



UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**Precificação Locacional em Sistemas de Distribuição de Energia
Elétrica considerando a Inserção de Geração Distribuída e Veículos
Elétricos**

Priscila Mayara Duarte dos Santos

Itajubá, Dezembro de 2020



UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Priscila Mayara Duarte dos Santos

**Precificação Locacional em Sistemas de Distribuição de Energia
Elétrica considerando a Inserção de Geração Distribuída e Veículos
Elétricos**

Tese de Doutorado submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia elétrica como parte dos requisitos para obtenção do Título de Doutora em Engenharia Elétrica.

Área de concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Orientadores:
Antonio Carlos Zambroni de Souza, Ph.D.
Benedito Donizeti Bonatto, Ph.D.

Dezembro de 2020
Itajubá

*“Louvado seja Deus, que não
rejeitou a minha oração nem
afastou de mim o seu amor!”*

Salmos 66:20

Agradecimentos

À Deus por ter me guiado durante essa etapa da minha vida e me sustentado até aqui. Toda honra e glória a Ti, Senhor!

Ao meu esposo Gedeon, por todo apoio, suporte e torcida para que esse trabalho se concretizasse. Seu companheirismo foi fundamental, fonte de motivação e otimismo. Obrigada por estar ao meu lado a todo instante.

Aos meus queridos pais, minhas irmãs, meus amados sobrinhos e familiares que estiveram ao meu lado em diferentes momentos da minha vida. Eu sou formada de pequenos pedacinhos seus e, de alguma forma, todos fazem parte disso. Aos que estão na memória, meu eterno amor.

Aos meus orientadores, Prof. Dr. Zambroni e Prof. Dr. Bonatto, por sempre apresentarem questionamentos válidos e reflexivos. Foi um prazer ser orientada por vocês, obrigada por essa valiosa oportunidade.

Aos colegas da pós-graduação e dos grupos de estudos, principalmente do GESIS, por dividirem diariamente os desafios dessa empreitada e tornarem esse caminho mais alegre. Que bom contar com vocês.

Aos colegas que se fizeram amigos, com destaque aos queridos: Fernanda Rocha, Thaís Mendes, João Neto e Alessandro Fiorese. Foi um prazer contar com vocês durante esse período, e obrigada pelo apoio e torcida de sempre. Vocês são especiais.

À Unifei, foi uma honra.

À CAPES, pelo apoio financeiro.

RESUMO

A energia elétrica é um produto comercializado através de um mercado próprio. Cada kWh de energia produzido, impacta diretamente no desenvolvimento social de uma dada região. É necessário, para um crescimento econômico satisfatório, que a energia ofertada em uma área seja resultado de um processo de produção, transmissão e distribuição equilibrado, principalmente em relação aos custos. Nesse processo de equilíbrio, está o anseio dos agentes inseridos no setor por uma estrutura onde os custos sejam compensados, e os gastos não excedam a expectativa dos consumidores. Dessa forma, a estrutura do setor é escalonada por nível, e cada nível é responsável pela recuperação do investimento para a oferta da energia. Quando esse tipo de consideração é feita, o sistema espera que a remuneração pelos investimentos em nível de distribuição, seja compensada na forma de uma sinalização econômica na distribuição. Essa sinalização é resultado de uma tarifa de distribuição, que compensará toda atividade para o atendimento das cargas e sistemas distribuídos conectados a ele. Este trabalho apresenta uma forma de compensação para o fluxo energético das novas configurações da rede de distribuição utilizando a precificação locacional, e também discute como o setor pode regulamentar esse tipo de abordagem. A precificação locacional é dada através da divisão de responsabilidade na recuperação dos custos no nível de distribuição, ou seja, uma sinalização na forma de tarifa locacional é aplicada sobre os consumidores, sendo eles passivos ou ativos. Assim, uma parcela de tarifa locacional é atribuída aos sistemas distribuídos proporcionalmente a utilização que eles fazem da rede em nível de distribuição. O modelo adotado consiste na formulação de duas etapas de cálculos, que incluem a parcela referente aos preços relativos à capacidade utilizada por um elemento inserido na rede, e a parcela que descreve o preço relativo à capacidade não utilizada por um elemento. Ele é fundamentado no método de custo Incremental de Longo Prazo, que nada mais é, que uma forma de precificação marginal da energia elétrica. A sinalização tarifária é resultado da aplicação do custo incremental, e busca indicar como cada incremento de carga ou geração impactam na distribuição dos custos para a recuperação dos investimentos da distribuidora. O objetivo é apresentar uma sinalização de preços para uma microrrede no contexto de redes elétricas inteligentes (*smart grids*), onde haverá veículos elétricos atuando como geradores. Além disso, busca apresentar através de uma formulação nodal e zonal de um dado sistema, como as cargas e geradores podem se beneficiar desse tipo de abordagem, e como eles podem influenciar no tipo de mercado e precificação adotada em uma área. A análise é feita considerando o fluxo de potência sobre o sistema teste do IEEE 34 barras e é composta por 5 cenários.

Palavras-Chave: Precificação locacional; microrrede; sinalização econômica; geração distribuída; veículos elétricos; preços zonais.

ABSTRACT

Electric energy is a product sold through its market. Each kWh of energy produced directly impacts the social development of a given region. It is necessary for satisfactory economic growth, that the energy supplied in an area is the result of a process of production, transmission, and balanced distribution, especially about costs. In this process of equilibrium, there is the wish of the sector for a structure where the costs are compensated, and the expenses do not exceed the expectations of the consumers. The sector is divided by level. Each level is responsible for the recovery of the investment for the supply of energy. Thus, the system expects that the remuneration for investments at the distribution level will be compensated as an economic signal at the same level. This signaling is given a distribution tariff, which will compensate the concessionaire for all service provision the loads and distributed systems connected on the grid. This work presents a form of compensation costs of the distribution network using the locational pricing and discusses how the sector can regulate this type of approach. The locational pricing is given by the division of responsibility on cost recovery at the level of distribution. The signal is a locational tariff applied to consumers, passive or active. A portion of the locational tariff is attributed to distributed systems according to the use he makes of the network at that level. The model adopted consists of the formulation of two-step calculations. The portion relating to prices on capacity used by an inserted element in the network, and the portion that describes the price on the unused capacity of an element. It is based on the Long Term Incremental cost method, which is nothing more than a form of marginal pricing of electricity. The tariff signal is the result of the application of the incremental cost. The objective is to present a price signal for a microgrid in the context of smart grids, where there will be electric vehicles acting as generators. Besides, it seeks to indicate through a nodal and zonal formulation of a given system how loads and generators can benefit from this kind of situation and how they can influence the type of market and pricing adopted in an area. The analysis considers the power flow on the IEEE 34 bus test system and consists of the five scenarios.

Keywords: Locational pricing; microgrid; economic signage; distributed generation; electric vehicles; zonal prices.

Lista de Figuras

Figura 1: Ambiente de operações comerciais no setor de energia elétrica.....	13
Figura 2: Esquema do mercado interativo.....	15
Figura 3: Curvas utilizando os custos totais baseados no curto prazo [33].....	17
Figura 4: Curvas de curto prazo reformuladas por [33]	18
Figura 5: Representação de um sistema de distribuição radial simplificado.....	25
Figura 6: Sistema de distribuição simplificado	26
Figura 7: Exemplo do comportamento do Valor Presente quando há geração ou mais demanda.....	28
Figura 8: Comportamento da tensão, corrente e potência considerando o aumento de carga.....	30
Figura 9: Curva PV	31
Figura 10: Fluxograma do método da continuação	32
Figura 11: Fluxograma do processo de formação de zonas.....	36
Figura 12: Processo iterativo aplicando a SMC	49
Figura 13: Sistema teste IEEE 34 barras modificado.....	50
Figura 14: Fluxograma do método da varredura	51
Figura 15: Perfil de demanda comercial utilizada no estudo.....	52
Figura 16: Perfil de demanda residencial média renda utilizada no estudo	52
Figura 17: Perfil de demanda residencial alta renda utilizada no estudo	52
Figura 18: Geração Solar.....	53
Figura 19: Perfil do vento.....	54
Figura 20: Fluxograma do estudo para a determinação da tarifa	56
Figura 21: Preços Nodais nas barras 808, 850, 826, 818, 832, 842 e 840.....	57
Figura 22: Tarifas nas barras 808, 850, 826, 818, 832, 842 e 840	58
Figura 23: (a) Perfil de geração distribuída nas barras (b) Perfil de geração dos veículos elétricos nas barras.....	58
Figura 24: Configuração das Zonas.....	59
Figura 25: Tarifa Zonal	59
Figura 26: Preços Nodais nas barras 808, 850, 826, 818, 832, 842 e 840.....	60
Figura 27: Tarifas nas barras 808, 850, 826, 818, 832, 842 e 840	60
Figura 28: (a) Perfil de geração distribuída nas barras (b) Perfil de geração dos veículos elétricos nas barras.....	61
Figura 29: Configuração das Zonas.....	61
Figura 30: (a) Perfil de geração distribuída nas zonas (b) Perfil de geração dos veículos elétricos nas zonas.....	61
Figura 31: Tarifa Zonal	62
Figura 32: Comparação dos cenários 1 e 2 para a barra 850.....	62

Figura 33: Comparação dos cenários 1 e 2 para a barra 826.....	63
Figura 34: Comparação Tarifa Zonal (a) Tarifa de Carga e (b) Tarifa de Geração.....	64
Figura 35: Preços Nodais nas barras 850, 826, 818, 832, 842 e 840.....	64
Figura 36: (a) Perfil de geração distribuída nas barras (b) Perfil de geração dos veículos elétricos nas barras	65
Figura 37: Tarifas nas barras 808, 850, 826, 818, 832, 842 e 840	65
Figura 38: Configuração das Zonas.....	66
Figura 39: Tarifa Zonal	66
Figura 40: Tipo de veículo conectado nas barras	67
Figura 41: (a) Tarifa Nodal de Carga (b) Tarifa Nodal de Geração nas barras	67
Figura 42: Configuração das zonas	68
Figura 43: Geração dos veículos por zonas.....	68
Figura 44: Preço Nodal nas barras	71
Figura 45: Tarifas nas barras 808, 850, 826, 818, 832, 842 e 840 (sem aplicação da Tabela 3).....	72
Figura 46: Tarifas nas barras 808, 850, 826, 818, 832, 842 e 840 (com aplicação da Tabela 3)	72
Figura 47: (a) Tarifa Nodal de carga (b) Tarifa Nodal de Geração com a aplicação dos dados da Tabela 3.....	72
Figura 48: Configuração das zonas	73
Figura 49: (a) Perfil de geração distribuída nas zonas (b) Perfil de geração dos veículos elétricos nas zonas.....	73
Figura 50: Tarifa Zonal - (sem aplicação da Tabela 4)	74
Figura 51: Tarifa Zonal - (com aplicação da Tabela 4).....	75
Figura 52: (a) Tarifa Zonal - Carga (b) Tarifa Zonal - Geração.....	76
Figura 53: Comparação dos dados conforme discussão da seção 7.4	76
Figura 54: FDP para cenário 1- Janeiro.....	79
Figura 55: Preço Nodal - Barra 826 (SMC)	79
Figura 56: Tarifa Nodal - Barra 826 (SMC).....	80
Figura 57: Preço Nodal - Barra 842 (SMC)	80
Figura 58: Tarifa Nodal - Barra 842 (SMC).....	81
Figura 59: Formulação de Zonas para o cenário 1 - Janeiro (SMC)	81
Figura 60: FDP Demanda – Janeiro	82
Figura 61: FDP Geração – Janeiro	82
Figura 62: Preço Nodal - Barra 826 (SMC)	83
Figura 63: Tarifa Nodal - Barra 826 (SMC).....	83
Figura 64: Preço Nodal - Barra 842 (SMC)	84
Figura 65: Tarifa Nodal - Barra 842 (SMC).....	84
Figura 66: Formulação das Zonas para o cenário 2 - Janeiro (SMC).....	85

Figura 67: FDP Demanda – Janeiro	85
Figura 68: FDP Geração - Janeiro	86
Figura 69: Preço Nodal - Barra 826 (SMC)	86
Figura 70: Tarifa Nodal - Barra 826 (SMC).....	87
Figura 71: Preço Nodal - Barra 842 (SMC)	87
Figura 72: Tarifa Nodal - Barra 842 (SMC).....	88
Figura 73: Formulação das Zonas para o cenário 4 - Janeiro (SMC).....	88
Figura 74: FDP - Demanda - Julho	89
Figura 75: Preço Nodal - Barra 826 (SMC)	89
Figura 76: Tarifa Nodal - Barra 826 (SMC).....	90
Figura 77: Preço Nodal - Barra 842 (SMC)	90
Figura 78: Tarifa Nodal - Barra 842 (SMC).....	91
Figura 79: Formulação das Zonas para o cenário 1 - Julho (SMC).....	91
Figura 80: FDP - Demanda (SMC)	92
Figura 81: FDP - Geração (SMC)	92
Figura 82: Preço Nodal - Barra 826 (SMC)	93
Figura 83: Tarifa Nodal - Barra 826 (SMC).....	93
Figura 84: Preço Nodal - Barra 842 (SMC)	94
Figura 85: Tarifa Nodal - Barra 842 (SMC).....	94
Figura 86: Formulação das Zonas para o Cenário 2 - Julho (SMC).....	95
Figura 87: FDP - Demanda (SMC)	95
Figura 88: FDP - Geração (SMC)	96
Figura 89: Preço Nodal - Barra 826 (SMC)	96
Figura 90: Tarifa Nodal - Barra 826 (SMC).....	97
Figura 91: Preço Nodal - Barra 842 (SMC)	97
Figura 92: Tarifa Nodal - Barra 842 (SMC).....	98
Figura 93: Formulação das Zonas para o Cenário 4 - Julho (SMC).....	98

Lista de Tabelas

Tabela 1: Dados do módulo fotovoltaico considerado no estudo [80].	53
Tabela 2: Informações dos veículos utilizados no estudo [80].	54
Tabela 3: Fator de divisão na Tarifa de distribuição.	70
Tabela 4: Fator de proporcionalidade aplicada a Tarifa	75
Tabela 5: Preço Nodal médio nas Barras 826 e 842 - SMC	99
Tabela 6: Tarifas médias para as Barras 826 e 842 - SMC	99

Sumário

RESUMO.....	iv
ABSTRACT.....	v
Lista de Figuras.....	viii
Lista de Tabelas.....	ix
Sumário.....	x
1. Introdução.....	1
1.1 Objetivos	7
1.2 Justificativa e Relevância	8
1.3 Estrutura da Tese	8
2. Revisão bibliográfica.....	9
2.1 Veículos elétricos	9
2.2 Fontes Alternativas.....	10
2.3 Mini e Microgeração Distribuída	11
2.4 Modelos de mercado de energia elétrica no Brasil.....	13
2.4.1 Remuneração individual.....	14
2.4.2 Remunerações coletiva.....	14
2.5 Energia elétrica como produto de mercado	15
2.6 Métodos para alocação de custos nos sistemas com minigeradores, microgeradores ou consumidores.....	16
2.6.1 Método de custos marginais	16
2.6.2 Método de custos incrementais	19
2.7 Preço nodal nos sistemas de distribuição	19
2.8 Método de preços zonais	20
2.9 Tarifas.....	21
2.9.1 Tarifa pelo custo marginal e análise nodal	23
3. Metodologia.....	24
3.1 Modelo matemático	24

3.1.1	Parcela I.....	24
3.1.2	Parcela II	26
3.1.3	Preços Nodais	29
3.2	Capacidade máxima do sistema	29
3.2.1	Método da continuação	31
3.3	Modelo de preço zonal	32
3.4	Mecanismos para o cálculo da tarifa	36
3.4.1	Eficiência locacional: tarifas que refletem os custos – Tarifas não ajustadas	37
3.4.2	Eficiência locacional – Tarifas ajustadas	38
4.	Ferramentas regulatórias para tarifas de geração aplicadas a geração distribuída no sistema de distribuição.....	40
4.1	Panorama	40
4.2	Regulação	40
4.3	Abordagem tarifa locais – Contexto Nacional.....	42
4.4	Utilização de Medidores inteligentes	43
4.5	Aproveitamento da Resolução nº 687/2015	44
4.6	Serviços Ancilares.....	45
4.7	Operação dos Veículos Elétricos.....	46
5.	Método de Monte Carlo	48
5.1	Algoritmo de fluxo de potência determinístico	48
6.	Estudo de caso.....	50
6.1	Sistema teste	50
6.2	Dados de demanda.....	52
6.3	Fontes Renováveis.....	52
6.4	Operação dos veículos elétricos	54
6.4.1	Descarga dos VE's	54
6.5	Descrição do estudo.....	55
6.6	Premissas utilizadas para o estudo	56
7.	Resultados	57

7.1	Resultados: Cenário 1.....	57
7.2	Resultados: Cenário 2.....	59
7.2.1	Comparação do cenário 1 e 2	62
7.3	Resultados: Cenário 3.....	64
7.4	Resultados: Cenário 4.....	68
7.4.1	Soluções e incentivos para a GD	68
7.4.2	Análises considerando a utilização das GD's e dos veículos elétricos no sistema.....	71
7.4.3	Análise zonal do sistema para o cenário 4.....	73
7.4.4	Conclusões sobre o Cenário 4	76
7.5	Resultados: Cenário 5 – Análise considerando a Simulação do Método de Monte Carlo	78
7.5.1	JANEIRO	78
7.5.2	JULHO	89
7.5.3.	Quadro de resumo	99
8.	Conclusões.....	100
8.1	Propostas Futuras	102
8.2	Publicações de artigos técnico-científicos.....	102
9.	Referências Bibliográficas	103

1. Introdução

A energia elétrica é um bem essencial e de significativa relevância para o desenvolvimento econômico de qualquer região [1]. Todo mercado gerado pela eletricidade deve ser baseado em uma relação de equilíbrio entre o preço da energia em questão e o impacto disso sobre a sociedade. Quando o setor produtivo é afetado por uma energia de alto valor, esse setor pode ser desestimulado a gerar empregos, e isso pode inibir a distribuição de renda em um dado local. Dessa forma, a energia pode estimular ou não a economia de uma região e, além disso, ela consegue influenciar o desenvolvimento social de uma população.

Com o desenvolvimento econômico e avanços tecnológicos, o setor energético passa por mudanças. Elas estão relacionadas, principalmente, à necessidade de se encontrar alternativas à escassez de alguns recursos primários utilizados na geração de energia elétrica. Além disso, estão relacionadas aos interesses comuns da sociedade atual como, por exemplo, de usufruir cada vez mais de processos considerados limpos, garantia de fornecimento energético contínuo e com alta qualidade, e de que preços justos sejam praticados no mercado. As transformações começaram a surtir efeito através de políticas energéticas que estimularam a utilização de fontes de energias renováveis em setores específicos do processo produtivo e tecnológico na sociedade. Essas novas fontes são consideradas alternativas para o anseio social de um ambiente mais limpo e saudável.

O objetivo desses setores é de minimizar os danos ao ambiente, reduzir os custos, maximizar os lucros e a sensação de bem-estar das pessoas. Pode-se citar o setor de transporte como um dos pioneiros que almeja suprir os objetivos globais, e usufruir do que a energia elétrica tem de melhor: a versatilidade. Nessa área as principais mudanças que vêm ocorrendo estão associadas à necessidade de reduzir a grande dependência que os automóveis atuais têm dos combustíveis derivados do petróleo, principalmente a gasolina. Além disso, existe o objetivo comum de tornar malhas rodoviárias cada vez mais otimizadas e rápidas, reduzir os gastos voltados à locomoção urbana, além da busca por alternativas que forneçam uma opção viável para a redução, em larga escala, da emissão de CO₂ [2].

Com a crise do petróleo instalada por todo mundo por volta dos anos 1970, o mercado energético abriu-se para uma nova era, ampliando as pesquisas relacionadas ao aproveitamento hidráulico e eólico para a geração de eletricidade. Essa crise foi ocasionada, basicamente, pelos elevados preços requeridos pelo barril de petróleo, consequência da redução da produção em função das inúmeras guerras entre os países no Oriente. Cada país se adaptou de forma forçada às mudanças impostas pela escassez do principal insumo energético da época, e no Brasil a crise trouxe fatores que alteraram de forma significativa o panorama da eletricidade nacional. Em [3], o autor associa à ampliação da utilização de fontes alternativas, essa vulnerabilidade substancial de alguns combustíveis, como o petróleo, e as significativas melhorias em eficiência energética que as fontes renováveis podem representar.

Com essas mudanças, os serviços de geração, transmissão e distribuição, que originalmente eram integrados e verticalizados de forma unificada e formavam um monopólio natural, passaram a ser desvinculados. Com essa nova configuração, o sistema passou a ser formado por várias empresas de geração, transmissão e de distribuição, incluindo a crescente penetração de fontes de geração distribuída (GD). Assim, a antiga regulação do sistema unificado ficou obsoleta, gerando uma nova visão de mercado energético com responsabilidades compartilhadas entre as empresas com poder de concessão e os consumidores da energia de base. A referência [4], atribui ao caráter da distribuição geográfica e a possibilidade de flexibilização na produção de energia, principalmente no Brasil, a ampliação dos sistemas de pequena escala compostos por fontes renováveis.

Com a abertura no modelo de geração de energia e de comercialização nesse mercado, o sistema passou a aceitar de forma mais efetiva os vários agentes dispostos a ingressar na rede. Com o passar dos anos, os agentes passaram a ser cada vez mais ativos e buscaram nas alternativas disponíveis no setor, as tecnologias que suprissem a demanda de uma unidade ou de parte do sistema, através de investimentos cada vez mais lucrativos, que necessitem de menor manutenção e que sejam de rápida implementação.

De acordo com [5], o potencial dos recursos naturais, os preços relativos da tecnologia e a ruptura do mercado convencional, provavelmente são a explicação para a ascensão de produtores de energia independentes ao longo do sistema, e que atuam em pequeno, médio e grande porte. Hoje há a possibilidade de escassez de energia elétrica e o crescimento das novas fontes é inevitável, e deverá ser cerca de 42% maior até o ano de 2040 [5], o que certamente irá colaborar com um ambiente mais limpo e com um mercado de eletricidade inovador, baseado em políticas e benefícios diferenciados.

As modificações políticas referentes à energia renovável geram efeitos marginais nas quotas de mercado, e interferem diretamente no poder das concessionárias de moldar a participação de cada unidade na capacidade do sistema. Essa reformulação do setor energético o torna mais dinâmico e abre um novo horizonte de serviços integrados à energia. Entre eles, destaca-se o promissor mercado de serviços ancilares prestados por microgeradores e armazenadores ao longo do sistema [3].

Sobre a abordagem de armazenadores, pode-se destacar os veículos elétricos (VE's). Em razão de todo avanço tecnológico e a globalização, os VE's são atualmente uma das propostas do setor industrial, de transporte e elétrico, para atender as ambições da sociedade por máquinas mais modernas, potentes e, segundo [2], amigáveis ao ambiente. A penetração dos veículos elétricos na rede de distribuição fará com que a rede receba novos agentes ativos quando acionados na funcionalidade V2G (*Vehicle to grid*) [6]. De acordo com [6], as diferentes finalidades no emprego da energia contida nas baterias determinará a atratividade para esse tipo de operação.

Segundo a referência [7], o setor de transporte corresponde a 28% do uso total de energia, e 26% do total de emissões de carbono nos Estados Unidos. Essas questões são algumas das que levam os veículos elétricos e híbridos adiante no mundo. Para que a expansão desse mercado ocorra cada

vez mais rápida, países como o Estados Unidos e a Espanha estão gerando incentivos através de ações do governo na esfera federal e estadual, e pressionando as operadoras dos serviços públicos de energia a se tornarem entidades de apoio da nova tecnologia dos automóveis [8].

A adequação da utilização dos veículos elétricos em países desenvolvidos é estudada nos últimos anos, e segundo [9], ela é realizada considerando os custos potenciais de participação de mercado para cada operação das baterias, e também das variações específicas na geração do sistema. Em [9], o autor também ressalta que as adequações devem ser realizadas de acordo com as políticas governamentais que estão em vigor, e a aceitabilidade social da tecnologia. A referência [10] destaca que os pontos de GD's ao longo do sistema e o emprego dos veículos elétricos, tem um alto potencial de benefícios para a sociedade, principalmente em caráter econômico e ambiental.

A referência [11] discute o caráter inovador dos veículos atuando em redes de distribuição, desenvolvendo a rede convencional para uma rede inteligente e que recebe cada vez mais atenção. A associação dos veículos elétricos em um contexto de geração renovável também é apresentada com a evidência de que os veículos carregados com energia proveniente desses sistemas, contribuem para a descarbonização do setor de transporte, e podem representar um custo menor de recarga ao proprietário, além de propiciarem um sistema onde a concessionária ganha e o proprietário ganha, através das ações de suporte à rede [12].

Baseado no contexto de *smart grids* e no futuro cenário onde os veículos elétricos e as GD's terão maior participação, as referências [11] e [13] discutem o emprego dessas tecnologias, e indicam que essas novas configurações serão importantes na redução dos custos de operação e investimento da rede, e ainda, que elas poderão auxiliar na redução dos congestionamentos. Outro ponto importante ressaltado nesses estudos, é que a integração da eletricidade produzida por diferentes fontes pode flexibilizar o modelo econômico atual da estrutura de cobrança e do cálculo tarifário empregado. Algumas condições para o aproveitamento dos veículos elétricos estão em [12], com ênfase às ações atribuídas às tecnologias inseridas nesse contexto, e a necessidade de que atuem em uma coordenação de cobrança e registro junto à operação básica de fornecimento de energia à rede. Ou seja, não é possível que em caráter desregulado e sem supervisão, tanto os VE's quanto as fontes renováveis, reflitam especificamente sua participação no sistema.

