	37,96805	0
C21	B15	BT	B	B2	Convencional	Rural	NA	0	0	0	185,21	0	0	0	0	0	0	0	2,352	0	0	0	0	435,6139	105,9994
C22	B17	BT	B	B2	Convencional	Rural	NA	0	0	0	185,21	0	0	0	0	0	0	0	0,137	0	0	0	0	25,37377	7,231524
C23	B12	BT	B	B2	Convencional	Rural	NA	0	0	0	185,21	0	0	0	0	0	0	0	2,382	0	0	0	0	441,1702	0
C24	B12	BT	B	B2	Convencional	Rural	NA	0	0	0	185,21	0	0	0	0	0	0	0	3,334	0	0	0	0	617,4901	0
C25	B19	BT	B	B1	Convencional	Residencial	Baixa Renda	0	0	0	178,26	0	0	0	0	0	0	0	0,232	0	0	0	0	41,35632	0
C26	B20	BT	B	B2	Convencional	Rural	NA	0	0	0	185,21	0	0	0	0	0	0	0	2,741	0	0	0	0	507,6606	0
C27	B23	BT	B	B2	Convencional	Rural	NA	0	0	0	185,21	0	0	0	0	0	0	0	0,127	0	0	0	0	23,52167	0
C28	B23	BT	B	B1	Convencional	Residencial	Baixa Renda	0	0	0	178,26	0	0	0	0	0	0	0	0,106	0	0	0	0	18,89556	0
C29	B23	BT	B	B2	Convencional	Rural	NA	0	0	0	185,21	0	0	0	0	0	0	0	2,404	0	0	0	0	445,2448	0

Fonte: Autoria Própria (2022).