Segundo a referência [11], a ferramenta inicial para o gerenciamento de todos os recursos oferecidos ou requisitados da rede, é a estruturação de uma tarifa que apoie a difusão dessas tecnologias, mas que seja corrigida sempre que cada participante da rede represente, de alguma forma, um custo superior ao sistema. Esse custo pode ocorrer devido ao carregamento das baterias dos veículos, ou, em função de geração inferior da estimada. O objetivo final é sempre o de estimular um comportamento operativo saudável ao sistema, e identificar os agentes que podem contribuir com a redução de gastos ou que representam uma elevação dos mesmos, para que sejam cobrados proporcionalmente às suas ações.

O cenário atual indica que a energia elétrica está sendo cada vez mais caracterizada como um produto a ser negociado [1]. Quando isso acontece, é necessário que em qualquer nível o tratamento comercial dado a ela, permita que os custos e investimentos realizados sejam recuperados. Isso poderá acontecer através da abertura do setor para outros tipos de atividades, ou, na forma de uma tarifa mais representativa do estado real da rede [14]. Para tanto, é necessário um modelo econômico que seja sensível às variações de fluxo de potência no sistema, diferentemente do que acontece com os modelos tradicionais de alocação de custos, principalmente nos sistemas de distribuição.

Segundo a referência [15], isso significa que o sistema de alocação de custos precisa ser otimizado, e o requisito receita da concessionária de distribuição deve ser distribuído por todos os clientes que contribuem para ele, de forma proporcional. Essa forma de análise econômica deve proporcionar uma estruturação de tarifa eficiente, mas que, ao mesmo tempo, seja capaz de responder a cada marco ou incentivo regulatório dado a um tipo de tecnologia específica. Algumas pesquisas apontam que os inconvenientes de métodos alocativos estão relacionados à incapacidade de quantificar a influência sobre os padrões de demanda e da geração do sistema quando o mesmo está sujeito a incentivos econômicos ou a uma regulação própria no setor. Além disso, esses modelos refletem os agentes dos sistemas de forma passiva, sem conseguir quantificar o pequeno agente ativo e sua cooperação com a rede.

Em [16], o autor verificou as incompatibilidades de modelos adotados para minimizar os custos de investimento em expansão da rede, e que são baseados em restrições de previsões futuras de crescimento de carga. A referência [17], indica que os modelos locacionais que são baseados nos custos marginais em sistemas de distribuição e transmissão, são mecanismos de mercado que ajudam a impulsionar os serviços energéticos distribuídos, e são sensíveis a incentivos.

A dimensão do investimento que a rede de distribuição requisitará com o passar dos anos, dependerá da natureza da localização dos novos pontos de geração, e da futura geração e demanda no sistema. No Reino Unido é utilizado o conceito de Custo Incremental a Longo prazo para a valoração das redes concebidas por diversos pontos de geração, em nível de distribuição [18]. Esse modelo pode refletir a tarifa da rede de distribuição e o impacto da injeção ou retirada de geração e carga em cada nó de uma rede radial.

A utilização de uma metodologia de preços nodais no contexto de rede de distribuição e geração distribuída, é uma opção para o entendimento comum de todos os participantes do sistema. Além disso, essas metodologias são capazes de fornecerem uma tarifa justa, e que reflita os ganhos e perdas na rede causados por cada agente. Segundo [18], os métodos locacionais são uma forma alternativa de uniformizar a precificação do sistema, e podem ser aplicados a um único nó ou uma região.

Essa ambientação econômica pode ser configurada de diferentes formas. Por isso, a análise de preço nodal (PN) pode ser expandida para uma análise zonal dos preços no sistema. Esse tipo de abordagem também é caracterizado como um modelo de precificação locacional, porém, interpretado

de forma distinta e considerando zonas de preços [18]. A finalidade nesse tipo de processo é auxiliar a identificação das zonas de melhor aproveitamento por cada tipo de tecnologia, o quanto a operação dela representa monetariamente, apresentar a rede de forma simplificada e definir uma abordagem ajustada às empresas distribuidoras e aos pontos de geração distribuída.

No contexto de zonas de preço ou mercado de energia, em [19] os autores indicam que a adoção de uma energia compartilhada, no caso de sistemas fotovoltaicos comunitários, pode promover a descentralização energética mais rapidamente. A agregação energética pode fornecer novas ondas de serviços no mercado, como a criação de um modelo onde os clientes podem comprar ações ou assinaturas de uma instalação de GD em uma determinada região, e receberem os créditos energéticos por isso. A adoção de um conceito comunitário, ou de zonas, pode fornecer taxas mais competitivas em relação à oferta padrão de energia, o que promove a inserção de fontes de energia renováveis no sistema.

Em [19], o autor indica que a mudança de um regime centralizado de energia de base para um sistema de geração de energia em pequena escala, permite ao consumidor gerenciar a demanda e formar ilhas em caso de falta de energia. Assim, a concepção do sistema em zonas pode auxiliar na resiliência, sustentabilidade e eficiência da rede. A referência [20] aponta que o emprego de Comunidades Solares (CS) nos Estados Unidos está crescendo ao longo dos anos. As ofertas de serviços e produtos provenientes de sistemas renováveis foram expandidas, e um programa com preços ecológicos que visam incentivar a aceitação da energia proveniente dos recursos naturais foi colocado em prática com tarifas diferenciadas e reguladas pela administração local. Em [20], o autor indica que sem intervenção regulatória direta, tornam-se necessários dois fatores para flexibilizar a adoção da CS em uma dada região: um fator estratégico (preservação do cliente) e um fator de receita (incentivo renovável ou neutralidade da receita).

Apesar da utilização das CS's estarem em expansão nos Estados Unidos, estados como a Califórnia ainda preferem o conceito convencional da geração fotovoltaico no telhado das residências, onde 75% dos telhados da região são inelegíveis para a construção de um sistema como esse [20]. Esse comportamento da Califórnia é justificado pela crise de eletricidade e estrutura do mercado no final dos anos 1990 e início dos anos 2000, causada principalmente pelo denominado “Escândalo de Enron”. Segundo [21], em 31 de março de 1998 os clientes residenciais tiveram autorização para comprar energia elétrica do varejo, da mesma forma como era feito no atacado, pela lei da oferta e da procura. Isso gerou vários sintomas no mercado, como altas expectativas sobre os prováveis benefícios para a produção no atacado, uma teórica reestruturação de preços na energia de varejo, e a possibilidade de um serviço mais eficiente. Além disso, esperava-se que novos serviços fossem criados, que o tratamento ao cliente fosse aprimorado, e que houvessem benefícios ambientais adicionais devido as escolhas dos clientes pela denominada energia limpa, entre elas podemos destacar a eólica e solar [21].

Mas o que de fato ocorreu foi uma alta nos preços da energia, e os clientes do sistema elétrico californiano passaram a sofrer com contínuos apagões e outros problemas relacionados à qualidade do serviço, além de gerar um mercado sujeito a manipulações de empresas privadas e corrupção. A referência [21] aponta que existem questões complexas para esse cenário criado pela desregulamentação do setor, e a principal causa apontada é que o setor gerou um ambiente de mercado atacadista desregulado, mas com controles de preços no mercado de varejo. Quando os consumidores passaram a ter liberdade de escolha sobre os fornecedores de energia elétrica, o estado foi obrigado a abrir as concessões dos sistemas de transmissão e geração para empresas que eram representadas pelo Operador Independente do Sistema. Com a liberdade das transações econômicas entre as empresas e os consumidores, o preço da energia no mercado passou a ser mais competitiva, mas gerou problemas econômicos para todos, por exemplo, quando permitiu a criação de uma taxa obrigatória para todos os clientes do estado com a finalidade de recuperar os custos ociosos. Além disso, com a ampla concorrência no mercado atacadista e a manipulação feita por empresas do setor, a parte pública que mantinha uma estrutura regulada não pode repassar as perdas aos contribuintes, resultando em uma crise financeira das concessionárias e que interrompeu a reestruturação do setor, e reduziu a concorrência do varejo a apenas consumidores não residenciais.

Durante esse processo, subsídios foram criados principalmente para promover a inclusão da energia renovável. Segundo [21], os subsídios podem ser instrumentos de redução de falhas no mercado, estimulando o desenvolvimento tecnológico e trazendo benefícios ambientais que não seriam tão apreciados pelo mercado centralizador de eletricidade. A Califórnia fez uso de muitos subsídios, alguns não foram tão bem aceitos e causaram mais danos econômicos que ganhos, principalmente quando a energia descentralizada promoveu o ganho de poucos às custas de muitos [21]. Em comparação com a reestruturação do mercado de eletricidade da Califórnia, esse trabalho busca ser um passo para indicar a possível redução de subsídios à geração distribuída, apoiando-se, principalmente, na regulação brasileira. O objetivo é promover a redução desses subsídios à medida que a GD se torna competitiva para isso, e além disso, equilibrar os preços dessa nova reformulação do sistema.

Os problemas de uma proposta desregulamentada são encontrados em todo processo realizado na Califórnia, e a diferença, no entanto, é que a determinação de consumidores e zonas de preços pode permitir a criação de um novo agente no setor, o denominado agregador. Assim como ocorre atualmente nos EUA, esse agente seria formalizado na figura de uma empresa autorizada a comercializar energia no varejo, fornecendo uma alternativa à oferta padrão das concessionárias, como adotado para as discussões atuais das CS na região. O estado da Califórnia entendeu que a desregulamentação deve ser estruturada em todos os níveis, e por isso permite a criação de cooperativas autônomas do poder público, que são as figuras agregadoras para a comercialização da energia solar das CS no varejo. Porém, a concessão do uso do sistema elétrico é por ordem das

concessionárias locais e que estão sujeitas aos regulamentos e leis do poder público estadual. Existem discussões ainda necessárias nesse ambiente, como a que debate sobre os riscos regulatórios sobre as escolhas de regiões para a implementação das CS, a definição do papel dos poderes locais sobre a criação de leis e regras de uso do sistema, e a definição dos custos e de taxas aos clientes que adotarem esse tipo de geração descentralizada, como apontado em [21].

Contextualizando a proposta desse trabalho nas experiências já relatadas em alguns locais e na literatura, o estudo busca apresentar uma descentralização do modelo implementado para as GD's, criando a possibilidade de uma cobrança pelo uso do sistema, gerando a oportunidade de criar discussões sobre a adoção de CS no Brasil e de empresas agregadoras por regiões, por exemplo. Além disso, os veículos elétricos são incluídos nesse estudo no contexto de “*mobile source*”. Com base em sua mobilidade elétrica, os veículos elétricos podem ser classificados como uma estação de carregamento móvel (ECM) ou uma fonte móvel. Uma ECM pode fornecer capacidades extras para o carregamento de uma estação fixa, ou consumidores que precisam de consumo de energia extra e rápido em um local longe da estação de carregamento. Dessa forma, eles podem oferecer preços mais baratos de energia para recarga de veículos, laptops e até telefones celulares, o que ainda é um debate para um cenário futuro.

Em países como o Brasil, por exemplo, a GD é subsidiada por outros usuários da rede. Assim, buscamos apresentar uma aplicação da GD além do contexto da medição líquida, atribuindo a eles a responsabilidade de compartilhar custos em um sistema elétrico. Essa divisão de custos é baseada em tarifas já aplicadas ao sistema de transmissão, mas aqui propomos que a contribuição da GD para a formação de uma tarifa de aluguel seja baseada no potencial de geração. O objetivo é criar um cenário no qual a GD e VE possam cooperar com a formulação de custos aplicados aos usuários da rede à medida que se tornam competitivos para isso. Os resultados numéricos são obtidos através de um estudo de caso de 5 cenários, baseado no alimentador teste IEEE 34 barras.

1.1 Objetivos

O objetivo global desta tese de doutorado é o desenvolvimento de uma metodologia para a “Precificação Locacional em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica: considerando a Inserção de Geração Distribuída e Veículos Elétricos”.

Os objetivos específicos deste trabalho são:

- Apresentar uma visão geral dos modelos de alocação de custos utilizados na literatura para os sistemas de distribuição.
- Inserir os veículos elétricos e GD's no contexto de precificação locacional.
- Realizar uma análise do comportamento dos preços nodais e zonais com a inserção de GD's.
- Verificar a influência das GD's sobre os preços locais.

- Fornecer uma alternativa para que as tarifas sejam adequadamente ajustadas aos perfis de consumo das cargas e aos geradores, baseado no modelo de tarifação do sistema de transmissão.
- Obter tarifas capazes de alocar os custos da rede, proporcionalmente, para cada usuário e que promova o uso eficiente da rede de distribuição.

1.2 Justificativa e Relevância

A importância em expandir as pesquisas relacionadas a esse tema está ligada, principalmente, à forte tendência mundial em difundir os processos de transporte e geração de energia que sejam cada vez menos agressivos à saúde humana e ao meio ambiente. Além disso, a busca por uma regulação econômica que seja justa, implica em uma investigação de modelo econômico baseado em uma tarifa que reflita o comportamento efetivo de cada agente de mercado no sistema.

A finalidade é buscar meios de preservar o propósito de neutralidade no setor. Somente dessa maneira, é garantido o princípio de bem-estar social e a cobertura dos custos da empresa de energia, utilizando da igualdade na relação entre a tarifa paga pelo consumidor e o custo marginal equivalente a essa tarifa. Essa relação de igualdade, prevê que a tarifação seja aplicada de forma justa e similar a todos os consumidores, e que sempre estimule o princípio da eficácia e do uso racional do produto em questão.

1.3 Estrutura da Tese

Este trabalho está dividido em 9 capítulos. O Capítulo 2, apresenta uma revisão bibliográfica dos modelos de alocação de custos apresentados na literatura, e identifica algumas ferramentas para a sinalização econômica em sistemas de distribuição.

O Capítulo 3, apresenta a metodologia utilizada para a determinação dos preços nodais em sistemas de distribuição. Para isso, utiliza-se uma metodologia baseada em custos incrementais, zonas de preços e tarifa. No Capítulo 4, estão apresentadas algumas condições regulatórias para a adoção de um novo mecanismo de mercado, e para que os veículos possam ser utilizados no contexto da geração distribuída. O Capítulo 5, apresenta a elaboração do problema e condições para a realização de um cenário específico do estudo de caso. O Capítulo 6, apresenta as descrições adotadas no estudo. O Capítulo 7 apresenta os resultados obtidos para cada cenário analisado. O Capítulo 8 é composto pelas conclusões e sugestões de trabalhos futuros. Em seguida são apresentadas as referências bibliográficas deste trabalho.

2. Revisão bibliográfica

2.1 Veículos elétricos

De acordo com a referência [22], o início do mercado para essas máquinas ocorreu nos Estados Unidos e no Reino Unido especificamente em meados de 1830, favorecidos pela elaboração de pesquisas que buscavam desenvolver as baterias elétricas. Esse período foi de grande relevância para o avanço de estudos na área de eletroquímica.

Com o crescimento no número de veículos, os grandes mercados do setor de transporte passaram então a ser compostos por três grandes tecnologias automobilísticas, que são: as dos veículos elétricos, a vapor e a gasolina. Cada tipo de mercado apresentava uma vantagem específica, por exemplo, os veículos a vapor tinham maior velocidade e eram mais baratos, mas demandavam um longo tempo para o aquecimento de água quando ocorria alguma parada. Os veículos elétricos da época, como os de hoje, não produziam poluição sonora e nem gasosa, mas em comparação às demais tecnologias, se apresentavam mais lentos e com custos-benefícios baixíssimos. As máquinas que dependiam de qualquer insumo proveniente do petróleo eram muito poluentes ao ambiente e caras, porém, com autonomia bem superior às outras [23].

Apesar da expansão dos VE's no início dos anos de 1900, alguns fatores contribuíram para sua redução de mercado e declínio com o passar dos anos, comparado às demais opções que o setor oferecia à população. A dificuldade de alimentação de suas baterias e a dependência de carregamentos longos, foram importantes para que as outras tecnologias ganhassem mais espaço. O que não se previa é que a tecnologia dos VE's poderia ser a causa determinante para o seu próprio fracasso, isso porque, vendo a dificuldade de arranque que os veículos a vapor e a gasolina tinham, criou-se um mecanismo de partida movido a motor de arranque elétrico. Assim, os principais incômodos ligados a essas máquinas, ou seja, as tradicionais manivelas e a partida lenta, foram superados.

O estímulo ao retorno dos veículos elétricos aconteceu principalmente por volta dos anos 1980, quando se adotou políticas públicas para que, em escala mundial, as emissões de gases veiculares que causam danos ao ambiente fossem reduzidas. A referência [24] destaca entre as novas políticas adotadas o exemplo da Califórnia, com o programa *Air Resources Board's*, que no ano de 1990 apresentou as primeiras normas regulatórias de emissão zero proveniente de automóveis. O impulso a ações públicas em diversos países movimentou o mercado, e já no ano de 1997, a Toyota no Japão, lançou o modelo Prius, considerado o primeiro carro híbrido em série no mundo.

Em 2017, de acordo com a referência [8], cerca de 90% do setor global de transportes era dependente de um tipo de insumo de petróleo. Esse mesmo setor, consome cerca de 49% da produção de petróleo mundial, e com o passar dos anos tem crescido de forma exponencialmente rápida. Por essa razão, diferentes estudos vêm sendo desenvolvidos em alguns países, como na Austrália. Por lá, o governo busca estimular a redução de cerca de 56% das emissões de gases, com a adoção de

armazenadores como fontes de energia para a rede elétrica e com a produção de hidrogênio, isso em um curto espaço de tempo, com previsão para 2050 [8].

Mesmo que a mobilidade elétrica se beneficie dos incentivos fiscais, da volatilidade do preço do petróleo e da ideologia de restrição de carbono, ela não apresenta, atualmente, investimento suficiente para competir com o *feedback* positivo que os motores a combustão fornecem. O desenvolvimento dos carros elétricos depende de alguns fatores como, por exemplo, uma estrutura de abastecimento que deve ser implementada de forma significativa para que 100% dos veículos sejam atendidos. Além disso, o mercado mundial precisa desenvolver a tecnologia desses veículos também em países emergentes ou subdesenvolvidos, como os que compõem o BRICS (Brasil, Rússia, Índia, China e África do Sul), sem contar a necessidade de implementação de redes inteligentes por toda parte.

Quando o veículo elétrico é acionado na funcionalidade de fonte de energia, ele é visto pela rede como ponto de geração distribuída. A referência [25], identifica que o aproveitamento mais rentável para a operação *Vehicle to Grid* (V2G) [8] [12], é a de regulação de frequência, por existir a possibilidade de retribuição em função do total de horas de serviços prestados e a quantidade de energia fornecida, vinculados às taxas de mercados durante todo o processo. A referência [26], destaca que a energia armazenada nas baterias poderiam suprir demandas em excesso da rede, ou, colaborar com o deslocamento do horário de pico do sistema.

Quando as baterias dos veículos elétricos são utilizadas para carga ou descarga de energia, elas podem contribuir com a natureza estocástica dos recursos naturais de característica intermitente. Assim, os veículos podem ser vistos pela rede como uma espécie de ferramenta para o controle da regulação de tensão e regulação de potência, e representam um potencial econômico para um conjunto de proprietários, ou individualmente. A referência [25] sinaliza que os veículos agrupados em comparação aos veículos individuais, apresentam maior facilidade de operação dentro das regras de mercado vigente para o bloco de potência de até 1MW, facilitando, portanto, o tipo de transação econômica a ser feita entre o operador da rede e o representante do conjunto de veículos.

2.2 Fontes Alternativas

O desdobramento das fontes alternativas de energia deu-se por volta dos anos 1970, mas ultimamente tem crescido o interesse sobre esses sistemas, principalmente, devido a grande preocupação mundial sobre o nível de poluição vinculado aos diferentes setores da sociedade. Em [27], os autores destacam o impacto da emissão do CO₂ na atmosfera e os danos que o aquecimento global vem causando ao planeta, como a variação de temperatura na região do Ártico, que subiu em média 1,5°C no período de 2005-2012, quando comparados aos anos dentro do período de 1961-1990.

Mesmo que se utilize, como no Brasil, um vasto potencial hídrico para a geração de energia, algumas fontes alternativas, como a energia solar e eólica, estão ganhando cada vez mais espaço

diante da preocupação social. Os sistemas fotovoltaicos apresentam um *design* econômico e estão aptos a formarem uma pequena central de geração híbrida com diferentes fontes, ou com sistemas de armazenamento. Esse tipo de característica associada à baixa eficiência de conversão e alto custo de investimento em outras fontes, torna os sistemas fotovoltaicos atrativos no mercado.

Da mesma forma, os aerogeradores são máquinas aproveitadas em diferentes contextos de acordo com a potencialidade eólica de um território. Essas máquinas apresentam viabilidade econômica suficiente para serem muito mais representativas na matriz energética do país. Atualmente, segundo a Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEEólica), a capacidade instalada dessa fonte é de cerca de 17 GW, com capacidade em construção de 2 GW.

2.3 Mini e Microgeração Distribuída

A geração conectada ao sistema em nível de distribuição é em grande parte denotada por pequenos sistemas distribuídos ao longo da rede próximos aos pontos de consumo, e são denominadas como geração distribuída [4]. Segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a *“microgeração ou minigeração é caracterizada por uma central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW, e de 75 kW a 5 MW, respectivamente, e que utilize fontes renováveis de energia elétrica ou cogeração qualificada, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.”*

No ano de 2004, definiram-se os primeiros caminhos para o aproveitamento comercial dos sistemas distribuídos no país, através do Decreto de número 5.163/04 [4][28]. Esse decreto determinou que toda geração distribuída fosse proveniente de empreendimentos vinculados às concessionárias, permissionários ou unidades autorizadas, e que estivessem conectados diretamente com a rede de distribuição, excluindo os de origem hidrelétrica ou térmica. Além disso, foi concebida a autorização para que os mesmos fossem conectados diretamente ao ponto de consumo.

Com essa formulação no país, ficou consolidado que a comercialização da energia proveniente dos sistemas de geração distribuída só seria possível entre a unidade de carga que passa a ser também de geração, e a própria empresa que detém a concessão sobre a rede de distribuição local. Essa determinação, inicialmente, exclui qualquer possibilidade de transação econômica entre os produtores, que futuramente foram denominados como produtores independentes ou autoprodutores de energia.

Para aperfeiçoar o mecanismo de mercado estipulado para os sistemas de distribuição, a ANEEL realizou chamadas públicas aos estudiosos e corpo técnico da área. Em 2010 ela promoveu a Consulta Pública de nº 15/10, para debates de caráter regulatório sobre a forma com que a rede iria lidar com esses novos pontos. A partir dessa consulta e de audiências específicas sobre a temática, elaborou-se no ano de 2012, a primeira normativa do setor. A Resolução Normativa 482/2012, indicou as diretrizes gerais para a micro e minigeração distribuída dentro do ambiente regulado. Implementou-

se também, em função da Resolução 482/2012, o mecanismo de compensação de créditos de energia no Brasil, que passou a vigorar desde então, e trata-se do primeiro grande subsídio do governo à geração distribuída.

O mecanismo de compensação de energia determina que qualquer energia ativa injetada no sistema de distribuição, e que seja proveniente de uma unidade enquadrada dentro da micro ou minigeração, será considerado como um empréstimo gratuito à distribuidora local. Posteriormente, será compensado sobre o consumo de energia ativa nessa mesma unidade de consumo ou outra que esteja em conformidade com as condições de operação pré-estabelecidas pela resolução (REN 482/2012). Dessa forma, por definição, em todo período de 30 dias, o valor aferido determinava o quanto a unidade consumiu da rede ou se ela injetou energia no sistema, e o consumidor seria reembolsado pela diferença entre a injeção e consumo, na forma de créditos.

No ano de 2015, entrou em vigor a Resolução Normativa 687/2015, que é a atualização da Resolução 482/2012. Entre os fatores abordados e que estimulam a instalação de GD, está a diminuição do processo burocrático para a inserção das unidades geradoras junto ao sistema, e também a flexibilização da operação dentro do ambiente regulado. O prazo para o aproveitamento dos créditos do mecanismo de compensação também foi alterado, de 30 meses para um total de 60 meses.

Apesar dessas modificações, que trouxeram mais clareza e eficiência nos trâmites entre a concessionária e a unidade de consumo, pode-se destacar que a atualização mais significativa da Resolução está na adaptação dos seguintes pontos para o aproveitamento energético por parte da GD:

1. Empreendimento com múltiplas unidades consumidoras: um exemplo desse tipo de empreendimento são os condomínios verticais ou horizontais, que tenham suas unidades de carga situadas em uma mesma área, ou área contígua, com o sistema de geração instalado em uma área comum do condomínio, e que apesar disso, sejam eletricamente independentes entre si.

Nessa configuração é essencial que as unidades que utilizam o condomínio, sejam registradas independentemente, para que a fração de consumo de cada unidade seja gerenciada pela concessionária. A única área de gerenciamento comum, ou seja, as de uso comunitário como os corredores ou ruas dos condomínios, deve ser representado em uma única figura. Os créditos de energia gerados, em função da área comum, são divididos entre os condôminos participantes do empreendimento e são gerenciados por um administrador local, ou pelo proprietário da área.

2. Geração compartilhada: esse tipo de geração é caracterizado pela união de consumidores dentro de uma mesma área de concessão ou permissão. Esse conjunto pode ser formado por meio de consórcio ou cooperativa, na figura de pessoa física ou jurídica, e a compensação dos créditos ocorre na figura de um único negociador.

3. Autoconsumo remoto: o consumidor que seja pessoa física ou jurídica, e possua unidades consumidoras de mesma titularidade e em locais distintos, pode compensar os gastos da fatura de energia em diferentes locais de consumo.

2.4 Modelos de mercado de energia elétrica no Brasil

Inicialmente, a comercialização da energia elétrica no Brasil era proveniente somente de Chamadas Públicas promovidas pelos agentes de distribuição. Porém, em 2015 com a Resolução nº 687/2015, a regulação do país passou a ser mais flexível e a partir de então, existe a possibilidade de que a comercialização de eletricidade aconteça entre os agentes aptos a estarem no mercado regulado, mas que por diversos motivos são inseridos em um mercado livre. Algumas transições da energia elétrica no Brasil estão apresentadas na Figura 1.

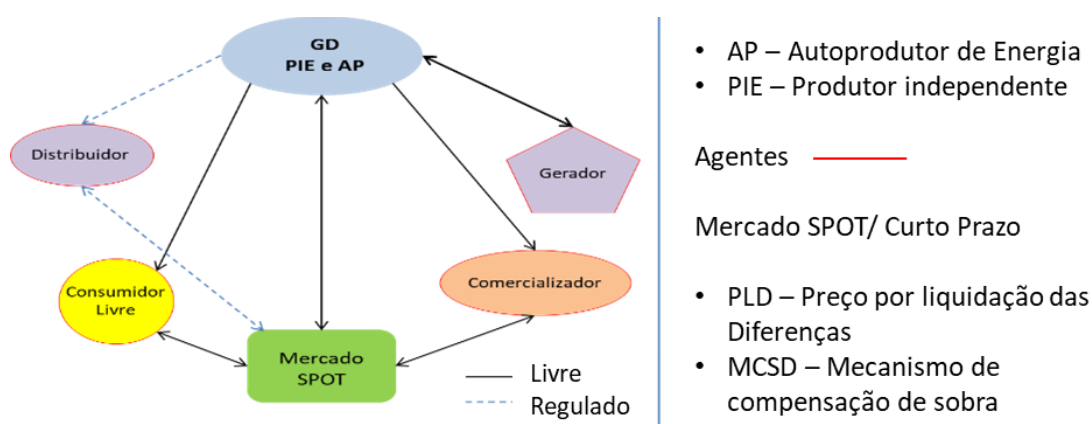


Figura 1: Ambiente de operações comerciais no setor de energia elétrica

No ambiente de compra e venda de energia elétrica na esfera de contratação regulada, os contratos realizados são denominados “Contratos de Comercialização de energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR), e têm caráter bilateral. Os consumidores inseridos nesse ambiente são chamados de consumidores cativos, e pela configuração limitada das ações permitidas aos mesmos, assumem um papel de caráter passivo no setor elétrico.

No mercado livre o processo é realizado através de contratos bilaterais negociados de forma livre pelos agentes do setor e consumidores. Nesse cenário, os consumidores livres e especiais que negociam energia, tem o dever de remunerar as permissionárias pelo uso e conexão ao sistema de distribuição. Toda energia elétrica proveniente desse meio de contratação pode ser negociada entre fornecedores de forma livre no mercado [29]. Os contratos de venda e compra de energia elétrica, para o ambiente livre, são regulamentados dentro do Código Civil e leis do Código de Defesa do Consumidor Brasileiro.

Considerando os dois mercados existentes no Brasil, as pequenas centrais de geração estão possibilitadas de optarem pela inclusão em qualquer um dos cenários. Caso elas tenham representativo volume de energia, podem ser submetidas a uma negociação direta, sem a necessidade

de chamadas públicas e contratos bilaterais. Tratando-se da energia elétrica proveniente dos veículos, os proprietários dos mesmos devem atender as condições mínimas para isso, ou, poderão atuar apenas no ambiente regulado como consumidor ativo.

2.4.1 Remuneração individual

Geralmente, a presença de geradores de energia que são formados ou não por sistemas armazenadores próximos às cargas de consumo, fornece algum tipo de benefício ao sistema, seja ele de postergar investimento ou redução de perdas. Quando se trata de um único veículo operando na rede ou sistema de armazenamento, não haverá impacto suficiente para compensar as necessidades da rede, o que reflete em uma ação isolada, mas que de alguma forma perturba o sistema. Quando a ação é isolada, ou individualizada, prevê-se que o sistema não terá volume de energia suficiente para figurar entre os geradores de energia do mercado livre, e por essa razão, para qualquer injeção de potência proveniente de um sistema que atende a Resolução 687/2015, o mecanismo de mercado para remuneração, atualmente, é o de compensação de créditos, denominado como *Net Metering*.

2.4.2 Remunerações coletiva

O modelo de remuneração coletiva é possível considerando as diretrizes da própria Resolução 687/2015, através da formação de um conjunto de unidades geradoras e de cargas agregadas. Nessa configuração a opção é, principalmente, a adoção de uma formulação coletiva com considerável número de máquinas localizadas em um ponto comum para a conexão ao sistema. A unificação desses sistemas distribuídos é representada na figura de um agregador que tem permissão para negociar a energia elétrica dentro do mercado regulado, obtendo créditos por ela, ou para representar a unidade de carga unificada na ANEEL, e figurar como comercializador de energia na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), de modo similar com o que acontece nas CS nos Estados Unidos.

O modelo de remuneração coletiva nada mais é que um modelo varejista de mercado, com responsabilidades compartilhadas entre a distribuidora local e os usuários do sistema. A utilização desse conjunto de pequenos geradores adequados à determinação de empreendimentos múltiplos com um representante físico, na figura de um condomínio ou *shopping*, pode ser concebido em caráter virtual. A relação entre o agregador e as unidades do sistema, está ilustrada na Figura 2.

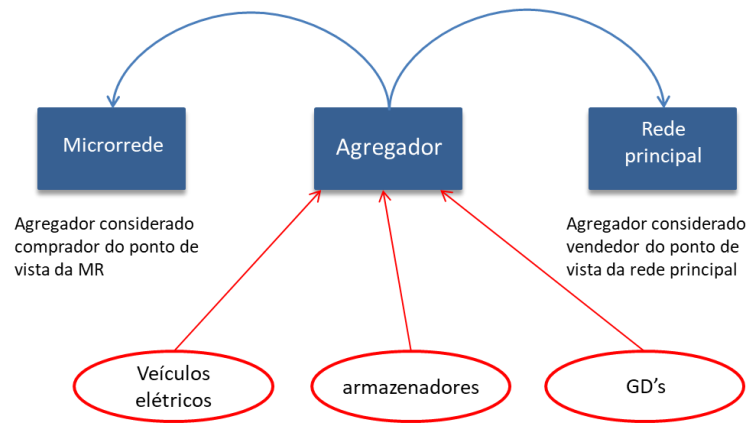


Figura 2: Esquema do mercado interativo

Consumidor Livre

No ano de 1995 através da Lei 9.074/95, na figura de um representante jurídico ou empresas que estejam reunidas através de consórcio, o setor concedeu a autorização para a produção de energia elétrica que fosse destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco. Nesse mesmo momento da regulação do setor, foi instituído o termo classificado como consumidores livres, que são os consumidores autorizados a utilizarem os serviços ofertados pelos produtores independentes, de forma que atendam aos critérios de carga e tensão regulamentados. Para usufruir desse modelo de comercialização de energia, é necessário que a unidade de consumo tenha carga mínima de 2 MW.

2.5 Energia elétrica como produto de mercado

A energia elétrica quanto produto se diferencia dos insumos e combustíveis utilizados para sua própria geração, porque ela é resultado de um complexo sistema. Ou seja, a matéria-prima utilizada definirá a ordem de grandeza da engenharia envolvida em todo o processo. Quanto mais simples e barato for o combustível, mais barato é o resultado do seu aproveitamento para conversão de energia, como a eólica e mecânica, em elétrica. Se a matéria-prima for de caráter especial e demandar mais cuidados e tratamento no processo de aproveitamento energético, estará embutido um alto valor agregado e, o preço final do MWh obtido será muito superior, como nas usinas nucleares e térmicas.

A referência [30] destaca que, usualmente, a sinalização econômica de um produto é dada por uma tarifa. Essa tarifa é definida como um algoritmo para determinação das faturas dos consumidores em função do consumo de determinados produtos ou serviços de uma empresa específica. Esse sinalizador é o aplicado no setor elétrico para dimensionar o valor da energia elétrica e caracterizá-la como um produto, como tantos disponíveis no mercado. A sinalização é feita através de uma tarifa que promova o uso consciente dos recursos econômicos e dos recursos naturais, e que garanta a neutralidade entre a obtenção de receita e o rateio adequado de custos entre as unidades consumidoras.

As análises econômicas acerca dos sistemas de energia elétrica, incluindo o contexto de geração renovável e geração distribuída, são sempre, segundo a referência [1], “*profundamente influenciadas*”

por uma série de acontecimentos e projetos técnicos intrínsecos a toda forma de geração e fornecimento de energia, até que chegue ao seu destino final. O preço do produto final, será sempre uma razão entre a fonte em questão e a demanda de energia no sistema. Em [31] e [32], os autores apontam alguns princípios econômicos que os modelos para alocação dos custos dos sistemas devem obedecer, sendo que entre eles estão:

- Os métodos utilizados para alocação de custos devem tratar igualitariamente todos os usuários de uma mesma classe.
- O método deve ser capaz de considerar uma medida justa para a estabilidade de preços para os usuários.
- Do ponto de vista da oferta, a empresa de distribuição deve cobrir de forma eficiente seus custos mediante serviço prestado ao consumidor.
- Do ponto de vista da demanda, a tarifa aplicada pelo setor deve ser justa ao ponto de ser a mais próxima possível dos gastos dispensados para a prestação do serviço.

O desafio de um mercado inserido no contexto das redes inteligentes, com a incerteza da demanda e geração fornecida pelos veículos elétricos e GD's, impulsiona a análise de modelos que sejam capazes de dimensionar o fluxo econômico da futura rotina das redes de distribuição. Conforme a regulação atual no Brasil, todos os usuários, mesmo os que não mudem a rotina do sistema, terão que arcar igualitariamente com as responsabilidades de todas as ações executadas, sendo eles ativos ou passivos. Isso pode gerar a maximização dos gastos e minimização do bem-estar dos mesmos, em função de uma tarifa que não atenda aos princípios de equilíbrio do setor.

2.6 Métodos para alocação de custos nos sistemas com minigeradores, microgeradores ou consumidores

Quando o mercado está aberto à competição, o preço final do produto é consequência das variáveis econômicas e do processo de oferta e procura. Se o setor for encarado apenas como um monopólio natural, as atividades de mercado devem se adequar aos investimentos necessários que faça com que a remuneração especificada pelo órgão regulador seja suficientemente vantajosa, a ponto de permitir a recuperação do investimento. As etapas que compõem a tarifa final de transmissão e distribuição podem ser obtidas através da alocação dos valores de custos marginais/ incrementais, de curto ou longo prazo. Originalmente estuda-se a alocação de custo para os sistemas de transmissão, mas vários pesquisadores já aplicam essa metodologia a nível de distribuição.

2.6.1 Método de custos marginais

O custo marginal indica como a variação dos custos de transporte de energia na rede até um determinado nó pode sofrer com aumento de uma unidade de potência (kW ou MW) em comparação ao cenário base, isso quando acontece geração ou crescimento de carga em pontos específicos da rede.

Esse modelo é aplicado em diferentes seguimentos do setor como distribuição e transmissão, e de acordo com os autores [1] e [33], são resultados de estudos relacionados a tarifação de ponta e baseados na Teoria de Precificação de Ponta.

Segundo a referência [32], a relação entre a origem desse tipo de análise e da finalidade atribuída a ela, é que a verificação dos custos marginais de uma empresa deve ser capaz de fornecer a energia demandada e especificada em contrato de concessão, porém, não existe ainda uma forma tecnicamente viável de armazenar energia para a garantia do fornecimento. Por isso, a capacidade física do sistema deve estar sempre apta a atender a demanda instantânea de ponta, onde se encontra o ponto máximo de carga na rede.

• Custo Marginal de Longo Prazo

A referência [1], indica que esse tipo de abordagem pode resolver os problemas de volatilidade que o método de curto prazo apresenta, e além disso, ela permite o desenvolvimento de um fluxo econômico, pois considera os custos de reforço na rede e de expansão em um horizonte de longo prazo. Essa metodologia permite a identificação pontual referente à adoção de geração ou carga extra no sistema. Por isso, uma das principais características desse modelo é a sua instantaneidade na sinalização econômica e a possibilidade de análise nodal. O Brasil é um dos países que faz uso desse tipo de metodologia para sinalização econômica no sistema [14].

O valor obtido pela análise do sistema busca verificar o custo de expansão da rede, sendo ela distribuição ou transmissão, para compensar uma unidade de aumento marginal na capacidade de geração ou demanda em cada barra (kW ou MW), além de sinalizar os custos referentes a um determinado comportamento tecnológico da sociedade. O principal ponto desse método é a forma dinâmica com que os períodos a longo prazo são analisados, e além disso, é um modelo que se torna sensível ao crescimento de demanda ou carga na rede.

Para uma análise gráfica do método de longo prazo três curvas teóricas, que representam os custos totais de curto prazo, foram consideradas na Figura 3. Os custos são equivalentes à demanda, e crescentes no tempo.

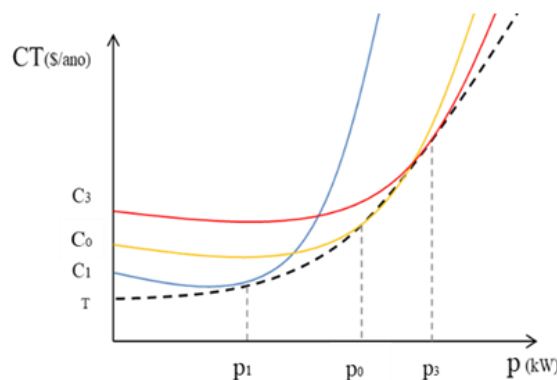


Figura 3: Curvas utilizando os custos totais baseados no curto prazo [33]

No cenário apresentado na Figura 3, têm-se que no atendimento das demandas maiores, como no caso da $p_3(\text{kW})$, o custo para a empresa de transmissão é muito superior aos outros cenários. É provável, nesse caso, que os gastos estejam relacionados à instalação de novos geradores, transformadores, linhas e demais componentes do sistema elétrico, para que a rede consiga operar nessa zona. A curva T, é a curva que tangencia os custos de curto prazo, e equivale a um custo total do sistema, ela é denominada de curva de longo prazo. Ela é uma curva imaginária e é concebida de forma que permita um custo total sempre menor ou igual às curvas de curto prazo [1].

A região ótima de operação desse sistema hipotético está exatamente no local onde as curvas de curto e longo prazo se tangenciam, considerando que o eixo da demanda pudesse operar de forma contínua. Isso só será válido se as curvas de curto prazo forem corretamente dimensionadas para atender a demanda para qual o sistema foi projetado [1]. Fora desses pontos os valores de custos são sempre elevados. O ponto onde a demanda máxima é constante e tangencia a curva T, seria o ponto ideal para a determinação da capacidade máxima, em razão de ser este o ponto de maior demanda e que representa o menor custo. A referência [33], sugere uma simplificação do modelo para o equacionamento das curvas de curto prazo. Nessa reformulação, as curvas de custos totais tornam-se mais rígidas em relação aos custos das demandas anteriores e da capacidade do sistema. Elas são apresentadas na Figura 4.

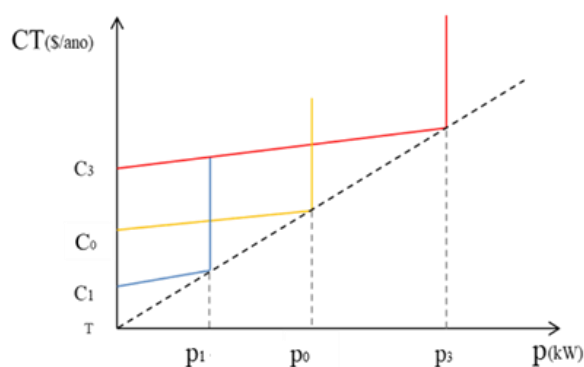


Figura 4: Curvas de curto prazo reformuladas por [33]

A referência [33], indica que em um processo de empresa de energia hipotético como o ilustrado nas Figuras 3 e 4, os custos marginais de curto prazo são praticamente constantes e em função das demandas para as quais o sistema foi projetado. Quando isso ocorre, significa dizer que para sistemas com capacidades máximas estipuladas, mesmo que distintas, os custos marginais de operação, considerando cada 1kW adicional de demanda, apresentam valores similares [1].

O aumento da capacidade operacional e o aumento dos custos fixos são relacionados e eles podem representar os ativos referentes à estrutura da rede. Os custos fixos não são sensíveis às pequenas oscilações de quantidades de energia no fluxo de potência do sistema, mas quando ocorre

o acréscimo de volumes que modificam a demanda máxima de base, eles apresentam significativa alteração, e quando isso ocorrer, eles não poderão ser considerados constantes.

2.6.2 Método de custos incrementais

O conceito de custo incremental tem a finalidade de verificar a utilização do sistema em função da localização e do sentido do fluxo de potência nas barras, o que resulta em um cálculo de tarifas baseado na eficiência e racionalidade. Os incrementos na rede podem ser considerados de curto ou longo prazo [32].

O método incremental de longo prazo considera os esforços necessários para a expansão da rede e é sensível ao estímulo dos agentes do mercado para o investimento em capacidade do sistema, qualidade de operação e manutenção, isso porque permitem a recuperação de investimento de forma mais representativa. Assim como o método para curto prazo, o de longo prazo também permite a sinalização de valores negativos, o que representa uma economia no sistema. O custo incremental pode ser definido como o requisito de receita necessário para cobrir quaisquer novas instalações, especificamente atribuídas ao cliente do serviço.

Nas redes elétricas com grande volume de fluxo de energia, por demandarem um longo prazo para a realização de obras e mudanças, é impraticável uma análise puramente marginalista estrita aos pequenos acréscimos que a rede sofre. Dessa maneira, a análise que considera os pequenos incrementos individuais de energia no sistema deve ser feita de forma incremental finita, e não infinitesimal, como no conceito puro de custo marginal. Por essa razão, o modelo de custos marginais pode também ser determinado pelo custo incremental de longo prazo. Nas referências [34], [35], [36] e [37] as abordagens de precificação do custo marginal estão relacionadas aos custos incrementais da rede, bem como, com os custos de operação. A referência [38] afirma: “*O custo incremental procura ser o substituto (proxy) para o custo marginal de expansão, uma vez que as variações no custo da capacidade de um sistema de distribuição, anualmente, são bastante discretas*”.

2.7 Preço nodal nos sistemas de distribuição

A referência [15], destaca que a estrutura tarifária deve ser reflexo de um modelo simples e que deve estar relacionada à função dos custos totais do sistema por nível, ou seja, ela deve refletir os custos na distribuição, transmissão e geração. Sendo a rede de distribuição composta por várias unidades ativas, uma alternativa para a identificação do preço locacional é a verificação do valor por grupo de ativos em um nó, e uma tarifa que reflita o fluxo de geração e carga no barramento de referência.

Pela visão do sistema, a identificação de cada usuário, inicialmente, não é viável, além de ser um grande obstáculo social. Portanto, a alocação de custos em um sistema tão dinâmico quanto o de distribuição se dá por pontos e posteriormente por regiões, as denominadas zonas. As microrredes

são curtas, com a relação km/kVA mais elevados e têm uma formulação radial. Nessa configuração, o carregamento de cada elemento da rede será o somatório das cargas que estão posicionadas anteriormente ao ponto de análise.

Para que a configuração dessas redes seja aproveitada da melhor forma, a referência [39] apresentou um modelo que considera a estrutura locacional em nível de transmissão através das Redes Unificadas. A finalidade dessa abordagem é criar um ambiente favorável à obtenção de uma tarifa locacional para um ponto ou zona do sistema, que seja uma sinalização econômica do valor aditivo proveniente do sinal locacional. Em [15], a sinalização locacional do sistema é aplicada para a obtenção de uma receita que fosse em função do custo-causalidade. Esse tipo de abordagem permite direcionar os custos da rede de acordo com a utilização de cada agente do sistema [1].

A referência [17], destaca que as ferramentas utilizadas para o método do custo a longo prazo, por favorecer a remuneração das geradoras distribuídas, permite a identificação dos reforços no sistema elétrico. As referências [37], [40] e [41], também adotaram metodologias de preços locais em sistemas de distribuição, utilizando o conceito de custos incrementais de longo prazo. Em [42], o autor indicou os custos marginais no sistema de distribuição como uma ferramenta de mercado e que é suficientemente boa para modelar o impacto no sinal econômico locacional que os recursos energéticos de origem renovável podem representar. A referência [43], buscou utilizar a abordagem para criar uma atmosfera justa entre todos os agentes da rede, e que refletisse o uso que cada um faz do sistema.

Na referência [44], é possível observar o aperfeiçoamento do método de preços nodais dado pelo sinal locacional e pelo planejamento do sistema em longo prazo. Além disso, outros estudos utilizando modelos que buscam a sinalização econômica na rede de distribuição já foram realizados, como nas referências [45] e [46], que utilizaram os preços nodais dos despachos econômicos para a modelagem locacional e análise de mercado com geração renovável extra das GD's. Em [47], o autor utilizou os preços nodais considerando a inserção de geração distribuída e a redução das perdas para quantificar monetariamente o impacto da variação da frequência em cada nó do sistema.

De acordo com a referência [17], a aplicação de custos marginais a longo e médio prazo, contribuem para os estudos de redução de perdas para a geração distribuída. A referência [48] sinaliza que esse tipo de abordagem pode ser bem aplicada para a gestão de cargas de um veículo elétrico. No caso da precificação nodal, um consumidor paga marginalmente o preço pelo custo efetivo do sistema, o que indiretamente impulsiona em decisões individuais que podem garantir a minimização ou maximização dos custos do sistema como um todo.

2.8 Método de preços zonais

A utilização de zonas de preços no mercado de energia elétrica é baseada na configuração geográfica do sistema em questão, e ela busca de certa forma, minimizar a diferença entre os valores

nodais obtidos por um modelo de alocação de preços nodais, para que uma região seja a mais homogênea possível [49]. A finalidade do agrupamento dos nós da rede é a obtenção de uma sinalização econômica que seja equivalente à nodal, e que de alguma forma, forneça um resultado menos complexo que os calculados individualmente [17].

A referência [50] investigou a delimitação de zonas na Europa utilizando algoritmo baseado em custo de mercado de eletricidade e um fluxo de potência ótimo. Em [49], o autor utilizou o agrupamento *k-means* para a delimitação de zonas formadas por nós de custos marginais semelhantes. A referência [51], utilizou a análise nodal para agrupar usuários que possuíam dados de consumo de eletricidade semelhantes, utilizando agrupamento *k-means* para regiões na Finlândia.

Em [52] e [53], os autores apresentaram um novo contexto utilizando a análise zonal para as redes elétricas, onde a gestão dos congestionamentos é baseada em métodos de *cluster*. A referência [54] propôs uma forma de agrupamento de usuários do sistema de transmissão de acordo com os interesses específicos. Em [55], o método proposto pelo autor para a determinação de zonas é baseado no agrupamento dos nós de custo marginal a longo prazo semelhantes, e além disso, considera os componentes de contribuição de cada agente do sistema em nível de transmissão, de acordo com as restrições impostas pela rede.

Na referência [17], os modelos zonais são projetados através de uma precificação por zona na rede de distribuição e considera o princípio de semelhança de preços entre os nós. Em [56], o autor utilizou a abordagem do algoritmo *k-means* no contexto de distribuição e aplicou o estudo para zonas já pré-determinadas na Índia para a identificação dos preços sobre o fluxo energético que acontece entre elas, ou seja, para verificar as variações de preços entre as zonas nas regiões já existentes.

A referência [57], apresentou o algoritmo de *cluster* hierárquico que é formulado como uma solução para a determinação das configurações de zonas de preços que podem minimizar os congestionamentos interzonais e identificar soluções de mínimos quadrados para os desvios desses valores. Essa abordagem aplica o agrupamento de zonas no contexto de transmissão, porém, como indicado na referência [56], mecanismos de *cluster* são bem vindos e respondem bem ao fluxo energético e de preços em sistemas de distribuição. A referência [43], sinaliza que a integração efetiva das unidades de geração distribuídas pode ser estimulada através dos sinais econômicos que os modelos adotados no setor oferecem ao gestor da rede, como a formulação de regiões de preços.

2.9 Tarifas

Desde 2004 no Brasil, o custo da energia elétrica adquirida pelas distribuidoras e que seria revendida para os consumidores passou a ser determinado pelos valores praticados nos leilões públicos. Esse novo formato do setor deu-se pela estruturação da Lei 10.848/2004. Nos anos anteriores a essa lei, as distribuidoras de energia tinham total liberdade para comercializarem a energia

disponível no mercado da forma que melhor entendessem, e a única ressalva é que a ANEEL estipulava um valor limite da tarifa final a ser aplicada.

De acordo com a referência [58], a formulação tarifária é o principal meio para alocar os custos aos clientes do sistema. Além do que, existe uma quantidade crescente de geração distribuída sendo incorporada à rede, e isso poderá resultar em aumento ou diminuição dos custos no sistema de distribuição. Na configuração atual, na maioria dos países (incluindo o Brasil), as unidades de geração distribuída estão isentas do pagamento de tarifas próprias pelo uso do sistema de distribuição. Além disso, elas não estão sujeitas a uma precificação específica.

A adoção de uma precificação própria para as GD's e os VE's atuando como V2G, pode modificar os padrões de consumo da sociedade somente se for baseada em um projeto de tarifas que considera a eficiência particular de cada um. A referência [59], apresentou uma técnica para a cobrança dos veículos elétricos para a região de Guayaquil e Quito, com a finalidade de permitir uma tarifação inteligente e baseada nas ações específicas que um VE executa. Em [60] e [61], os autores também discursaram sobre a problemática acerca dos veículos atuando como microgeradores e as tarifas para recarga das baterias. Em [62], o autor abordou o contexto tarifário para o carregamento dos veículos elétricos na ilha de Galápagos, e discutiu sobre a contribuição dos veículos na redução das emissões de gases do efeito estufa. A referência [63], apresentou uma forma alternativa para a determinação da receita obtida pela funcionalidade V2G.

Essas tarifas devem refletir o uso do sistema de distribuição e os custos específicos das atividades de distribuição. Segundo a referência [64], a tarifa de uso do sistema de distribuição deve ser calculada independente dos outros componentes de tarifa do sistema. A finalidade dela é de cobrir os custos em manutenção e expansão na rede. Na referência [15], alguns princípios são apontados para auxiliar na determinação de caminhos a serem seguidos para a formulação de uma regulamentação fundamentada no conceito tarifário, e para uma tarifa equilibrada. Alguns princípios são:

- **Princípio da Sustentabilidade:** determina-se que cada atividade deva ser capaz de recuperar todos os custos possíveis.
- **Princípio da Eficiência econômica:** as tarifas devem proporcionar aos clientes e as empresas de distribuição, informações econômicas com a finalidade em comum de maximizar o bem-estar social, em um curto ou longo prazo de tempo.
- **Discriminação da alocação de custos para os consumidores:** o consenso do setor é de que as tarifas sejam consideradas não discriminatórias, e dessa forma, os consumidores pagarão, independente da classe, sempre a mesma proporcionalidade pelo uso do serviço.
- **Princípio da Transparência:** baseado no interesse da sociedade em obter uma tarifa estruturada em um perfil de cobrança que seja justo para todos os agentes do setor.

- Princípio da justiça: as tarifas devem ser instrumentos de justiça social, o que implicitamente consiste na formulação de tarifas subsidiadas para consumidores de baixa renda.

2.9.1 Tarifa pelo custo marginal e análise nodal

Essa tarifa é obtida considerando a média dos custos marginais de cada fornecimento específico do sistema, e é baseada no custo marginal resultante. As tarifas baseadas em modelos de custos de longo prazo podem representar a forma ótima de tarifação do uso da rede, e conduzir a um sistema econômico equilibrado. Na Inglaterra e País de Gales, utiliza-se esse tipo de abordagem, de caráter nodal e zonal, para refletir a utilização marginal da rede, seus custos e investimentos. Elas podem ser ajustadas para valores maiores e menores, conforme o incentivo dos órgãos públicos e por determinação da agência reguladora. Além disso, ela é uma ferramenta para evitar que ocorra os subsídios cruzados. Pode-se utilizar esse tipo de sinalização para provocar uma espécie de gradualismo em reformulações tarifárias, para que sempre que possível, não ocorra “choques tarifários” aos usuários do sistema.

3. Metodologia

3.1 Modelo matemático

Os métodos de alocação de custos que utilizam os preços nodais, são uma forma menos complexa de sinalizar economicamente o sistema, e incentivar o uso racional dos recursos energéticos. Segundo a referência [43], a integração efetiva entre as redes de distribuição e as unidades de geração distribuídas, podem ser favorecidas com a indicação dos locais mais atraentes para seu posicionamento.

Diferentes autores já apresentaram métodos para a determinação dos preços nodais. Nesse trabalho utiliza-se a abordagem apresentada nas referências [1], [37], [43] e [65]. Eles avaliam, de forma generalizada, como o acréscimo de geração ou demanda pode influenciar nos indicadores econômicos da rede, mas não determinam de que maneira alguns geradores específicos, como aerogeradores e painéis fotovoltaicos, podem impactar no fluxo econômico do sistema. Além disso, cargas como as dos veículos elétricos ainda não foram inseridas nesse contexto.

O método adotado é formado por duas parcelas distintas que configuram os preços nodais dos sistemas. Elas são [43]:

- Parcela I: responsável por determinar o valor referente à capacidade utilizada de cada barra do sistema. Ela é a parcela que reflete se existe ou não encorajamento ao uso dos recursos fornecidos pela rede.
- Parcela II: ela é responsável por quantificar a capacidade não utilizada de algum ponto do sistema, e reflete o impacto desse tipo de comportamento sobre a necessidade de adiamento ou antecipação dos investimentos em novos recursos.

3.1.1 Parcela I

A fundamentação dessa etapa do método é a consideração de uma taxa de remuneração apropriada e proporcional ao nível de utilização dos ativos da rede. Ela é a parcela que dimensiona o valor devido à capacidade utilizada de um elemento ativo. Segundo a referência [43], de forma generalizada, pode-se considerar que essa parcela é o resultado da razão entre o Custo Anual Equivalente (CAE) e o nível de carregamento de cada elemento do sistema. Esse CAE, representa o custo anualizado de investimento em operação e manutenção dos agentes ativos do setor, e o fluxo de potência é o responsável por determinar a capacidade utilizada para cada um deles. Nos sistemas radiais, pode-se aproximar a capacidade utilizada de um único agente do sistema ao somatório de todas as cargas que estão a jusante desse mesmo elemento.

Etapas para o cálculo da Parcela I:

- a. 1º passo: Custos de cada ativo da rede.

Consiste na identificação dos custos do capital investido para cada ativo. Esses custos são referentes à operação e manutenção do mesmo, e refletem a maior parte dos custos de fornecimento do serviço de distribuição. O Custo Total de cada ativo da rede, de forma implícita, considera a depreciação dos ativos físicos, os encargos financeiros e o retorno do capital. Além disso, ele se refere a qualquer tipo de investimento, seja em equipamentos ou manutenção realizado em nível de distribuição [43].

b. 2º Passo: Anualização dos custos totais dos ativos da rede

Como as tarifas de energia em nível de distribuição são baseadas em pagamentos regulados, onde os investimentos são recuperados durante a vida útil de um componente do sistema, é necessário que o custo total seja expresso em parcelas anuais. Esses valores serão aplicados para a determinação do custo total de cada elemento do sistema (barra ou nó), conforme apresentado na Equação 1.

$$CAE_j = \frac{(1 + d)^m \cdot d}{(1 + d)^m - 1} \cdot CT_j \quad (1)$$

onde: CAE é o Custo Anual Equivalente; d é a taxa de remuneração considerada para os sistemas de distribuição; m é o tempo de vida útil do ativo; CT é o custo total, j é o elemento do sistema.

c. 3º Passo: Capacidade Utilizada de cada ativo da rede

Para exemplificar como é determinada a capacidade utilizada dos elementos ativos do sistema, têm-se na Figura 5 um sistema radial simplificado e composto por uma subestação e um alimentador com n_i nós.

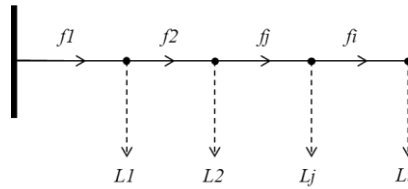


Figura 5: Representação de um sistema de distribuição radial simplificado

Se houver apenas cargas conectadas no sistema e se o fluxo de reativos for desprezado, a capacidade utilizada de cada um dos elementos será dada pela soma de todas as cargas que estão nos nós à jusante, Equação 2.

$$f_j = \sum_{k=j}^i L_k \quad (2)$$

onde: f_j é a capacidade utilizada do elemento j ; L_k é a carga presente nos nós.

d. 4º Passo: Cálculo do Encargo

Esse passo corresponde ao valor devido à taxa de utilização de um elemento ativo, e é dada pela razão entre o CAE (R\$) e o fj (kW). Se a capacidade utilizada for constante ao longo de toda vida útil do elemento, a Parcela I indicará o grau de utilização dessa parte do sistema, e sinalizará a necessidade de um incentivo para sua utilização. Segundo a referência [37], o custo do investimento a ser recuperado é fixo, e por isso, quanto maior for a utilização (kW) do elemento, menor é a parcela de encargo a ser paga pelo usuário, indicando o bom aproveitamento da rede em questão. Dessa forma, a parcela I é obtida conforme a Equação 3.

$$U_j = \frac{CAE_j}{fj} = \frac{(1+d)^m \cdot d}{(1+d)^m - 1} \cdot CT_j \left[\frac{R\$}{kW} \right] \quad (3)$$

3.1.2 Parcela II

A referência [33], considera que o cenário ideal seria aquele onde a capacidade do sistema é expandida conforme a carga demandada. De acordo com a referência [1], não é possível que isso ocorra, gerando uma folga no sistema. Esse *gap* caracteriza a capacidade não utilizada da rede. A parcela II do modelo representa exatamente o custo disso ao sistema.

Essa parcela pode ser obtida através do Custo Incremental de Longo Prazo, denominado como CILP. Através dela é possível determinar quanto tempo o sistema levará para operar no limite da capacidade máxima de utilização dos elementos. Quando ocorre a conexão de geradores, o sistema é aliviado e os investimentos devido ao crescimento de carga, provavelmente, sofrerão um adiamento. No caso de mais cargas serem conectadas na rede, é provável que ocorra a necessidade de antecipação dos investimentos como, por exemplo, na capacidade de transporte das linhas.

- a. 1º Passo: Estimativa do tempo para o alcance da capacidade máxima do elemento

Segundo a referência [66], a parcela CILP depende do tempo estimado para que um elemento do sistema opere no limite da capacidade máxima de potência. Sendo um sistema de distribuição radial simples de dois nós, onde L é a carga conectada ao barramento e GD é um gerador distribuído no mesmo barramento, temos, conforme apresentado na Figura 6, que a capacidade utilizada de um elemento do sistema é menor que a capacidade máxima desse mesmo elemento, e é nessa condição que se caracterizará o tipo de investimento a ser feito.

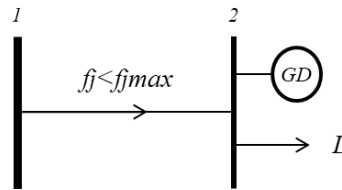


Figura 6: Sistema de distribuição simplificado

O cálculo da capacidade máxima utilizada do sistema é apresentado pela Equação 4.

$$f_j^{max} = f_j(1 + r)^{n_j} \quad (4)$$

onde: r é a taxa de crescimento da demanda do sistema; n_j é o tempo em anos que o elemento leva para atingir a capacidade máxima.

Modificando a Equação anterior para verificar em quanto tempo deverá ocorrer o reforço ou adiamento dos investimentos do elemento j na rede, tem-se a Equação 5.

$$n_j = \frac{\log(f_j^{max}) - \log(f_j)}{\log(1 + r)} \quad (5)$$

b. 2º Passo: Cálculo do Valor Presente do Investimento

Segundo a referência [43], o investimento futuro necessário para que ocorra a duplicação do ativo deverá ser descontado do valor presente do investimento. Essa análise resulta na sinalização econômica do espaço de tempo no qual será necessário um investimento considerando uma taxa de remuneração para o capital de acordo com os valores praticados no mercado [1]. O Valor Presente (VP) será obtido em função do tempo e do custo total em cada elemento ativo na rede, conforme apresentado na Equação 6.

$$VP_j = \frac{CT_j}{(1 + d)^{n_j}} \quad (6)$$

onde: CT_j é o custo total para um elemento da rede; d é a taxa de retorno do investimento.

c. 3º Passo: Avaliação do Impacto no VP em razão do incremento no sistema

Se no nó 2 da Figura 6, ocorrer um incremento de carga ou geração, resultará no aumento ou diminuição, respectivamente, do fluxo de potência no circuito. O incremento no sistema é dado por Δf_{jk} . Se ocorrer um aumento de carga, o incremento será em função de Δf_{jL} e será no sentido convencional do fluxo de potência na rede. Quando acontece um incremento na rede, o período de tempo até a realização de investimentos é alterado. Sendo assim, um novo n_j pode ser estimado em função do novo cenário, conforme a Equação 7.

$$n_{jk} = \frac{\log(f_j^{max}) - \log(f_j + \Delta f_{jk})}{\log(1 + r)} \quad (7)$$

Para o incremento de carga, onde $k=L$, VP é dado pela Equação 8:

$$VP_{jL} = \frac{CT_j}{(1 + d)^{n_{jL}}} \quad (8)$$

Para o incremento de geração, onde $k=G$, VP é dado pela Equação 9:

$$VP_{jG} = \frac{CT_j}{(1+d)^{njG}} \quad (9)$$

d. 4° Passo: Cálculo da variação do Valor Presente

Sendo o sistema considerado na Figura 6 e um cenário futuro com incremento de potência, os valores presentes serão obtidos em função da diferença do valor presente entre o primeiro caso e o segundo, conforme apresentado nas equações 10 e 11, para carga e geração respectivamente.

$$\Delta VP_{jL} = VP_{jL} - VP_j \quad (10)$$

$$\Delta VP_{jG} = VP_{jG} - VP_j \quad (11)$$

A Figura 7, representa o comportamento do Valor Presente de acordo com o incremento de carga ou geração no sistema.

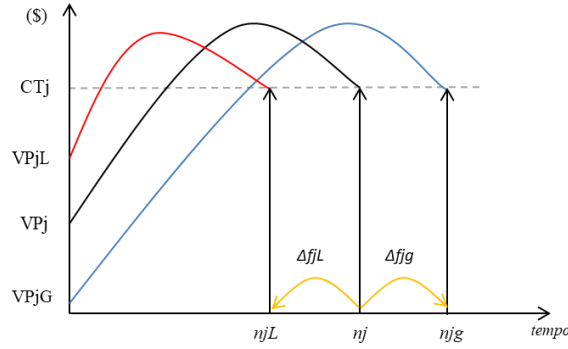


Figura 7: Exemplo do comportamento do Valor Presente quando há geração ou mais demanda

Se o fluxo fluir do nó 1 para o nó 2, ocorre um incremento de carga que será responsável pela redução do tempo necessário para o investimento em planejamento e expansão na rede. Se ocorrer um incremento de geração, o sistema sofrerá uma ajuda para o atendimento da demanda e, por essa razão, aumentará o prazo para que os investimentos sejam realizados. O sinal da variação do VP para esses cenários, é dado conforme as Equações 12 e 13.

$$\Delta VP_{jL} > 0 \quad (12)$$

$$\Delta VP_{jG} < 0 \quad (13)$$

e. 5° passo: Cálculo do custo incremental de longo prazo

A Parcela II é definida conforme a Equação 14 para o incremento de carga, e Equação 15 para o incremento de geração.

$$CILP_{jL} = \frac{\Delta VP_{jL}}{\Delta f_{jL}} * \frac{(1+d)^m \cdot d}{(1+d)^m - 1} \left[\frac{R\$}{kW} \right] \quad (14)$$

$$CILP_{jg} = \frac{\Delta VP_{jg}}{\Delta f_{jg}} * \frac{(1+d)^m \cdot d}{(1+d)^m - 1} \left[\frac{R\$}{kW} \right] \quad (15)$$

3.1.3 Preços Nodais

O preço nodal no sistema de distribuição será obtido em função da capacidade utilizada e a capacidade não utilizada por cada elemento ativo da rede. Em um sistema radial o preço nodal para cada agente conectado a um nó específico será proporcional a sua contribuição nesse mesmo ponto, o que reflete na sua principal característica de ser um método de análise locacional. Dessa forma, o valor especificado para cada agente será a soma das parcelas descritas anteriormente, conforme apresentado na Equação 16.

$$PN = U_{jh} + CILP_{jh} \left[\frac{R\$}{kW} \right] \quad (16)$$

onde: U_{jh} é a parcela 1, $CILP_{jh}$ é a parcela 2, j é a indicação do barramento e h é a indicação do período de tempo.

3.2 Capacidade máxima do sistema

A capacidade máxima utilizada para o cálculo das parcelas do preço nodal nesse estudo está relacionada à capacidade do sistema de manter níveis de tensões aceitáveis em todas as barras que o constituem. Dessa forma, utilizando os conceitos de estabilidade de tensão que buscam indicar as regiões de operação satisfatórias do sistema até que ele chegue ao seu limite operativo, ou após algum tipo de perturbação, definiu-se qual seria o carregamento máximo que o sistema teste suporta em cada uma de suas barras.

De acordo com a referência [67], a Figura 8 apresenta o comportamento das principais grandezas do sistema para um estado de operação normal, crítico e anormal, em função de um colapso de tensão. O ponto de máximo da curva acontece no instante onde existe a máxima transferência de potência do sistema [65]. É nesse ponto que acontece um aumento de carga, que segundo a referência [67], é matematicamente representado pela redução da impedância de carga. A partir desse colapso ocorre uma contínua queda de tensão, e simultaneamente, a corrente que circula no sistema aumenta (curva azul). Essa instabilidade no comportamento da tensão pode ocasionar perdas de carga em uma área do sistema, isolamento, atuação do sistema de proteção em linhas de transmissão, e conduzir o sistema a uma saída em cascata [68].

Os sistemas de distribuição geralmente estão susceptíveis às variações de carga e à conexão de novos pontos de acesso. Esse tipo de dinâmica é o fator principal dos problemas operacionais que interferem diretamente na variação dos níveis de tensão, principalmente quando se trata de redes de distribuição radiais, como as encontradas no Brasil. Essa configuração de rede é sensível a variações

de carga, e isso pode ocasionar a ocorrência de colapso de tensão e consequentemente o desligamento de parte do sistema. De acordo com a referência [69], os sistemas de distribuição podem ser mais vulneráveis a colapsos de tensão e várias instabilidades geradas pelas diferentes fontes distribuídas a ele conectadas.

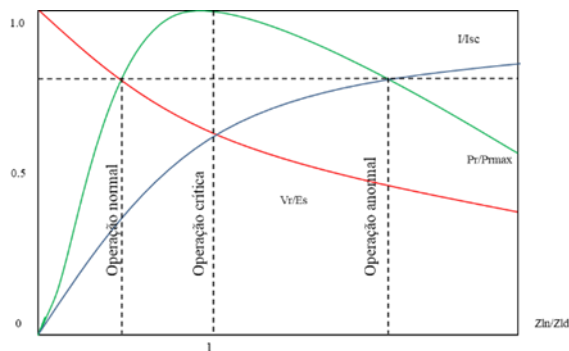


Figura 8: Comportamento da tensão, corrente e potência considerando o aumento de carga

Segundo [65], muitas vezes esse tipo de problema pode gerar atrasos no desenvolvimento do sistema, dificultam o controle do domínio de demanda de potência reativa e provoca tensões nodais fora dos limites estabelecidos para uma boa operação da rede. O autor destaca que o custo operacional ligado a esse tipo de ocorrência no sistema pode afetar todo planejamento de investimento, e refletir em perdas significativas na rede, gerando mais gastos do que o previsto. A análise aplicada em [65] é feita considerando a abordagem de contingências sobre o modelo de tarifação da rede elétrica, utilizando como metodologia o Custo Incremental apresentado por [1], [42] e [43]. Com a aplicação da análise de tensão, o princípio do custo incremental permite precificar os custos atribuídos à rede, garantindo que as tensões nodais estejam dentro dos limites estabelecidos [70].

Alguns métodos convencionais de solução de fluxo de potência podem apresentar problemas de convergência quando aplicados em sistemas de distribuição. Esses problemas podem estar relacionados, por exemplo, à frequência que não é constante em microrredes ilhadas, o que implica em matrizes de admitâncias também variáveis. Além disso, a alta relação R/X compromete a convergência desses métodos convencionais. Como o fluxo de potência em sistemas de distribuição não convergem de forma tradicional, alguns métodos para a solução desses problemas são utilizados, como o método de Rotação de eixos [69] [71] e o método Desacoplado Rápido [68] [72]. A aplicação e o detalhamento do método de Rotação de eixos é encontrada nas referências [69] e [71]. A rotação de eixos é uma ferramenta empregada para modificar a razão R/X de um sistema, fazendo com que a proporção da reatância em relação à resistência seja maior, e sem que a topologia do sistema seja modificada [69]. Para a determinação da margem de carga no sistema utilizou-se um método que usa como ponto de partida a solução do caso base do fluxo de potência, o fluxo de potência continuado [69].

3.2.1 Método da continuação

O método do fluxo de potência continuado tem como finalidade obter um conjunto de soluções de fluxo de carga a partir do caso base até um estado de limite para o carregamento do sistema. De forma sucinta, o método da continuação consiste em traçar a curva PV, módulo da tensão da barra de carga em função do carregamento das barras do sistema, e verificar o ponto máximo de operação das mesmas antes da região de instabilidade. Com essa curva é possível determinar a margem de carga e o ponto de colapso [68]. A Figura 9 apresenta a curva PV para uma barra de carga de um sistema qualquer.

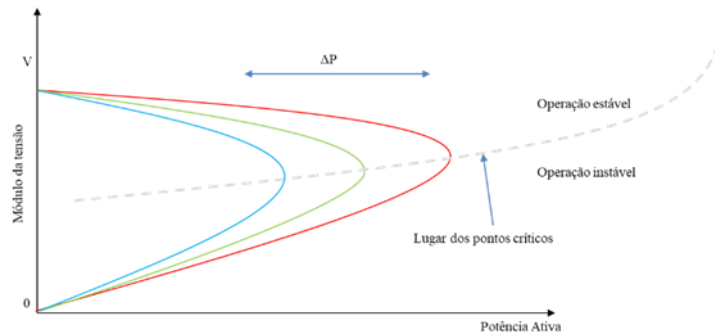


Figura 9: Curva PV

Esse método utiliza um procedimento preditor-corretor, partindo das potências ativas do caso base. Com esses passos é possível traçar o perfil de tensão completo da barra desde o estado normal até o ponto de colapso. Além disso, é possível determinar o fator que empurra o sistema para a instabilidade devido ao acréscimo de carga, sendo que o método está detalhado em [68].

Para exemplificar, a Figura 10 apresenta um fluxograma do método. De acordo com [68] o método da continuação é dividido em duas fases: passo previsor e passo corretor. À medida que as variáveis do fluxo de potência sofrem um acréscimo do parâmetro λ , incremento de carga, o sistema é levado até um ponto de equilíbrio. Para chegar até esse ponto é necessário determinar a direção de crescimento da carga, dada por $\Delta\lambda$, que permite calcular os incrementos das variáveis de estado. Posteriormente, os valores das variáveis de estado são corrigidos para garantir o novo ponto de equilíbrio, através do passo corretor.

Obtida a solução do sistema para um estado x_0 , a obtenção da próxima solução para um estado x_1 , depende do passo previsor. Essa etapa pode utilizar uma extrapolação polinomial ou o vetor tangente à curva PV no ponto x_0 . Quando o previsor é do tipo tangente, é necessária a determinação do vetor tangente através do fluxo de potência inicial. O vetor tangente pode ser obtido pelo produto da inversa da matriz Jacobiana do fluxo de carga convencional no estado inicial em cada barra de carga. O passo corretor é utilizado para estabelecer uma solução do sistema a partir do estado x_1 , obtido pelo passo previsor. A solução procurada para o fluxo de potência nesse caso é um ponto próximo a x_1 , porém, sobre a curva PV. Para o passo corretor utiliza-se o método de Newton-

Raphson, de forma que exista a garantia de que não ocorra problemas de convergência na determinação da solução no estado x1.

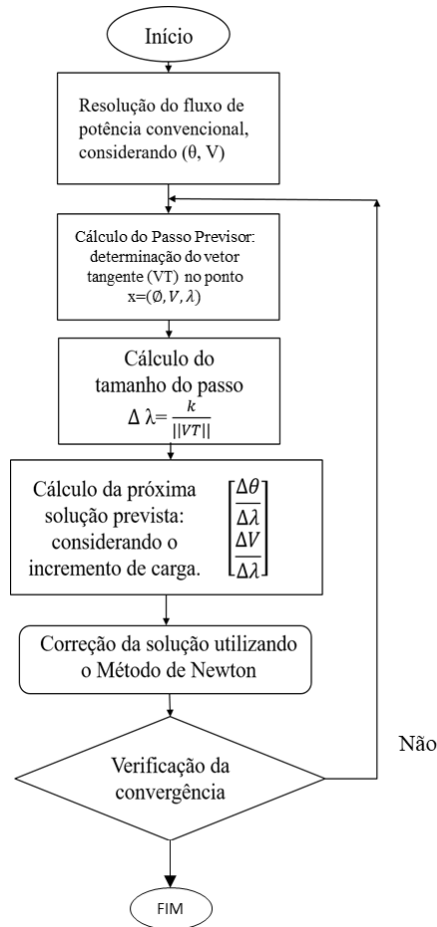


Figura 10: Fluxograma do método da continuação

Para a utilização do carregamento máximo do sistema com a aplicação do método da continuação, um algoritmo de fluxo de potência foi considerado e a margem de carga foi calculada, conforme apresentado nas referências [68] e [69]. Nesse estudo não é analisado com ênfase a estabilidade de tensão, pois o objetivo é aplicar as metodologias apresentadas nessa seção para a determinação da margem de carregamento e, conseqüentemente, a capacidade máxima das barras.

3.3 Modelo de preço zonal

O modelo utilizado para o estudo é baseado em um algoritmo de *cluster* hierárquico que utiliza uma função objetivo para determinar as zonas de melhor oferta, minimizando os preços dentro delas. Os nós são ponderados de acordo com sua relevância para o sistema e a participação dos mesmos no fluxo de potência da rede. Ou seja, utiliza-se uma matriz de pesos para quantificar a média de potência de entrada e saída de cada elemento ativo. Dessa forma, é possível dimensionar a responsabilidade e os benefícios econômicos gerados por cada ação realizada no sistema.

Esse tipo de abordagem permite a determinação de áreas que tenham preços semelhantes, e não impõe a criação de áreas grandes. Pelo contrário, permite a identificação de zonas menores e com

variação de preço mínima. Quando os nós são agrupados em uma zona com características semelhantes, a competição no mercado é estimulada e todo o processo de comercialização de eletricidade se torna mais equilibrado. O modelo para a obtenção dos preços das zonas é apresentado em duas principais etapas. Primeiramente é introduzida a formulação da função objetivo, e em um segundo momento, a função objetivo é incluída dentro do algoritmo hierárquico de *cluster* (zonas) [73].

a. Variação dos preços nodais no sistema

A formulação inicial do problema consiste no cálculo da variação total do sistema, de acordo com a Equação 17:

$$V = \sum_N \sum_H ((p_{n,h} - \bar{p}_h)^2 * w_n) \text{ [R\$]} \quad (17)$$

onde: V é a variação dos preços no sistema, n é o número de nós do sistema, h se referente ao tempo em horas, $p_{n,h}$ é o preço nodal por hora no sistema, w_n é o peso normalizado, $\bar{p}_h$ é o preço médio.

Cada peso dos nós do sistema é ponderado de acordo com a relevância que apresentam. A oferta e a demanda em cada um deles é o que indicará a representatividade que eles têm frente ao sistema como um todo. Segundo as referências [57] e [73], para facilitar a interpretação dessa etapa os pesos são normalizados, e assim, o peso médio é unitário, conforme Equações 18, 19 e 20.

$$w_n^0 = \sum_H (|q_{gen,h,n}| + |q_{dem,h,n}|) \quad (18)$$

$$\bar{w}_n^0 = \frac{\sum_n w_n^0}{\text{numero nós}} \quad (19)$$

$$w_n = \frac{w_n^0}{\bar{w}_n^0} \quad (20)$$

onde: $q_{gen,h,n}$ é a parcela referente à geração no nó n por hora, $q_{dem,h,n}$ é a parcela referente à demanda no nó n por hora, $\bar{w}_n$ é o peso atribuído a cada nó/barra do sistema.

Para evitar singularidades numéricas, o modelo indica que um peso no valor de 0.001 deve ser atribuído aos nós que não apresentam nenhum tipo de alimentação ou carga. Assim, os preços médios são obtidos conforme a Equação 21. O objetivo é obter uma zona onde os preços sejam minimizados e as variações no interior da zona sejam mínimas.

$$\bar{P}_h = \left(\sum_N [p_{n,h} * w_n] \right) * \frac{1}{\sum_N [w_n]} \text{ [R\$]} \quad (21)$$

O peso total de uma zona é igual à soma dos pesos de todos os nós dentro da zona, Equação 22. N_c é a identificação do número de zonas.

$$w_c = \sum_{n \in N_c} w_n \quad (22)$$

O preço médio de um *cluster* específico será o valor médio ponderado dos preços nodais dos nós que se encontram agrupado nesse *cluster*, conforme Equação 23.

$$\overline{p_{h,c}} = \left(\sum_{n \in C} [p_{n,h} * w_n] \right) * \frac{1}{\sum_{n \in C} [w_n]} [R\$] \quad (23)$$

A variação interna de um *cluster* é obtida considerando os pesos e preços médios dos nós dentro desse agrupamento, e ela é dada pela Equação 24.

$$V^{interna} = \sum_C \sum_{n \in N_c} \sum_H ((p_{n,h} - \overline{p_{h,c}})^2 * w_n) [R\$] \quad (24)$$

A variação entre as zonas é calculada através do desvio ponderado do quadrado dos preços zonais horários de cada zona, conforme indicado na Equação 25.

$$V^{entre} = \sum_C \sum_H (\overline{p_{h,c}} - \overline{p_h})^2 * w_c [R\$] \quad (25)$$

De acordo com [57], utilizando uma abordagem de decomposição de variância, a variação total de preço no sistema é dada pela soma da variação interna da zona e a variação do preço entre as zonas, Equação 26.

$$V^{total} = V^{interna} + V^{entre} [R\$] \quad (26)$$

Assim, a variação total é dada em função de uma variação mínima dentro da área, mas com o objetivo de se obter uma variação grande entre os agrupamentos.

b. *Clustering*

A primeira condição para a formação de uma zona é que os nós possuam conexão física direta, isso é garantido no processo iterativo através da matriz de adjacência do nó. Após essa primeira condição, aplica-se o algoritmo de *cluster* hierárquico. Esse modelo tem como fundamentação as equações apresentadas anteriormente, e realiza o agrupamento de nós de forma gradual, até que os requisitos para a delimitação de uma nova zona seja atendido. Durante o processo, o aumento da

variação interna das zonas é calculado, e inicialmente a tentativa é de agrupar no máximo duas zonas que sejam semelhantes.

Quando a zona com menor aumento da variação interna tem alguma ligação física, a formação de uma nova zona é possível, e assim, forma-se a nova região de mercado. A variação interna da nova zona será obtida em razão do cálculo das variações ponderadas considerando todos os nós que fazem parte do agrupamento. Posteriormente, calculam-se as variações ponderadas dentro das zonas que formaram a nova zona, e esse valor é deduzido da variação do conjunto para identificar o aumento do preço ponderado, Equação 27.

$$\Delta V_{Ci,j}^{interna} = \sum_{n \in Ci,j} \sum_H [(p_{n,h} - \overline{p_{C_{nova,h}}}) * w_n]^2 - V_{Ci}^{interna} - V_{Cj}^{interna} [R\$] \quad (27)$$

c. Fluxograma do algoritmo

O fluxograma, apresentado na Figura 11, é composto por duas etapas principais, descritas a seguir.

• Pré-cluster

Os preços nodais são os dados de entrada para o algoritmo e uma matriz de pesos proporcional a esses valores é aplicada a cada nó do sistema. Inicialmente um pré-agrupamento é realizado. Nesse pré-agrupamento os nós que possuem preços nodais semelhantes e atendem a restrição de conexão física entre eles são agrupados em pares. Após o primeiro agrupamento várias pequenas zonas são formadas, e a similaridade dos nós que formam essas zonas é avaliada, conforme apresentado anteriormente. Além disso, calcula-se uma medida de distância entre os nós com base nas diferenças de preços ao quadrado (distância euclidiana ao quadrado) e a matriz de índices de conexão física é atualizada.

• Composição das novas zonas e finalização do processo de *cluster*

Após a primeira etapa de *pré-clustering*, as configurações zonais são avaliadas e verificam-se as possíveis novas conexões. A cada novo nó conectado dentro de uma zona, eles formam uma zona em potencial. Quando ocorre a formação de uma nova zona, os aumentos das variações ponderadas são calculados novamente. O agrupamento das novas zonas é iterativo, e uma vez que uma nova zona é configurada, essa zona é imposta aos vizinhos das pequenas zonas que foram mescladas.

Todas as zonas que não tem nenhuma possibilidade de conexão física devem se manter independentes e a variação interna dela será a mesma. Quando não for possível aplicar o agrupamento para a formação das novas zonas ou não existir conexão física entre as zonas de variações semelhantes, o algoritmo de *cluster* está concluído. A formação de novas zonas pode ser limitada, por exemplo, se a próxima possibilidade de união das regiões indicar que existirá uma elevação na variação dos preços internos, ou não existir possibilidade de conexão física entre as regiões que se assemelham.

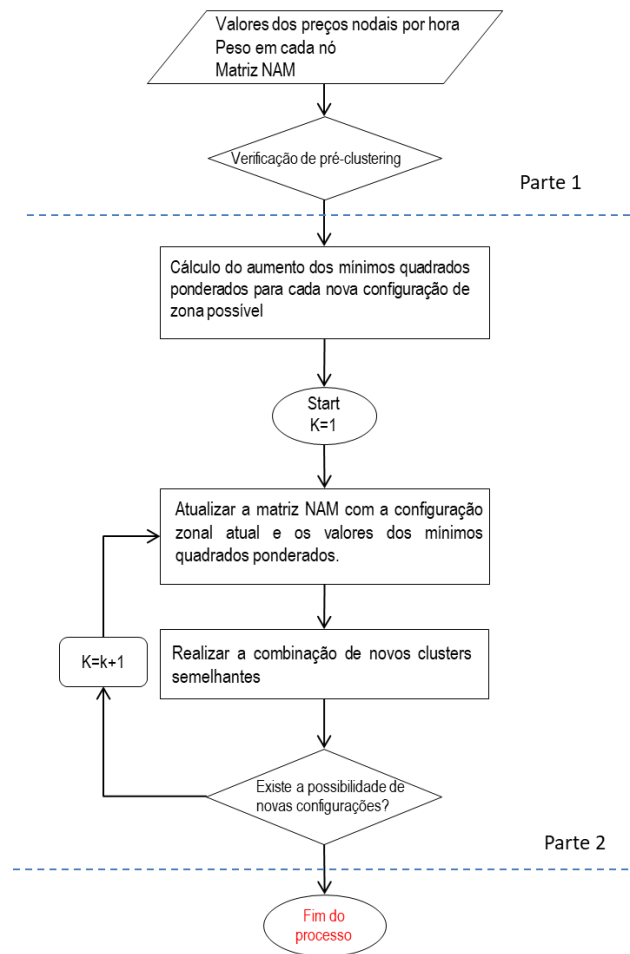


Figura 11: Fluxograma do processo de formação de zonas

3.4 Mecanismos para o cálculo da tarifa

O mecanismo de tarifação através de preços não lineares deu início ao conceito de tarifas de duas partes. Nesse tipo de abordagem, a tarifa do consumidor é proporcional a uma parte fixa, denominada tarifa de acesso, e uma parte variável onde o valor aplicado é muito próximo ao custo marginal de produção. Esse tipo de elaboração ocorre principalmente pela necessidade de quantificar os excedentes dos consumidores.

A diferenciação de preços para os consumidores ocorre através da descrição de cada agente integrado no sistema, e ela pode ser em função da classe, elasticidade, perfil de carga, localização geográfica e topológica. Em um linguajar regulatório, toma-se esse tipo de precificação regulada como a de discriminação de preços de 3º grau, onde se encontram as tarifas locacionais, ou, tarifas nodais [32]. O contexto marginalista para cálculo de tarifas dependerá, além do perfil de carga, dos custos nos diversos níveis do setor elétrico [14].

De acordo com a referência [32], as tarifas além de refletirem os custos dos clientes, devem ser capazes de estabelecer faturas que sejam uma função linear dos parâmetros de serviços. Os principais requisitos que essas tarifas devem atender são: qualificar e quantificar o tipo de geração e

carga no sistema, definir a potência requerida através das taxas de transferência do fluxo de potência, identificar a energia total consumida por cada unidade e promover a desagregação das diferentes características dos consumidores, considerando sua classe, o horário de consumo e injeção na rede, por exemplo.

Segundo a referência [14], no processo de busca por um valor de tarifa justo, as receitas incrementais obtidas por barramento do sistema devem ser capazes de cobrir os custos totais dos investimentos durante o período de análise de acordo com uma taxa de retorno especificada, e respeitando a vida útil do sistema. A estrutura tarifária no nível de distribuição é utilizada como mecanismo de diferenciação de preços que são cobrados pelo uso da rede, conforme a área de concessão desse serviço e independente da receita requerida pela empresa distribuidora [38].

Considerando a alocação dos custos dos integrantes da rede, o cálculo de uma tarifa pode ser feito, por exemplo, através do princípio volumétrico. A tarifa baseada no princípio volumétrico é obtida em razão do preço imposto por um determinado agente ao sistema em relação ao seu consumo. Entretanto, esse tipo de tarifa não é atualizada conforme o desempenho do sistema. Para resolver essa questão, o consumidor deve pagar a parcela que lhe diz respeito, conforme o sinal que ele envia à rede. Quando essa proporcionalidade é atendida, considera-se que a alocação de preços será resultado de um processo sensível às ações dos agentes que constituem a rede. Essa sensibilidade auxilia a rede a mensurar uma tarifa locacional proporcional a utilização de cada ramificação ou área.

3.4.1 Eficiência locacional: tarifas que refletem os custos – Tarifas não ajustadas

A metodologia utilizada para a identificação dos custos locacionais no sistema, descrita nas referências [43] e [66], atende aos objetivos da regulação do setor em apresentar uma sinalização econômica que seja reflexo de um modelo Nodal ajustado ao carregamento e fluxo de potência na rede. A tarifa dependerá, além do preço nodal, da matriz de sensibilidade e também do fator de ponderação do carregamento nos circuitos do sistema. Segundo o desenvolvimento proposto pela ANEEL e apresentado em [74], as tarifas não ajustadas para a geração e para as cargas do sistema são sensíveis à sinalização locacional e podem ser obtidas conforme a Equação 28.

$$\pi'_{ki} = \sum_{i=1}^n \beta \cdot c_i \cdot fp_i \left[\frac{R\$}{kW} \right] \quad (28)$$

onde: π'_i é a tarifa nodal não ajustada para a carga na barra i ; β é a matriz de sensibilidade; c_i é o custo nodal do sistema na barra i ; fp_i é o fator de ponderação do carregamento para cada nó. Este fator foi criado para auxiliar a otimização energética do sistema, de forma que não ocorra a distinção entre os usuários.

O preço nodal é dado pela metodologia de cálculo dos custos locacionais. O valor atribuído ao PN, leva em consideração os custos a serem recuperados dependendo do ponto de conexão da carga

ou gerador no sistema. O PN é um modelo de custo composto utilizado para se obter uma sinalização econômica que garanta a remuneração dos investimentos da rede. A tarifa locacional, ou tarifa nodal, é a valoração dessa precificação locacional dos custos de expansão do sistema aplicada a cada usuário. Quando a tarifa não ajustada for calculada para um gerador posicionado em um nó específico do sistema, ela será descrita como π'_{Gi} . Já a tarifa que se refere às cargas no sistema são descritas como π'_{Li} .

3.4.2 Eficiência locacional – Tarifas ajustadas

Segundo a referência [14], as tarifas não ajustadas determinam as receitas não ajustadas obtidas nos mercados. Para o cálculo da tarifa ajustada em um determinado ponto do sistema, é necessário considerar a demanda na barra, a tarifa referente aos custos marginais obtidas para o modelo não ajustado, as receitas que cabem aos consumidores, e a parcela adicional calculada, referente à carga ou geração extra, que satisfaça o requisito de receita permitido considerando o lucro da empresa.

De acordo com [74], o cálculo da alocação de custos é concebido em duas etapas: antes e depois do ajuste. Esse ajuste é referente ao fator que permite a recuperação dos custos no sistema através do método nodal. Em [75], o autor discute sobre a parcela adicional utilizada para satisfazer o requisito de receita permitido, e para refletir a tarifa a ser aplicada ao sistema como um todo.

A referência [14] indica que os custos marginais de capacidade devem ser transferidos para a tarifa de referência e aplicada pela agência reguladora sobre as empresas, nesse caso, as distribuidoras. Inicialmente, o ajuste é feito sobre a receita “marginal”, e, posteriormente, a parcela de distribuição deve ser alocada conforme os critérios de custos marginais adotados para o cálculo das tarifas nodais. Dessa forma, torna-se possível que as unidades geradoras sejam remuneradas adequadamente pela conexão ao sistema, e também, que elas sejam oneradas pelo uso das instalações públicas. Essa contabilização é feita através de tarifas de uso do sistema de distribuição da localidade de seu acesso. As tarifas acrescidas da parcela de ajuste serão as mesmas para qualquer barra de uma zona, independente da referência.

De acordo com a referência [14], o percentual de ajuste da tarifa nodal calculada é a relação entre a receita total e a receita de distribuição. Quando esse fator é aplicado ao valor resultante da análise dos custos marginais, obtêm-se as tarifas ajustadas à Receita de Distribuição.

Segundo [64], para um *design* tarifário eficiente, deve-se ponderar que as tarifas individuais podem estar em conflito com os princípios de simplicidade do setor. Por isso, é necessário a criação de *clusters*, e que podem ser obtidos em função das cargas e das unidades de GD que integram a rede. A tarifa será uma sinalização econômica dada em função de diferentes áreas geográficas homogêneas, e com custos da rede associados a cada uma delas. O modelo de cálculo aplicado à Rede Básica que considera o sinal locacional e o fator de ajuste, é dado pelas Equações 29 e 30.

$$\overline{\pi}_i^k = \overline{\pi}_{ki}' + \Delta_k [R\$/kW] \quad (29)$$

$$\Delta_k = \frac{FP \cdot CT - \sum_{i=1}^n \pi_{ki}' \cdot P_{ki}}{\sum_{i=1}^n P_{ki}} [R\$/kW] \quad (30)$$

onde: π_i^k é a tarifa ajustada para a carga ou geração na barra i ; Δ_k é a parcela de ajuste das tarifas nodais; P_i é referente a demanda ou geração (kW); CT é a parcela de investimento da empresa de distribuição (R\$) e FP é o fator de ponderação no rateio dos custos. O FP é um fator exógeno ao modelo original utilizado pela agência reguladora com a finalidade de atenuar o sinal locacional e evitar despachos desnecessários. Além disso, ele é empregado no nível de transmissão para manter a simetria das tarifas entre os geradores e as cargas.

4. Ferramentas regulatórias para tarifas de geração aplicadas a geração distribuída no sistema de distribuição

4.1 Panorama

De acordo com [64], alguns países, assim como o Brasil, isentam a GD de uma tarifa de distribuição. Em casos como na Itália e na Alemanha, a recuperação do requisito receita está apenas sobre a remuneração por encargos evitados em níveis de tensões mais altas, e sobre os fatores de perdas convencionais atribuídos à autoprodução. Em 2015, a Noruega contava com apenas 0.3% de geração distribuída, e a cobrança já era regulada para esses sistemas, que passaram a ser obrigados a cobrir os custos dos ativos da rede específicos da geração renovável na qual se encontram. Na Suíça, a cobrança acontece em unidades com geração superior a 1500kW.

4.2 Regulação

A regulação atual prevê que o sistema de remuneração das GD's seja baseado no modelo de “*net metering*”, que permite a compensação de energia para os *prosumers* através de créditos de energia. Esse conceito não pode ser considerado um modelo de tarifação. Ele permite a compensação do consumo de energia a partir da própria geração, baseados em questões temporais, como a geração na hora de ponta e fora dela.

A maioria dos consumidores está enquadrada nas condições de tarifas volumétricas, e por essa razão, os gastos com energia estão relacionados ao consumo mensal por kWh, e não existe qualquer tipo de sinalização que indique ao consumidor que as mudanças de hábitos podem flexibilizar o valor da conta de energia, esse mecanismo indica que apenas a redução do consumo seria capaz disso. Da mesma forma funciona para a geração distribuída, como o sistema é baseado em um contexto de compensação, não existe um mecanismo que consiga promover a eficiência delas no sistema elétrico.

Como as unidades de GD's estão isentas de pagamento de tarifas específicas no sistema de distribuição, a precificação adotada está tradicionalmente baseada na carga da unidade de consumo. Em situações como essa, a recuperação parcial do requisito receita da empresa de distribuição pode não ser atendida, e por isso, o *design* tarifário deve ser reformulado de maneira que a sinalização econômica na rede seja capaz de alocar os custos que esses clientes representam [58], e compensar os investimentos feitos pela distribuidora. Quando o conceito volumétrico é aplicado nesse contexto, direciona o sistema a erros comuns sobre a ótica da microeconomia, que prevê que os custos dos sistemas não são fixos, e assim, as tarifas de eletricidade não devem ser fixas.

A metodologia de compensação energética foi, e é, amplamente utilizada como incentivo à expansão da geração renovável em diversos países, assim como no Brasil. O problema está na forma com que o incentivo é feito, uma vez que, isenta as unidades de geração distribuída de suas responsabilidades pela utilização do sistema, e determina apenas o pagamento de custos fixos que

estão associados ao serviço prestado pelas empresas de distribuição. Os conceitos da microeconomia estabelecem que o preço por cada kWh deve ser capaz de refletir o custo marginal da energia, e não apenas os custos com a manutenção ou produção da eletricidade. Se o preço for igual ao custo fixo, não existe garantia para a distribuidora de que ela conseguirá recuperar todos os investimentos e custos.

As tarifas locacionais buscam corrigir essas imperfeições no mercado energético. Elas permitem que o preço marginal pago pelo consumidor, seja reflexo da intensidade pelo uso do sistema. O incentivo associado ao sistema de compensação de energia, está baseado no propósito de postergação de investimentos de infraestrutura da rede, em relação à difusão de uma geração descentralizada e locacional. O problema está no fato do sistema elétrico ser projetado para atender a sua demanda máxima, e nesse caso, a geração distribuída tem gerado ganhos locais e não globais. Além disso, a máxima geração associada a esses pequenos sistemas não ocorre no momento de necessidade da rede. Ou seja, a rede supre sua demanda e não tem auxílio significativo dos sistemas distribuídos no momento de maior “sufoco”.

A tarifa de uso do sistema de distribuição deve ser calculada independentemente da tarifa de acesso [64], e deve cobrir os custos operacionais e de capital decorrentes da expansão da rede. Esse montante é pago periodicamente pelos usuários. Os elementos estruturais de uma tarifa fixa do setor são dados pelo encargo fixo, carga volumétrica e taxa de capacidade, fornecida pela cobrança de demanda e baseada no valor específico de potência máxima por um intervalo de tempo [64].

O pilar para o preço de venda da energia que represente um mercado equilibrado está fundamentado no objetivo de promover o uso ótimo, além de favorecer o desenvolvimento da rede a longo prazo. Se esses objetivos não forem atendidos, dois problemas principais poderão acontecer [58]:

- As empresas de serviços públicos deverão absorver os custos da rede que não foram cobertos pelo requisito receita.
- As empresas de distribuição necessitarão aumentar as tarifas para atender as necessidades e cobrir seus custos. Se isso continuar acontecendo, teoricamente, os usuários sem autogeração estarão mais sensíveis aos aumentos. Assim, é perceptível um tipo de subsídio aos usuários que são autoprodutores.

Para suprir essas duas questões, pode-se propor três mudanças imediatas ao setor:

- Os investimentos iniciais na rede podem acomodar a energia injetada pela geração distribuída. Elas estarão agrupadas à energia de base, e serão uma parcela representativa do custo de capital dos circuitos e das subestações. Dessa forma, o impacto econômico sobre a empresa de distribuição será reflexo de um sistema global, e não de parte da geração inserida nele.

- Algumas mudanças específicas devem ser realizadas na operação e manutenção da rede. Controles de tensão mais sofisticados e dispositivos para proteção devem ser aplicados para monitoramento de perdas e qualidade de tensão.

- Mudanças na estratégia de planejamento da rede a longo prazo. A característica dinâmica da rede não poderá ser desprezada, e o tipo de gestão da energia deve ser estruturado para as novas tecnologias e o perfil de consumo.

O que se deve evitar é uma definição de tarifa que prejudique a geração renovável em pequena escala. É possível que uma precificação errônea desses sistemas cause aumento dos gastos com energia para os clientes sem GD. Além disso, quando a GD passa a ser valorada conforme seu uso na rede, em alguns momentos ela pode perder a atratividade que o mercado espera. O ajuste pode estar em identificar o impacto das GD's, e promover uma política onde a isenção da GD seja aplicada de acordo com o nível de geração da autoprodução.

4.3 Abordagem tarifa locais – Contexto Nacional

A estrutura de um modelo de cobrança de tarifas de distribuição para microgeradores, pode ser baseada em três etapas:

- Cálculos dos preços locais na rede e verificação dos custos orientados por carga e por GD, para a recuperação do requisito receita do sistema.
- Cálculo de tarifas locais em cada barra ou zona do sistema.
- Verificação da possibilidade de subsídios cruzados e estabelecimento de novas formas de incentivos aos autoprodutores.

Considerando os padrões nacionais do setor elétrico, pode-se aplicar as resoluções apresentadas no PRODIST - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional, para auxílio em cálculos de parâmetros locais acerca do acesso à rede de distribuição e de parâmetros e indicadores de qualidade da energia elétrica. O Módulo 2 de Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição, indica que a distribuidora deve manter informações dos acessantes em sistemas de informação geoprocessada, e o Módulo 10 descreve como os sistemas de informações geográficas podem ser utilizados para fins regulatórios.

O objetivo desse procedimento é tratar os dados dos sistemas de informação geográfica – SIG das distribuidoras, além de identificar os procedimentos relativos à estruturação do setor, de forma que o órgão regulador tenha controle e seja notificado de todas as operações que acontecem. Essas informações já são utilizadas pela Agência para suporte e regulamentação do mercado de distribuição, e a partir dos dados coletados, a fiscalização se torna mais transparente e justa.

Além disso, a agência pode utilizar as informações para fins de rearranjos tarifários e de fiscalização técnica e econômica. Essas informações são definidas através de uma base de dados que permite a análise de armazenamento, extrapolação de informações técnicas, análise da situação de

equipamentos e estruturas, e dos acessantes do sistema de distribuição. Todas essas informações já são coletadas pela empresa de distribuição, e as unidades geradoras e consumidoras de baixa tensão são classificadas como entidades geográficas e, conseqüentemente, são monitoradas pelo sistema.

As principais informações coletadas pelo SIG estão relacionadas ao traçado geométrico de todos os circuitos da rede, além disso, contempla os acessantes da rede em todos os níveis, de alta, média e baixa tensão. A localização geográfica dos acessantes são pontuadas em coordenadas geográficas, com informações de latitude e longitude.

A ampliação da análise nodal para uma contextualização zonal é possível, conforme indicado pelo PRODIST. Caso não seja possível a localização pontual das unidades consumidoras e geradoras em relação aos demais equipamentos do sistema de distribuição, elas serão representadas por pontos notáveis da rede. Assim, uma zona dentro de uma área de concessão de uma empresa, sempre será notada e contabilizada no sistema de forma mais simplificada.

As informações geográficas são fornecidas na forma de mapas, com dados obtidos pelas técnicas de georreferenciamento. Todos os segmentos do setor são mapeados, e seus dados estão disponíveis para todo público da comunidade acadêmica e do setor empresarial. Algumas mudanças se fazem necessárias para que a adoção e ampliação de um programa de registro das informações em tempo real da geração distribuída e dos veículos elétricos, seja implementado. Pode-se citar algumas, como:

- Revisão do sistema de georreferenciamento para a incorporação de ajustes de períodos e instrumentos de análise.
- Inserção de novas tecnologias que permitem a integração dos sistemas de georreferenciamento e o gerenciamento dessas informações.
- Criação de um mecanismo de contato e informações entre a agência, a distribuidora e os autoprodutores.
- Especialização do setor com profissionais capacitados para a reparametrização dos sistemas.

4.4 Utilização de Medidores inteligentes

No caso da aplicação de tarifas locacionais e a adoção de um sistema de cobrança próprio para a geração distribuída e veículos elétricos utilizando-se medidores inteligentes mais complexos, será possível a contabilização real dos bônus e ônus à rede, além disso, facilitará a aplicação dos sistemas de SIG e a coleta de informações para qualquer unidade inserida nesse contexto.

A implementação de medidores inteligentes pelas concessionárias deve estar de acordo com algumas orientações para facilitar a padronização dos dados e o gerenciamento das informações, e algumas delas são:

- Deve existir no mínimo um meio de comunicação para tráfego de dados entre o sistema central de gerenciamento de dados e o sistema de medição.

- O sistema deve ser capaz de fornecer a opção de monitoramento e controle remoto dos parâmetros associados às grandezas medidas e funcionalidades complementares do sistema de medição.

- Esses equipamentos devem permitir a suspensão e o reestabelecimento do fornecimento de energia elétrica de forma remota.

- O fluxo de informações deve ser bidirecional.

Na figura de uma Resolução Normativa, a Agência Brasileira indicou quais os parâmetros mínimos que os medidores inteligentes devem respeitar em nível de baixa tensão. Alguns pontos podem ser destacados, como:

- As empresas de distribuição estão liberadas de implementar os medidores inteligentes nas unidades consumidoras classificadas em qualquer subclasse de baixa renda do subgrupo B1 e do subgrupo B4. Essa alternativa não interfere diretamente no emprego de uma tarifa locacional, uma vez que essas unidades estão contextualizadas em um nível tarifário subsidiado pelo sistema, por essa razão, são precificadas de forma diferenciada.

- As informações sobre a energia elétrica devem estar disponíveis aos consumidores através dos mostradores existentes no próprio equipamento de medição, e que deve ser posicionado no interior da unidade de consumo.

- O valor referente à energia elétrica ativa consumida pela unidade e por posto tarifário deve ser registrado, assim como a variação de posto tarifário corrente ao longo do dia, que deve ser identificada pelo equipamento.

A adoção de mecanismos para registros de informações abre caminho para uma gama de novas reformulações no setor como a REN nº 375/2009, que apresenta algumas ferramentas que podem ser utilizadas para um novo *design* do segmento de distribuição. Essa Resolução disserta sobre o “*Power Line Communication*”, que regulamenta o uso das instalações das distribuidoras para os fluxos de informações da unidade de geração ou carga, até as centrais de gerenciamento de dados. As informações são obtidas através de um modelo de comunicação digital ou analógica. Essa norma regulamenta o uso de um provedor de comunicação via PLC pelas distribuidoras sem comprometer a qualidade e segurança do suprimento de energia.

Alguns novos canais de registro devem ser criados, baseados, por exemplo, no conceito de “Internet das coisas”. Esse conceito tem o objetivo de conectar aparelhos, dispositivos eletrônicos em geral, à rede mundial de computadores. Um dos princípios das redes inteligentes é informar ao público como os serviços públicos estão operando, e como os recursos estão sendo equacionados.

4.5 Aproveitamento da Resolução nº 687/2015

As Resoluções Normativas 482/2012 e 687/2015, já indicam a direção para o uso compartilhado de um ponto de acesso à rede para a geração de eletricidade através de sistemas

distribuídos, e o objetivo é flexibilizar o emprego da geração distribuída e reduzir a burocracia envolvida na sua implementação. Os Empreendimentos com Múltiplas unidades consumidoras são caracterizados pelo uso de energia elétrica individual por unidades independentes, mas que formam uma unidade consumidora única e que apresentam uma única administração ou proprietário. A agência, através da audiência pública 029/2017, discursa sobre o compartilhamento de infraestruturas para recarga de veículos por partes distintas, e assinala que esse modelo de utilização será possível sem que se caracterize por comercialização de energia.

Um conjunto de unidades de consumo similares, contextualizadas em uma metodologia locacional e baseada nos hábitos de consumo comuns, pode ser a motivação para uma reformulação tarifária para a geração distribuída, e é capaz de promover a melhoria da racionalidade do uso dos recursos renováveis disponíveis em uma região [76]. O agrupamento dos veículos elétricos para formação de geração compartilhada, dentro da REN 687/2015, pode ser caracterizado como consórcio, que é composto por pessoas jurídicas de acordo com a Instrução Normativa da Receita Federal do Brasil de nº 1.634/2016, para fins de inscrição de um único CNPJ perante a distribuidora e a Agência Reguladora.

Outra maneira de geração compartilhada para esses sistemas é através na figura de cooperativa, composta por pessoas físicas, conforme as regras gerais previstas no Código Civil e disposto na Lei nº5.764/71, que é denominada lei de cooperativas no Brasil. Esse sistema é regido por um estatuto social e um contrato de compromisso de solidariedade. Segundo a agência, não existe impedimento legal para a instalação de estações de recarga de veículos elétricos próprios que tenham a finalidade de suporte operacional ao serviço de compartilhamento de carga, visto que as disposições gerais sobre o fornecimento de energia elétrica, descritas na REN 414/2010, sejam atendidas.

Para a utilização da figura de um agregador, deve-se especificar quais empresas teriam competência para controlar os veículos de forma que sejam capazes de ofertar uma maior capacidade de potência à rede. Isso caberia às empresas que já prestam serviço de energia elétrica ou controladores dos locais onde os veículos estão estacionados como, por exemplo, um condomínio, que representaria um varejista no mercado, e seria visto pela rede como um único ponto de conexão.

4.6 Serviços Ancilares

Os serviços ancilares são as atividades que complementam os serviços principais, e são divididos em função da necessidade do segmento de geração, transmissão, distribuição e comercialização. As atividades consideradas ancilares podem ser remuneradas com a finalidade de cobertura dos custos incorridos para a prestação de serviços.

Visto os critérios básicos para o emprego dos veículos elétricos e de GD's como suporte à rede, algumas políticas públicas e decisões de regulação do setor brasileiro devem ser adaptadas para essa finalidade, e entre elas podem-se destacar as seguintes:

- Permissão de remuneração para cobrir os custos incorridos;
- Pagamento pela intensidade de uso;
- Estabelecimento de novos arranjos comerciais;
- Provimento obrigatório (baseado em custos);
- Provimento através de mercado (baseado em preços).
- Estabelecimento de mercados específicos para serviços ancilares para geração distribuída: mercados de curto prazo.

As unidades que fornecem regulação são operadas de forma diferente das grandes centrais que fornecem energia de base. O serviço de suporte de potência ativa pela GD, implica em variações dos níveis de carga de acordo com as flutuações da rede e sua necessidade. Durante o período que os veículos estiverem disponíveis para o suporte à rede elétrica, eles podem ser gerenciados por uma central de controle, e serão administrados de forma individual ou por agregadores, para fornecer uma quantidade proporcional de carga requisitada pelo operador [26]. O preço do serviço será o equilíbrio entre a disponibilidade de oferta do serviço para a operação do fornecimento de energia, o valor da energia por kWh utilizado pela rede e o modelo tarifário no qual ele se enquadra. O operador da rede deverá receber a previsão da potencialidade dos veículos e da geração distribuída através de um comercializador que fará intermediação do serviço.

4.7 Operação dos Veículos Elétricos

No Brasil já existe uma regulação própria para a utilização de veículos elétricos na condição de cargas. São procedimentos que regulam a recarga das baterias. De acordo com a ANEEL, a atividade de recarga desses veículos pode acontecer através de serviços públicos ofertados pelas concessionárias e permissionárias, e além disso, é autorizada a recarga de baterias em ambiente particular através de um ponto de acesso à rede, e que respeite os padrões pré-estabelecidos pela agência. A estação de carga, que já é padronizada pelo sistema, é formada por um conjunto de *softwares* e equipamentos que permitem o fornecimento de corrente alternada ou contínua ao veículo, com funções de controle e gerenciamento de informações, além de comunicação entre a rede e o automóvel através de controle remoto.

Os custos referentes à adequação da rede de distribuição e de medição será de responsabilidade da empresa, ou pessoa física que fizer a instalação. A diferença entre a divisão dessas responsabilidades está no fato da distribuidora escalonar o tipo de estação de recarga conforme a sua subclasse, com a determinação de classe de consumo próprio. Não há um limite para o número de pontos de acesso em uma mesma base, ou posto, de carga. Fica a critério do proprietário a determinação do número de veículos que serão conectados simultaneamente em uma estação, a condição é de que ele respeite os limites operacionais da rede, e que forneça prévio aviso a distribuidora. A Resolução que descreve a normativa para a utilização dos veículos em pontos de

recarga é a REN nº 819/2018. Os veículos podem ser de propriedade distinta do titular da unidade consumidora, e de acordo com a Seção 3, Art. 9º, é autorizada a exploração comercial a preços livremente negociados.

As unidades de consumo enquadradas no nível de baixa tensão serão responsabilizadas através das tarifas homologadas pela ANEEL, de acordo com a sua subclasse. A Resolução aponta que os Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, serão modificados e a formulação de recarga de veículos será incluída para a prestação de serviços aos usuários. O emprego dos veículos como geradores e fornecedores de serviços de reserva de potência para a rede, depende do estabelecimento de alguns critérios e adaptação das centrais de recarga, como, por exemplo:

- Adaptação da infraestrutura de recarga para a execução da operação inversa.
- Detalhamento de O&M do novo segmento.
- Estudos e análises do estágio da mobilidade elétrica no Brasil, e os ganhos referente ao seu crescimento ao longo dos anos.
- Adaptação de um novo modelo de compensação que contemple os armazenadores de energia elétrica.
- Modificação das especificações regulatórias para os procedimentos e condições de prestação de serviços auxiliares às permissionárias. A exemplo, pode-se citar a necessidade de reformulação da REN nº581/2013.
- Descrição de um modelo de planejamento da distribuição em larga escala.
- Critérios de padronização de operação no setor e identificação de ações de controle sobre essas cargas.
- Indicar uma tarifa de cobrança dos proprietários dos veículos e das GD's pelo uso da rede. A tarifa pode ser baseada no varejo e no mercado de livre comércio.
- Aprovar a funcionalidade V2G nos postos de recarga, mediante regulamentação específica.
- Determinar benefícios “verdes” para essa operação: estacionamento grátis, deslocamento em faixa exclusiva ou isenção de rodízio.

5. Método de Monte Carlo

O método de Monte Carlo é usado em um dos cenários do estudo. Segundo [77], a Simulação Monte Carlo (SMC) é uma ferramenta importante para as microrredes, principalmente, para seu planejamento. O autor destaca que é possível analisar os indicadores operativos dos sistemas através de uma metodologia fundamentada em cenários diferenciados, e que sejam baseados no comportamento de carga, geração e clima em uma dada região. Quando isso acontece, significa dizer que o resultado obtido pela simulação é dado conforme uma estimativa de ocorrência de um determinado evento, seja ele um pico de carregamento ou de geração fotovoltaica. Essa estimativa pode ser dada conforme a aplicação de uma distribuição de probabilidade em um determinado comportamento característico na rede, e analisada em períodos de tempo distintos, como dias ou meses.

A SMC é um processo estocástico com geração de números aleatórios conforme uma distribuição de probabilidade qualquer, e busca avaliar de forma numérica um evento matemático determinado por um modelo. Quando o método é empregado, torna-se possível estimar o comportamento de um sistema ou de processos. De acordo com [78], os números aleatórios empregados nesse tipo de análise são números referentes a uma distribuição de probabilidade, e são gerados de forma que cumpram as propriedades de uniformidade e independência entre eles.

Inicialmente considera-se um grande número de amostras temporais de um determinado evento, seja ele o estado do sistema elétrico, ou, o processo produtivo de uma peça mecânica. Posteriormente, sucessivos sorteios das variáveis que descrevem o comportamento desse evento são realizados com o objetivo de estimar índices probabilísticos da ocorrência de possíveis cenários de operação da rede ou de produção das peças.

De acordo com [77], os resultados da SMC podem ser expressos através de histogramas. Esses histogramas podem descrever a probabilidade de ocorrer um determinado cenário no sistema, e conforme descrito por [77], eles podem, por exemplo, avaliar o dimensionamento de compensação reativa para evitar o corte por subtensão, uma vez que eles podem representar a distribuição dos valores de tensão nas barras de um sistema elétrico.

5.1 Algoritmo de fluxo de potência determinístico

Segundo [78], o algoritmo determinístico do fluxo de potência *backward/forward sweep*, ou método da varredura, é amplamente utilizado na literatura. O processo iterativo é realizado seguidamente às etapas de determinação de correntes e tensões. Cada iteração é dada em função da determinação das potências para o sistema considerando que novos cenários são analisados a cada instante. O que determina se a simulação determinística continuará ou será finalizada, é a aplicação de uma condição de parada, determinada pelo critério de convergência.

O critério de parada determinado pela convergência na SMC é obtido através de coeficientes estatísticos de uma dada variável do problema. Segundo [78], quando o coeficiente de variação estatística atinge um valor menor que o pré-estabelecido para a simulação, o processo iterativo é interrompido e consequentemente a SMC é finalizada. Conforme apresentado em [78], o critério de parada baseando-se no coeficiente e variação de demanda de potência em cada fase do sistema, pode ser apresentado como na Equação 31.

$$cv_d = \max(cv_a, cv_b, cv_c) \quad (31)$$

Os coeficientes cva , cvb e cvc , são os coeficientes estatísticos para cada fase. Segundo [79], esses coeficientes podem ser determinado pela Equação 32.

$$cv_n = \frac{\sigma}{\mu\sqrt{k}} \quad (32)$$

onde: σ é o desvio padrão da demanda por fase, μ é valor médio da demanda por fase e k é o número da iteração da SMC.

Quando a SMC ocorre, aplica-se um modelo de distribuição que gera números aleatórios entre 0 e 1. O valor de demanda sorteado é obtido através da parametrização do número aleatório gerado, conforme a Equação 33.

$$Índice_{dem} = round(\mu + (num_{alea} * \sigma)) \quad (33)$$

Nesse trabalho adota-se distribuição normal para a SMC, considerando que probabilidades de ocorrência são maiores para os valores próximos ao valor médio de demanda, e são menores nos valores mais distantes [77]. O diagrama do processo de aplicação da SMC é dado de acordo com a Figura 12.

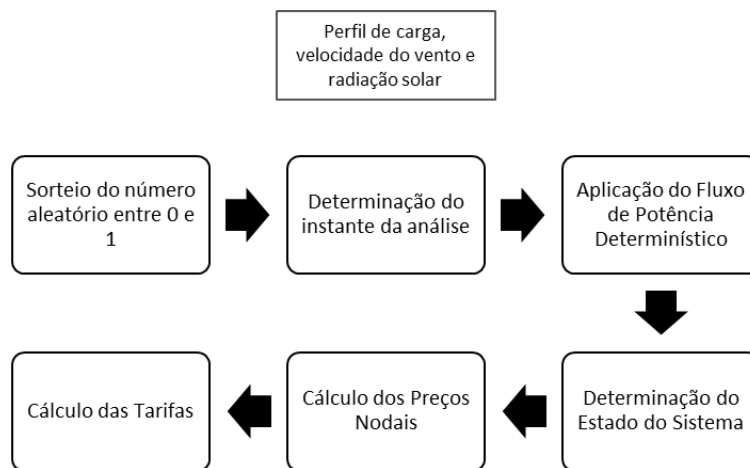


Figura 12: Processo iterativo aplicando a SMC

6. Estudo de caso

No capítulo de estudo de caso, alguns cenários foram analisados considerando algumas variações no sistema teste como, por exemplo, a utilização de veículos elétricos atuando como geradores. A geração distribuída renovável inserida é de caráter eólico e solar. Considerando os critérios regulatórios propostos, determina-se que a rede seja formada por um sistema inteligente, com dispositivos de gerenciamento e gestão de informações das unidades que a integram. Esse sistema foi incluído na área de uma permissionária que atende a legislação brasileira, e que apresenta a flexibilidade regulatória necessária para que a reformulação tarifária da distribuição aconteça.

6.1 Sistema teste

O sistema teste utilizado no estudo é o IEEE 34 barras, conforme apresentado na Figura 13. Algumas modificações foram realizadas devido à inserção das fontes de energia renováveis em algumas barras do sistema. Esse sistema de distribuição é principalmente de média tensão, com apenas alguns nós operando em baixa tensão. Sua configuração é radial, longa e com carregamento leve. Seu carregamento é desequilibrado com cargas pontuais e distribuídas. As GD's foram posicionadas de forma aleatória.

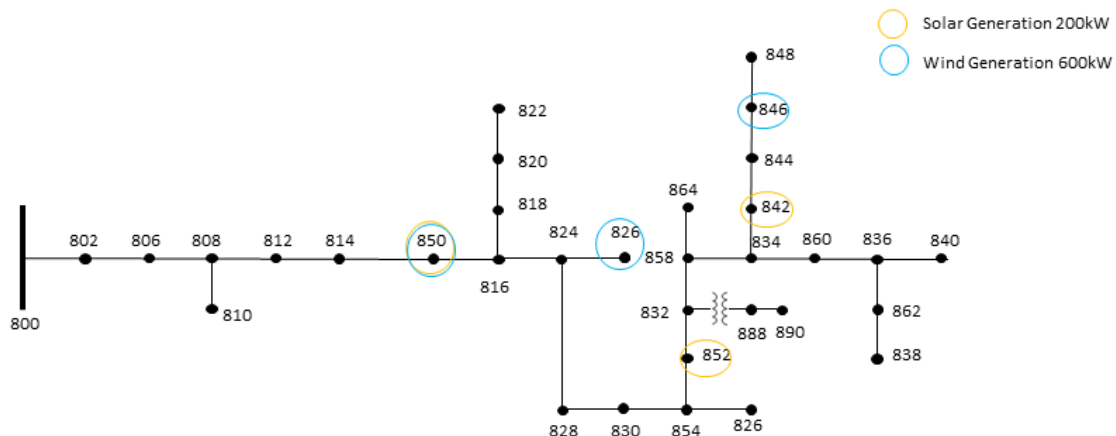


Figura 13: Sistema teste IEEE 34 barras modificado

Método da varredura

Um método de solução de fluxo de potência foi aplicado ao sistema, conforme apresentado em [80]. A literatura apresenta alternativas matemáticas para a solução de fluxos de potência desbalanceados provenientes de sistemas de distribuição, entre essas alternativas, pode-se citar, por exemplo, o método de Levenberg-Marquardt e o método da Varredura. Considerando o efeito capacitivo das linhas de distribuição, reguladores de tensão, bancos de capacitores, e como a geração distribuída necessita de controle de tensão nos nós de interconexão, foi aplicado o método da varredura como ferramenta para o cálculo do fluxo de potência nessa etapa. Além disso, esse método tem como princípio aproveitar a característica radial dos sistemas de distribuição, evitando a

construção de matrizes de rede [81] e por permitir uma análise detalhada do despacho dos veículos elétricos, sem grande complexidade.

O método da varredura foi formulado em 1967, e é utilizado para a resolução de fluxos de potência com a presença de veículos elétricos, como em [80] e [82]. Esse método apresenta um bom desempenho em sistemas que utilizam incremento de potência local. Esse tipo de algoritmo é configurado por dois passos básicos [80]:

- O primeiro denominado como varredura inversa, ou *backward*, onde o processo se inicia nas barras terminais e caminha até o nó de suprimento. Ocorre, portanto, o somatório das correntes e potências ao longo do percurso.

- O segundo passo é denominado como varredura direta, ou *forward*, que é a análise posterior ao segundo passo e promove a atualização das tensões nodais, desde as barras de suprimento até os nós terminais.

Para exemplificar o método por varredura, desenvolvido em [78], [80], [81] e [82], e utilizado nesse trabalho, a Figura 14 apresenta um fluxograma detalhado do modelo.

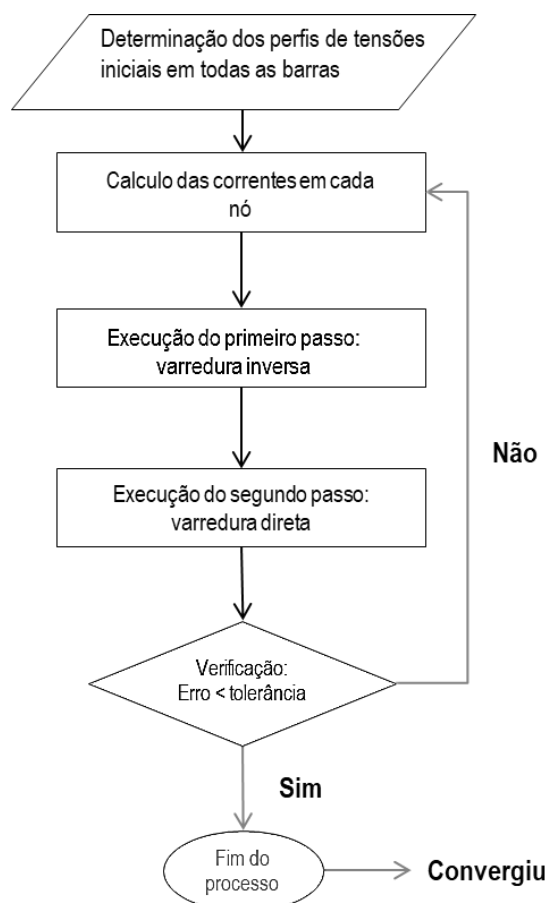


Figura 14: Fluxograma do método da varredura

6.2 Dados de demanda

O perfil das curvas de demanda de potência utilizadas para o estudo, estão apresentadas nas Figuras 15, 16 e 17. Os perfis considerados são de consumidor residencial de alta renda, residencial de média renda e comercial.

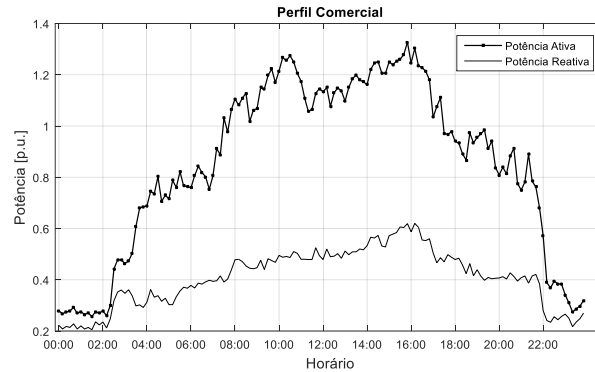


Figura 15: Perfil de demanda comercial utilizada no estudo

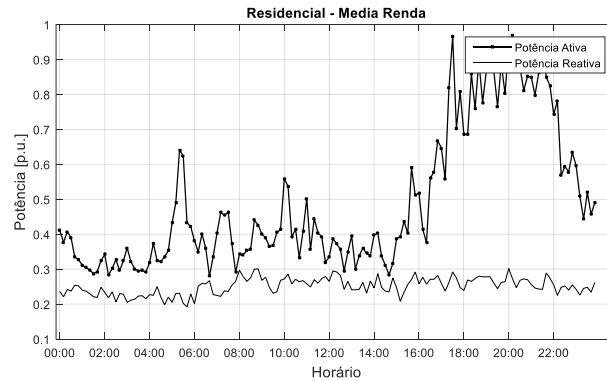


Figura 16: Perfil de demanda residencial média renda utilizada no estudo

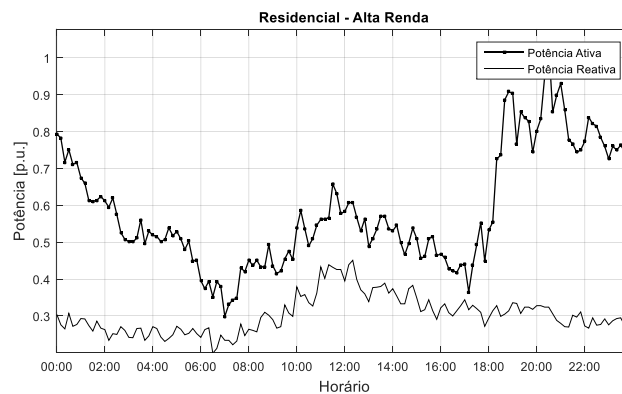


Figura 17: Perfil de demanda residencial alta renda utilizada no estudo

6.3 Fontes Renováveis

Conforme apresentado nos capítulos anteriores desse trabalho, existe o interesse de verificar como fontes renováveis aproveitadas no contexto de geração distribuída podem contribuir com uma sinalização econômica locacional no sistema. Como se trata de fontes com características intermitentes, algumas ações são tomadas para que os critérios de qualidade de energia e estabilidade

sejam garantidos, por exemplo, curvas de vento e sol que estimam uma variação climática em uma determinada região. Os cálculos para esses sistemas são encontrados em [80], e foram utilizados nesse trabalho. Algumas características das GD's são apresentadas as seguir.

- Energia Solar

As informações dos painéis fotovoltaicos estão apresentadas nas Tabela 1. A Figura 18, apresenta o perfil de geração solar.

Tabela 1: Dados do módulo fotovoltaico considerado no estudo [80].

<i>Dados</i>	
<i>Máxima Potência</i>	120W
<i>Tensão em P_{max}</i>	33,7 V
<i>Corrente em P_{max}</i>	3,56 A
<i>P_{max} mínimo garantido</i>	110 W
<i>Corrente de curto circuito I_{sc}</i>	3,87 A
<i>Tensão de curto aberto V_{oc}</i>	42,1 V
<i>Coefficiente de temperatura de I_{sc}</i>	(0,065±0,015) %/°C
<i>Coefficiente de temperatura de V_{oc}</i>	(160±10) %/°C
<i>NOCT</i>	(47±12) %/°C
<i>Tensão máxima do sistema</i>	600V

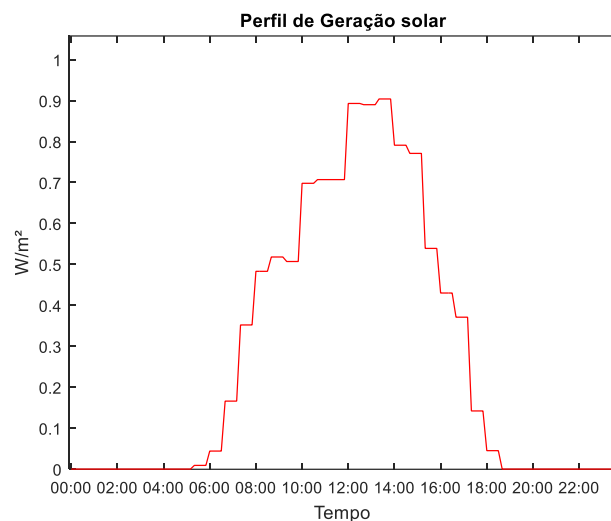


Figura 18: Geração Solar

- Energia eólica

A prospecção do potencial eólico durante o tempo de análise do sistema foi obtida conforme apresentado em [80]. A Figura 19, apresenta o perfil da geração eólica.

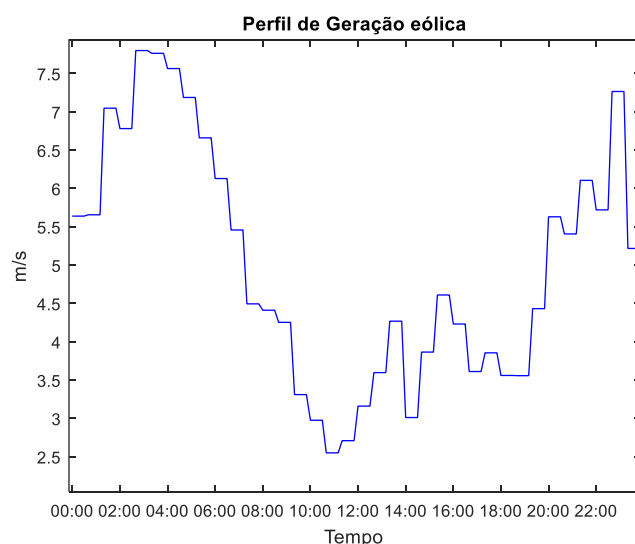


Figura 19: Perfil do vento

6.4 Operação dos veículos elétricos

Simplificadamente, os veículos elétricos são automóveis que se movem a partir de um motor elétrico e que estão associados a um banco de baterias. De acordo com o IEEE, *Institute of Electrical and Electronics Engineers*, por definição, o veículo híbrido é aquele com capacidade de percorrer cerca de 16,1 km em modo totalmente elétrico, cujo sistema de armazenamento de energia tem capacidade mínima de 4kWh, e além disso, a recarga das baterias deve ocorrer através do processo de frenagem ou por meio externo [80].

Nesse estudo, utilizou-se modelos distintos de veículos com a finalidade de verificar, de acordo com as várias ofertas de mercado, a possibilidade de algum modelo apresentar melhor desempenho. As características dos veículos utilizados estão na Tabela 2.

Tabela 2: Informações dos veículos utilizados no estudo [80].

Dados dos veículos elétricos			
VE's	Capacidade (kWh)	Ciclos	Modelo
Tipo 1	27,4	5000	Toyota RAV4
Tipo 2	16	5000	GM Volt
Tipo 3	5,32	5000	Toyota Prius
Tipo 5	24	5000	Nissan Leaf
Tipo 6	100	5000	Tesla Model S P100D

6.4.1 Descarga dos VE's

A operação de descarga dos veículos elétricos ocorre através do acionamento da função V2G. Segundo [80], para que os veículos possam oferecer suporte à rede, é necessário que as ações sejam reguladas e que eles obedeçam alguns critérios específicos como, por exemplo, as normas do IEEE.

Como exemplo de uma diretriz normativa para esse caso pode-se citar a IEEE 1547, que apresenta os requisitos necessários para a interconexão de dispositivos no sistema.

O aproveitamento da energia contida nas baterias pode ocorrer de forma individual ou coletiva, mas deve sempre ser baseada em um canal de informações, cuja empresa de distribuição tenha acesso. Sendo assim, o operador dos veículos deve permitir a coleta e envio de dados que envolvam o *status* de descarga, a potência nominal dos inversores interligados à unidade de geração distribuída e ao sistema público, número dos veículos conectados, distribuição geográfica desses veículos e os dados de energia que serão aplicados no mercado.

6.5 Descrição do estudo

O estudo inicialmente apresenta a aplicação da metodologia de custos locacionais para o sistema teste utilizando o preço nodal. Um valor marginal de custos e uma taxa de crescimento de carga são associados a cada barra. Baseado no comportamento considerado nas simulações, é possível verificar como as zonas de mercado se comportam para o sistema base, ou seja, sem a inclusão de geração ou carregamento extra. As zonas são determinadas conforme o algoritmo de *cluster* hierárquico. As demais análises realizadas já contam com a presença de geradores distribuídos posicionados em barras específicas do sistema teste, conforme apresentado no item anterior.

Em um segundo momento, considerando possíveis adequações à REN 687/2015, os veículos elétricos passam a atuar no sistema como geradores distribuídos. Outras configurações são testadas, como a possibilidade de agrupamento de um maior número de veículos em uma área comum, ou a utilização deles de forma dispersa, em nós aleatórios do sistema. Essa forma de aplicação dos veículos, está espelhada nas diretrizes para geração compartilhada e consumo remoto.

A resolução de tempo para as tarifas dinâmicas e para o gerenciamento da tarifa da geração distribuída, é no período de 10 minutos. A abordagem é feita dessa forma por permitir refletir com mais detalhes e cautela o padrão de descarregamento dos VE's. São 4 cenários propostos para a análise de custos locacionais, e um cenário considerando as análises estatísticas referentes à aplicação da Simulação de Monte Carlo. Resumidamente, os cenários são:

1. Cenário 1: sem inserção de veículos ou geração distribuída extra.
2. Cenário 2: inserção da GD.
3. Cenário 3: inserção da GD e dos VE's descarregando na rede.
4. Cenário 4: inserção da GD e dos VE's descarregando na rede – incentivos e análises.
5. Cenário 5: Resultados considerando a Simulação Monte Carlo.

6.6 Premissas utilizadas para o estudo

A base para o crescimento de carga foi utilizada considerando o crescimento de carga mais agressivo, sendo adotado o valor de 0,05. O tempo de vida, ou tempo de funcionalidade, foi adotado como sendo o mesmo para o sistema todo. Ele é baseado no tempo de vida útil de transformadores utilizados em sistemas de distribuição, que é cerca de 20 a 25 anos. Para esse estudo, utilizou-se o tempo de 30 anos, devido ao baixo carregamento da rede, ou seja, a condição de operação com subcarga desse sistema. A taxa de retorno é baseada no Risco Brasil e na taxa Selic para o primeiro semestre de 2019, e é utilizada como 6,97%, arredondada para 7%. A taxa de incremento de carga é de 1%. O custo total do sistema é atribuído como R\$1.000.000,00, e esse é um valor pressuposto.

Existe uma parcela da tarifa de distribuição que cabe às cargas e uma parcela referente aos geradores. Para uma tarifa unificada considera-se a aplicação de um fator de proporção entre a geração e a carga. A responsabilidade sobre a carga, utilizada nas primeiras simulações é de 0,7, e para as GD's é de 0,3. Esse é o primeiro incentivo considerado para a tarifa da GD no sistema de distribuição.

A Figura 20, apresenta o fluxograma da proposta de alocação de custos nodais na rede de distribuição e o cálculo de tarifas, incluindo a geração distribuída e os veículos elétricos, para exemplificar as etapas do estudo. As perdas não são consideradas para o cálculo dos preços nodais, zonais e tarifas.

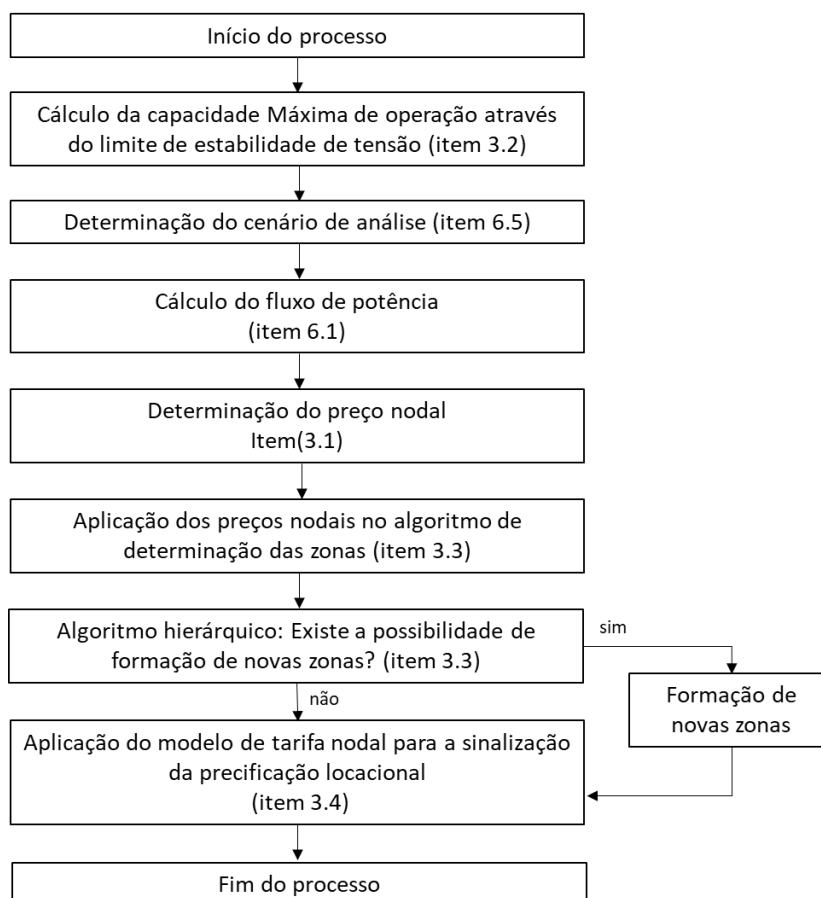


Figura 20: Fluxograma do estudo para a determinação da tarifa

7. Resultados

Inicialmente o sistema está operando sem nenhum tipo de geração distribuída e sem a inclusão dos veículos elétricos. Dessa forma, o que se obtém é o custo nodal associado apenas ao carregamento da rede, com a configuração das zonas para o comportamento que é considerado base do sistema. Todas as barras do sistema foram analisadas, porém, para simplificação e análise dos dados obtidos, os resultados de 7 barras específicas serão apresentados com mais ênfase. As barras foram escolhidas de forma aleatória e se encontram em locais distintos da rede.

7.1 Resultados: Cenário 1

Os preços nodais, em [R\$/kW], estão apresentados na Figura 21.

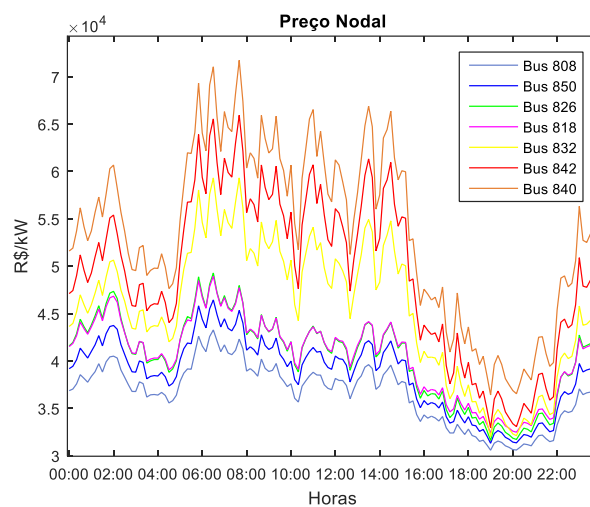


Figura 21: Preços Nodais nas barras 808, 850, 826, 818, 832, 842 e 840

O preço nodal é obtido em relação a duas parcelas, e uma delas descreve o comportamento em razão do aproveitamento do sistema, sinalizando se existe ou não um bom uso do investimento e planejamento realizado na rede. Nota-se que em alguns momentos, principalmente durante o intervalo de 6h até 16h, os valores que se refere ao PN são altos. Isso sinaliza que, o investimento realizado no sistema é alto para o uso que se faz dele nesse intervalo, ou seja, ele não é bem aproveitado. Porém, quando o horário de observação é o que engloba principalmente o horário de pico, 18h até 22h, observa-se que o sistema opera mais próximo da sua capacidade máxima, e por isso, ele está sendo bem aproveitado.

Dizer que ele está operando próximo a sua capacidade máxima, não significa que ele opera fora dos limites de segurança e qualidade que a rede espera. Se a demanda é muito inferior ao limite considerado para o planejamento da rede, existe um desperdício de investimento. As tarifas referentes aos preços nodais das barras apresentadas da Figura 21, estão representadas na Figura 22.

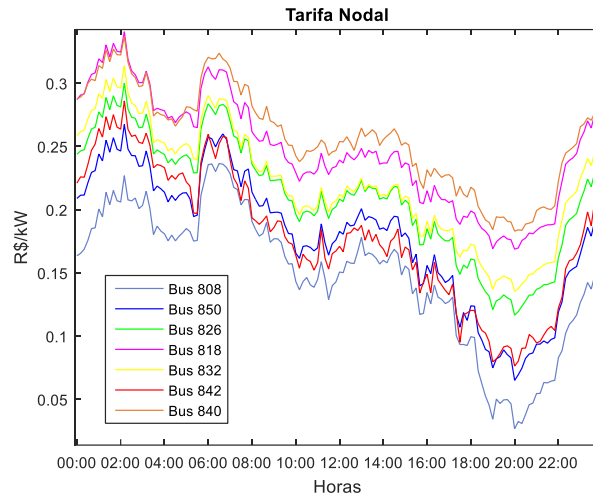


Figura 22: Tarifas nas barras 808, 850, 826, 818, 832, 842 e 840

As tarifas da Figura 22 foram obtidas considerando o modelo de tarifa ajustada (Equação 30). Se o sistema é bem aproveitado e se existir um bom uso dos recursos disponíveis, o sinal locacional tenderá a indicar que existe uma relação saudável de aproveitamento da rede. Caso contrário, esse sinal poderá indicar se algum ativo específico faz uma má utilização do sistema. Isso pode ocorrer em razão de uma baixa carga em algum determinado período do dia. Nesse caso, o sistema precisará de uma tarifa mais elevada para que o requisito receita da empresa de distribuição seja atendido e os investimentos recuperados. O fator de ajuste da tarifa nodal, ou tarifa locacional, busca corrigir seus valores para que não exista prejuízos para a empresa. Na Figura 23 estão as curvas referentes à participação da geração distribuída e dos veículos elétricos em cada barra.

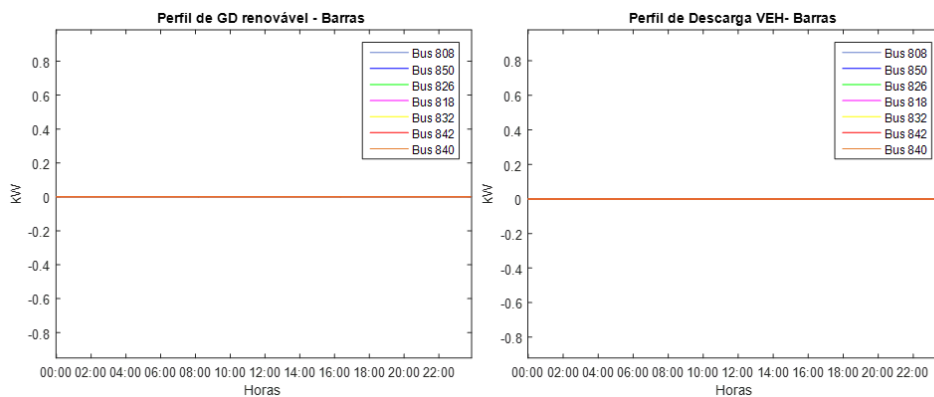


Figura 23: (a) Perfil de geração distribuída nas barras (b) Perfil de geração dos veículos elétricos nas barras

As tarifas zonais foram obtidas considerando a divisão das áreas apontadas pelo algoritmo da Seção 3.3. A Figura 24 apresenta, através da representação por mapa de calor, a delimitação das zonas apontadas para o comportamento pré-estabelecido para esse cenário, ou seja, apenas com consumidores passivos conectados às barras e sem a inserção de geração distribuída. A Figura 25 apresenta os valores das tarifas para essas zonas.

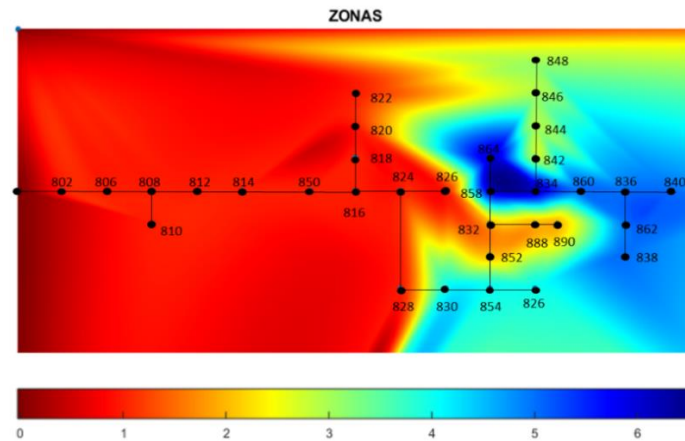


Figura 24: Configuração das Zonas

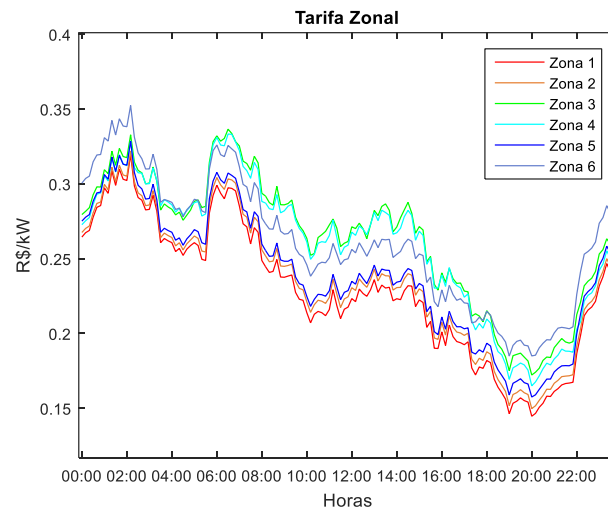


Figura 25: Tarifa Zonal

A tendência é de que as zonas que estejam mais próximas à barra de referência (subestação) apresentem um valor menor de preço nodal. Porém, é importante ressaltar que os valores dessas tarifas não dependem apenas do sinal locacional enviado pelas barras que estão posicionadas nas zonas, e essas tarifas serão ajustadas pelo fator de ajuste, o que faz com que os valores variem mesmo próximas da barra de referência, de forma que os investimentos da empresa de distribuição sejam recuperados.

7.2 Resultados: Cenário 2

Quando a geração distribuída é inserida no sistema, os preços nodais das barras são modificados, conforme ilustrado na Figura 26.

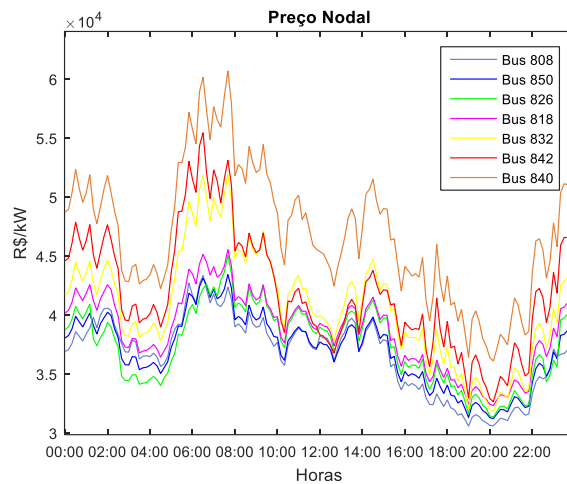


Figura 26: Preços Nodais nas barras 808, 850, 826, 818, 832, 842 e 840

Nesse cenário pode-se observar que o comportamento dos preços nodais se modificam em função da inserção da geração distribuída em algumas barras específicas. No geral, o preço nodal das barras tendem a ser menores, considerando, principalmente, que o modelo de precificação nodal indica que os geradores distribuídos devem ser inseridos com sinal negativo no sistema. Com a inserção do fluxo energético proveniente da geração distribuída, a parcela 1 desse cenário 2, é menor se comparada à do cenário 1. A inserção da GD, dependendo do montante, pode indicar se a rede é mais bem utilizada ou não. Nesse caso, os preços nodais podem variar, ou seja, se a GD causar ociosidade em relação a capacidade de planejamento do sistema, provavelmente, essa sinalização indicará um valor nodal superior.

Com as modificações no comportamento do preço nodal para esse cenário, as tarifas também serão modificadas. As tarifas nodais serão formadas pela parcela das tarifas das GD's e a parcela em função das cargas conectas às barras, conforme discutido na Seção 3. A Figura 27 apresenta os perfis das tarifas para esse cenário.

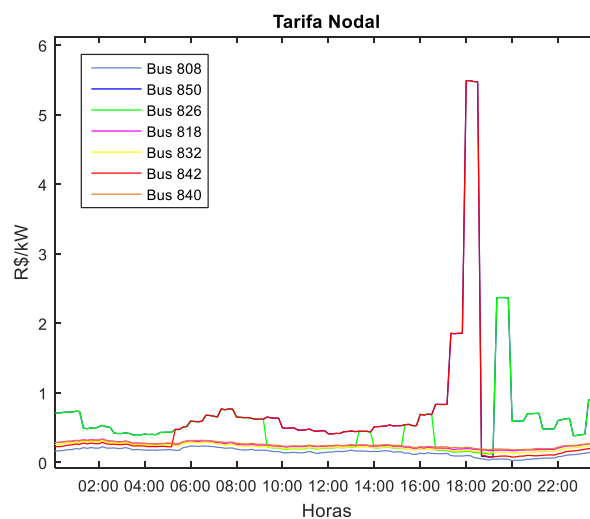


Figura 27: Tarifas nas barras 808, 850, 826, 818, 832, 842 e 840

O perfil da geração distribuída em cada barra e a participação dos veículos elétricos como geradores, estão indicados na Figura 28.

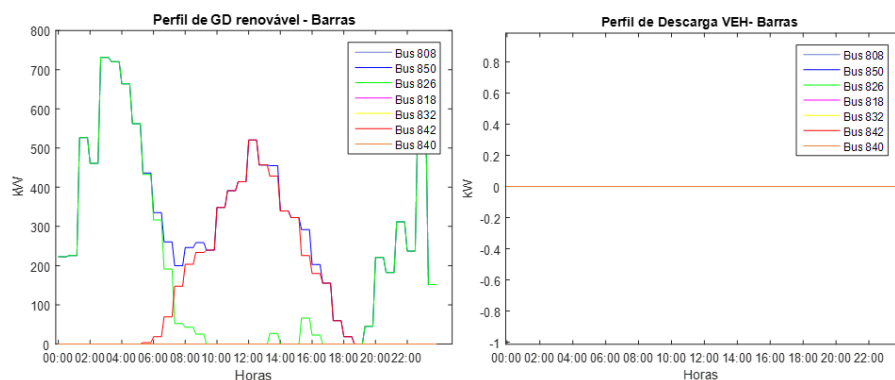


Figura 28: (a) Perfil de geração distribuída nas barras (b) Perfil de geração dos veículos elétricos nas barras

As tarifas zonais foram obtidas considerando a divisão das áreas apontadas pelo algoritmo, conforme Figura 29. Os perfis de geração distribuída e a participação dos veículos elétricos como geradores em cada zona, estão indicados na Figura 30.

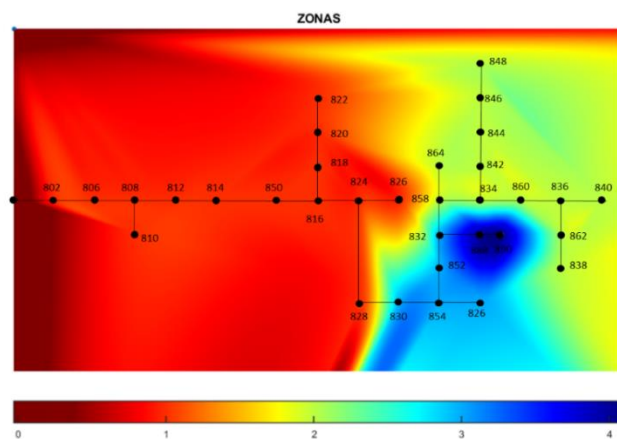


Figura 29: Configuração das Zonas

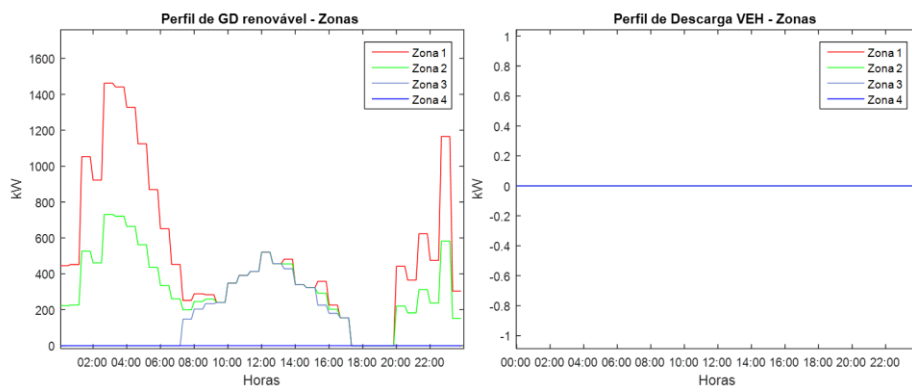


Figura 30: (a) Perfil de geração distribuída nas zonas (b) Perfil de geração dos veículos elétricos nas zonas

Na Figura 31 estão apresentados os valores das tarifas para as zonas.

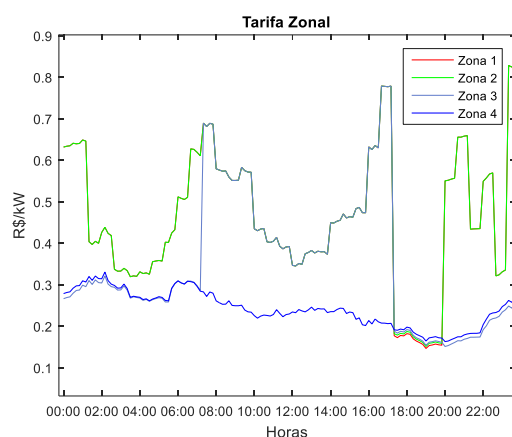


Figura 31: Tarifa Zonal

Nas condições apresentadas nesse cenário, a geração renovável nem sempre consegue participar do sistema de forma satisfatória. Em alguns intervalos, esses sistemas provocam preços de tarifas elevados. A suposição, no caso desse estudo, é de que esse tipo de situação pode estar associado a algumas características de operação da GD, como, por exemplo, à baixa utilização física que eles fazem da rede, e que indicam que a rede está superdimensionada para essa utilização. Assim, os valores de tarifas são elevados. Nesse cenário utilizou-se o fator de ponderação na tarifa como 70% para as cargas e 30% para as GD's.

7.2.1 Comparação do cenário 1 e 2

Nas Figuras 32 e 33 tem-se a comparação do preço nodal e das tarifas para cada cenário nas barras 850 e 826.

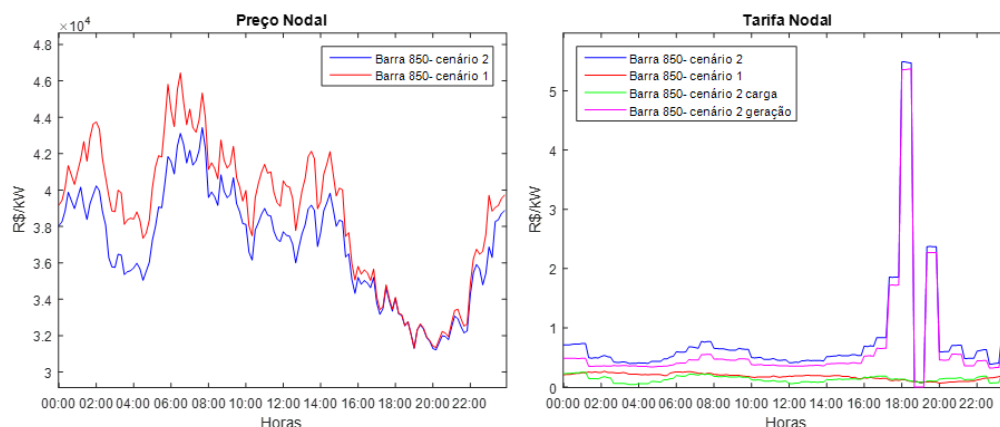


Figura 32: Comparação dos cenários 1 e 2 para a barra 850

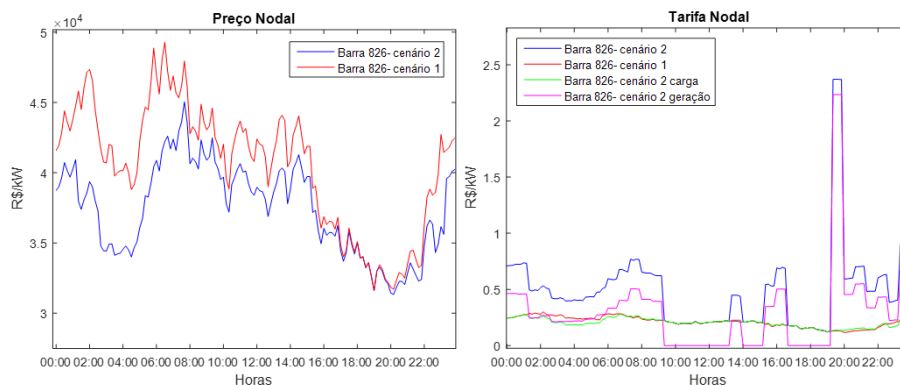


Figura 33: Comparação dos cenários 1 e 2 para a barra 826

A barra 850 apresentou reduções nos valores dos preços nodais quando a GD foi incluída no sistema. Essa redução foi em média de 6% no geral, e de cerca de 8% nos horários quando a geração da GD foi mais considerada (proveniente da geração eólica), por volta das 2 horas da manhã, por exemplo. Mesmo com essa redução, as tarifas se mostraram altas, e, por essa razão, pode-se dizer que a sinalização indica que a GD utiliza pouco o sistema. Quando ocorre o compartilhamento dos custos no modelo de tarifa ajustada, esses pequenos sistemas impulsionam a parcela da tarifa da GD a obter um valor muito elevado.

O preço nodal na barra 826 teve uma redução média de 9% do cenário 1 para o cenário 2. Além disso, no momento onde existe maior participação da geração renovável (proveniente da geração eólica) essa redução chegou a 15%, por volta das 4 horas da manhã. Com a contribuição locacional que as GD's podem promover, os valores das tarifas apresentaram um comportamento mais discreto no momento que a GD é mais inserida na rede, por volta das 2 horas da manhã, como também foi observado na barra 850. Porém, devido aos outros valores encontrados para as tarifas durante todo período de análise, pode-se observar que o sistema está sinalizando que a adoção desse mecanismo para a GD não é satisfatória. Quanto menor foi a participação da GD, maior foi a tarifa. Uma tarifa equilibrada é aquela que permite a recuperação dos custos. Assim, para que a GD consiga refletir esse equilíbrio, as curvas da Figura 27 indicaram que a recuperação dos investimentos só seria possível através de uma tarifa alta, o que inviabiliza esse tipo de discussão. Quanto menor a parcela de geração ou carga associada a análise locacional, maior será a tarifa para que o requisito receita da empresa de distribuição seja satisfeito. As divisões das tarifas nas zonas ficam conforme a Figura 34.

Nesse cenário pode-se notar que as tarifas referentes às cargas conectadas ao sistema não apresentam valores elevados em relação ao cenário 1. Nota-se, no entanto, que as tarifas da parcela de geração são as responsáveis pelos elevados valores que ocorrem nas tarifas da Figura 31.

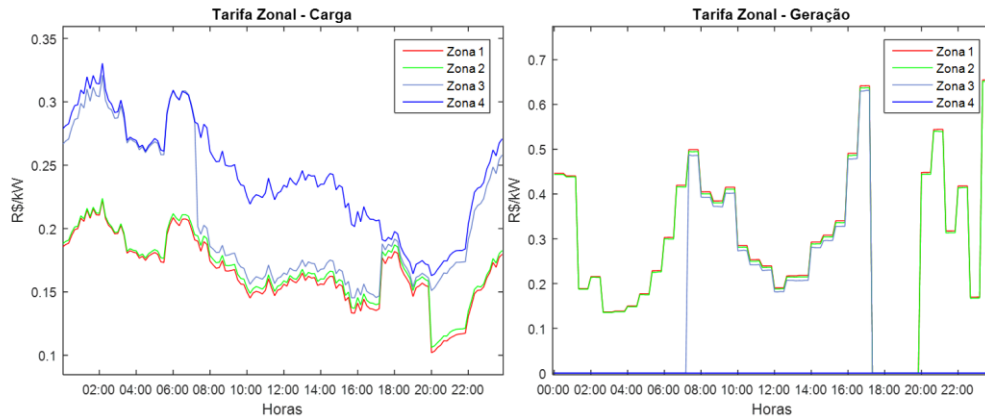


Figura 34: Comparação Tarifa Zonal (a) Tarifa de Carga e (b) Tarifa de Geração

7.3 Resultados: Cenário 3

No cenário 3 os veículos elétricos são inseridos na forma de uma GD. A finalidade da operação desses sistemas armazenadores é de fornecerem à rede o mesmo suporte de potência ativa que os geradores solares e eólicos. Os preços nodais estão apresentados na Figura 35. Os veículos elétricos empregados nesse caso foram determinados aleatoriamente conforme os modelos apresentados na Tabela 2. Eles ingressaram na rede principalmente no horário de pico. Essa ação acontece devido à disponibilidade dos proprietários dos veículos em conectarem suas máquinas na rede após o horário de trabalho, e além disso, considerou-se que os veículos seriam mais bem aproveitados no horário de ponta.

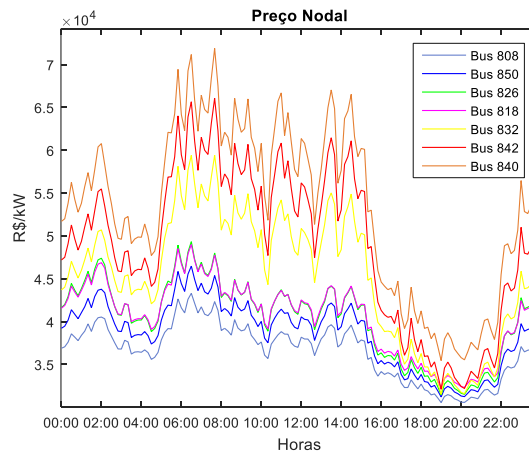


Figura 35: Preços Nodais nas barras 850, 826, 818, 832, 842 e 840

A Figura 36 apresenta o perfil de geração dos VE e das demais GD's no sistema.

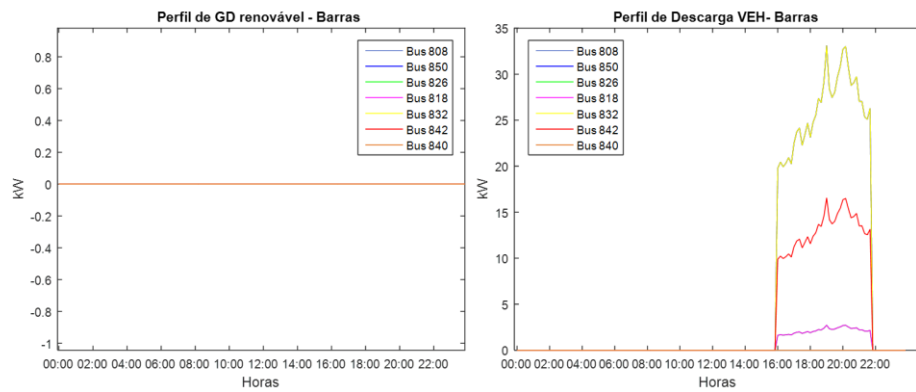


Figura 36: (a) Perfil de geração distribuída nas barras (b) Perfil de geração dos veículos elétricos nas barras

A Figura 37 apresenta as tarifas nodais obtidas em função da inclusão dos veículos na rede. Os veículos participaram do sistema à medida que o fluxo de potência solicitou entrega de potência das suas baterias, controlando o quanto de potência e energia seriam necessárias para o suprimento das cargas conectadas em uma mesma barra. Ou seja, os veículos elétricos fornecem energia para a rede sob demanda. Entre os veículos considerados nessa etapa do estudo, existem sistemas de bateria com potencial de armazenamento menores, o que causa uma diminuição na capacidade desses sistemas em fornecer potência e energia para a rede, como observado na Figura 36.

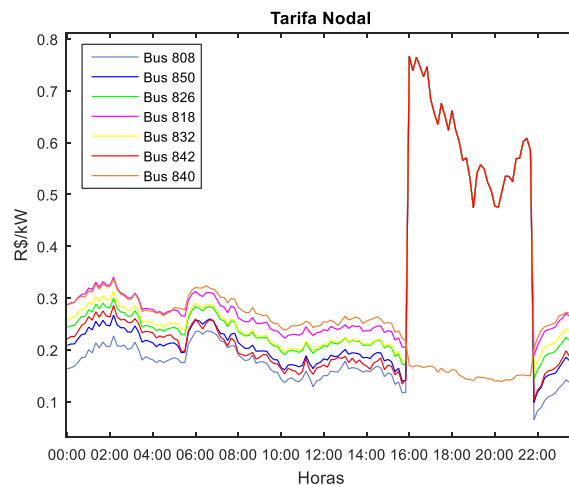


Figura 37: Tarifas nas barras 808, 850, 826, 818, 832, 842 e 840

Nesse caso, nas barras onde há a operação dos veículos elétricos, as tarifas referentes ao período de suporte apresentaram uma elevação considerável. Novamente a sinalização locacional aponta que sistemas que utilizam a rede minimamente e que serão tarifados pelo uso que fazem dele, precisarão de tarifas consideráveis para que o requisito receita da empresa seja compensado. A definição de um sistema justo e equilibrado estabelece que um único usuário deve ser capaz de satisfazer esse requisito receita através de um sinalizador aplicado a ele. Quando um novo sistema de geração é integrado à rede, os valores dos preços nodais se modificam. Por essa razão, o algoritmo de determinação das

zonas foi utilizado para verificar quais mudanças poderiam ocorrer em função dessa alteração, e conforme Figura 38, as barras se reorganizaram.

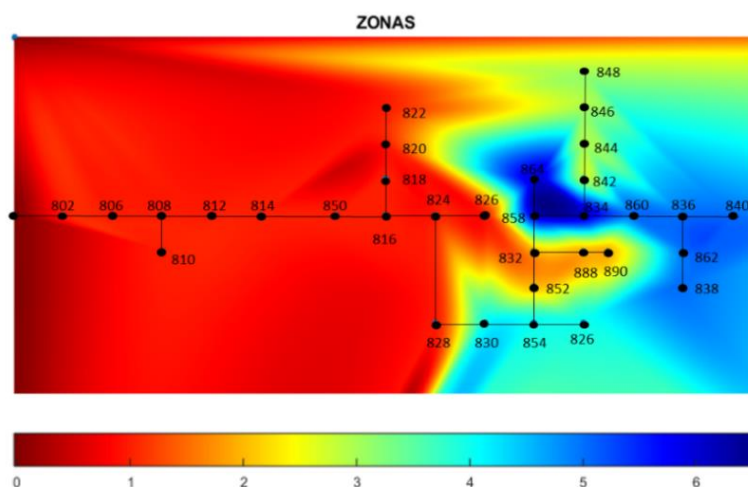


Figura 38: Configuração das Zonas

Em razão da nova configuração zonal e dos novos valores dos preços zonais ocasionados pela inclusão dos veículos elétricos nas barras, as tarifas zonais são recalculadas e estão apresentadas na Figura 39.

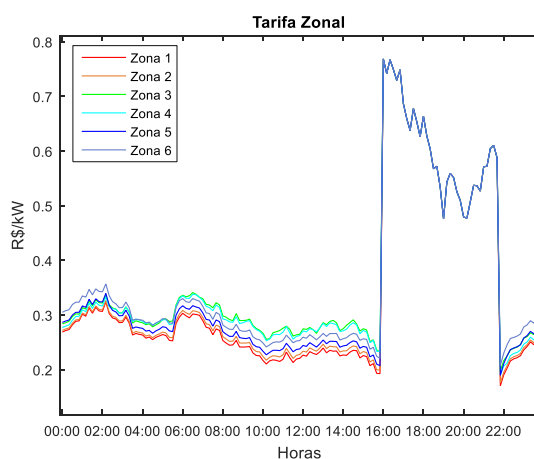


Figura 39: Tarifa Zonal

A Figura 40 apresenta os modelos dos veículos utilizados para a geração nas barras analisadas, conforme a descrição da Tabela 2. Existem no máximo 60 veículos conectados em cada barra, e o modelo deles varia aleatoriamente. Pode-se verificar que na barra 856, por exemplo, existe 1 veículo do tipo 5, um veículo do tipo 4, um veículo do tipo 3, um veículo do tipo 2 e um veículo do tipo 1, conforme a Figura 40.

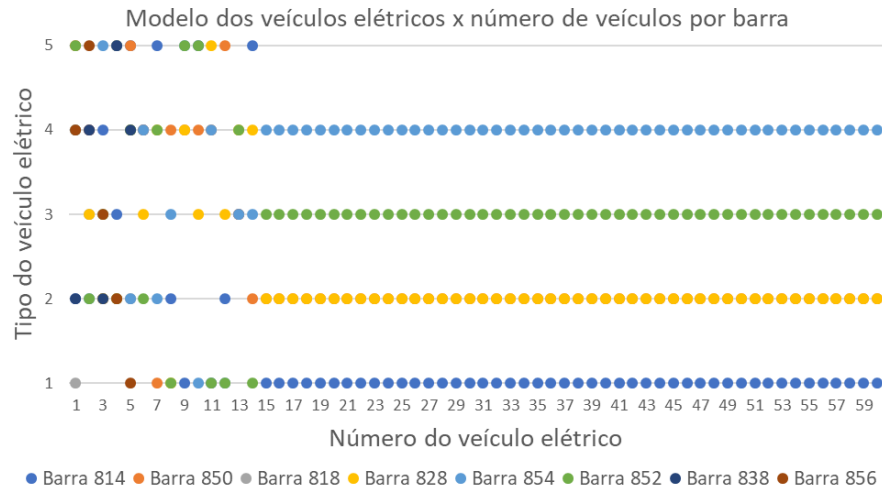


Figura 40: Tipo de veículo conectado nas barras

É testada a seguir uma segunda consideração nesse cenário: todos os veículos elétricos utilizados como geradores pela rede serão do tipo de maior potencial, isto é do tipo 6. Quando essa ação foi adotada as barras apresentaram um novo peso, conforme a ponderação aplicada no algoritmo de determinação das zonas, e elas se reorganizaram. A diferença de potencial injetado tem influência sobre os preços nodais e sobre como cada barra passa a ser mais relevante ao sistema. A Figura 41 apresenta o perfil de tarifa nas barras, sendo que a Figura 42 apresenta o agrupamento das barras em zonas para essa nova situação, e a Figura 43 o perfil de geração dos veículos nas zonas para o caso de apenas os veículos elétricos do tipo 6 serem considerados.

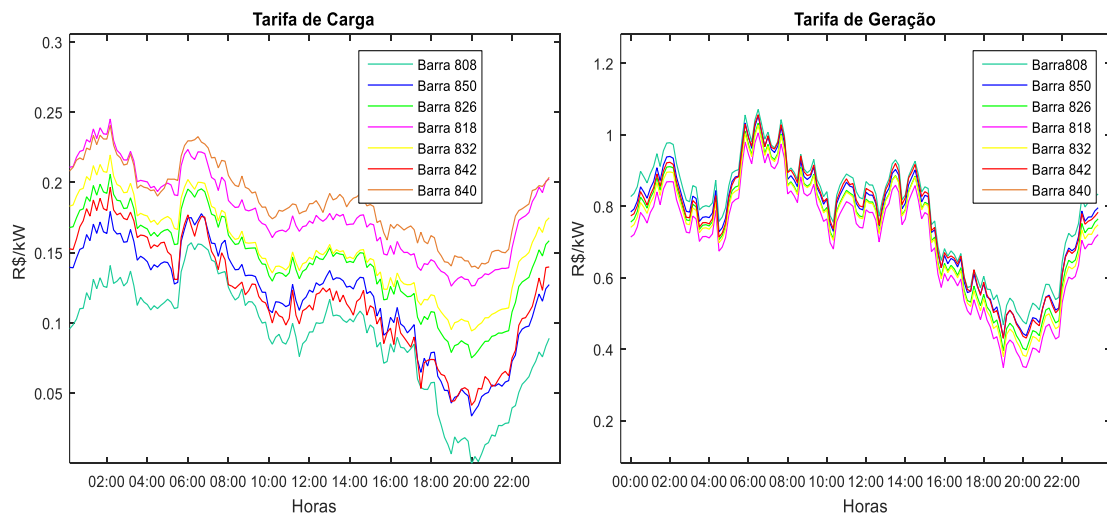


Figura 41: (a) Tarifa Nodal de Carga (b) Tarifa Nodal de Geração nas barras

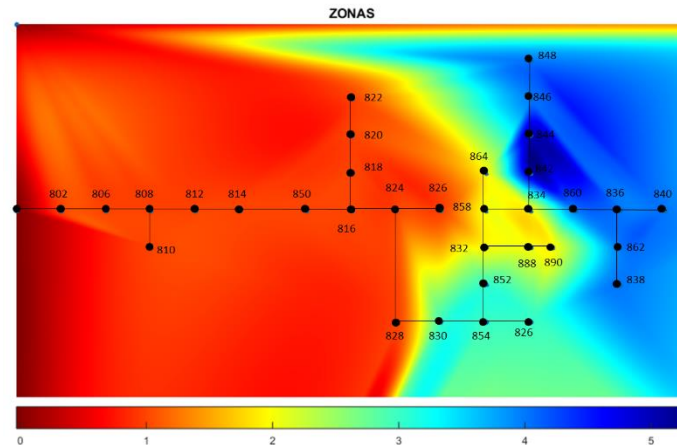


Figura 42: Configuração das zonas

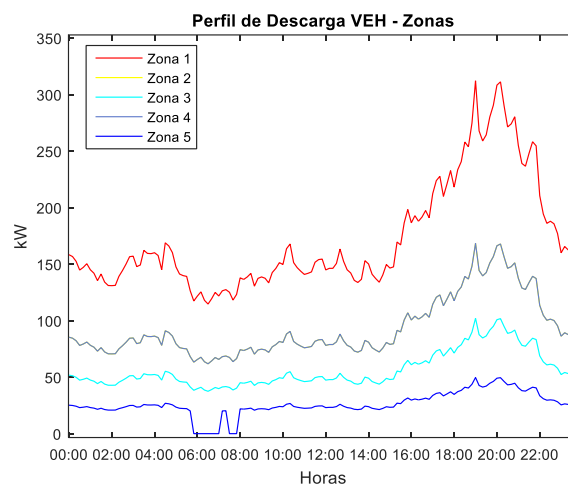


Figura 43: Geração dos veículos por zonas

7.4 Resultados: Cenário 4

7.4.1 Soluções e incentivos para a GD

7.4.1.1 Aproveitamento da GD no sistema

Algumas verificações foram feitas em função dos cenários anteriores. Mesmo adotando como incentivo inicial a proporcionalidade de divisão dos custos a esses sistemas em 70% para a carga e 30% para a GD, em alguns momentos a tarifação sobre a geração distribuída se mostrou ineficaz e desestimuladora. O primeiro ponto foi verificar a partir de quando a geração renovável se torna eficiente para o cálculo de uma tarifa com a duplicidade de partes. Considerando os resultados anteriores, sugere-se que o aproveitamento da GD e dos veículos elétricos para fins de tarifação na distribuição, ocorra a partir da geração de 380kW. Esse valor foi obtido através de análises das simulações realizadas até que a tarifa nodal final apresentasse um comportamento equilibrado, atendendo aos princípios de uma tarifa justa e eficiente. O objetivo é a recuperação dos custos e dividir

a responsabilidade entre a GD e as cargas, reduzindo as atenuações que a sinalização pode causar em função da pequena injeção de potência proveniente dos minigeradores e microgeradores.

Os valores inferiores a 380kW devem ser contabilizados na forma de créditos de energia dentro do sistema de compensação “*net metering*”. Esse tipo de “limitação” pode acontecer por vários motivos, e entre eles, destaca-se o perfil da metodologia de análise nodal e sua resposta aos consumidores. Se em um determinado momento o sistema já é bem aproveitado e existe geração suficiente para suprir as cargas, não é interessante que ele receba geração extra. Outra proposição é de que o sistema apresenta um custo elevado, e sendo a geração distribuída muito baixa, ela não consegue suprir esse custo e, por essa razão, a tarifa deveria ser demasiadamente superior para que o requisito receita fosse atendido por parte dessa geração.

Em alguns casos pode-se considerar que exista uma cooperação por parte da GD ao sistema, por exemplo, auxiliando na redução de perdas, o que de certa forma pode vir a compensar sua conexão. Além disso, quando o potencial de geração da GD ou do veículo elétrico é inferior a 380kW, pressupõe-se que a energia injetada na rede e a energia consumida tenham o mesmo valor global no barramento e, por esse motivo, sugere-se que o modelo de precificação seja baseado na medição líquida. Quando o potencial é superior a esse valor, é viável a adoção de um sistema no qual o critério tarifário seja aplicado à medida que a fonte se tornar mais competitiva com a evolução tecnológica ou expansão do sistema distribuído. Caso a geração seja superior, o uso torna-se muito mais intenso e a partir desse estágio, quando a geração é representativa e demanda maiores esforços e desgastes do circuito, ela deverá contribuir com a compensação dos investimentos, ou seja, a tarifação na distribuição também incidirá sobre ela.

7.4.1.2 Proporcionalidade entre a carga e os geradores

A GD precisa de incentivos para ser sustentável ao investidor. O que ocorre atualmente é um tipo de incentivo cruzado e que ao beneficiar o proprietário do pequeno sistema, pesa na tarifa dos demais usuários da rede, e eles devem compensar as facilidades aplicadas a nível de geração local. Para diminuir esse tipo de problemática, sugere-se, no contexto do estudo, que o grau de responsabilidade na tarifa final entre a carga e os pequenos pontos de geração seja proporcional ao potencial energético que ele oferece à rede. Inicialmente, nos cenários anteriores, a carga era responsável por 70% do valor da divisão dos custos incorridos para que o sistema se sustentasse e compensasse todo o investimento. Os outros 30%, era responsabilidade da parcela de geração. Quando essas duas parcelas eram somadas, obtinha-se o valor da tarifa para uma determinada zona ou barra. Essa seria a tarifa proporcional à conexão da GD e da utilização da rede para alimentar as demandas locais. Propõe-se que o incentivo ocorra por nível de geração da GD. Dessa forma, as responsabilidades podem ser divididas, conforme Tabela 3.

Tabela 3: Fator de divisão na Tarifa de distribuição.*Fator de Proporcionalidade na Divisão dos Custos*

<i>Faixa de geração (kW)</i>	<i>Carga</i>	<i>Geração</i>
<380	1	Compensação
$380 \leq x < 490$	0,9	0,1
$490 \leq x < 580$	0,8	0,2
$580 \leq x < 650$	0,7	0,3
$x \geq 650$	0,5	0,5

O fator de proporcionalidade será aplicado até que a geração da GD seja suficientemente significativa para dividir as responsabilidades com a carga. Esses valores foram adotados considerando o comportamento de atratividade da GD, e indicando que a partir do momento que ela se torna mais representativa, maior poderia ser a participação dela no rateio dos custos. A partir de um patamar específico de geração, 650 kW, a GD já representa uma significativa alteração no comportamento dos preços nodais do sistema. Essas modificações causam alterações nos efeitos marginais nas quotas de mercado da concessionária, que interferem no poder da empresa de controlar o planejamento do sistema e de recuperar seus investimentos. Para permitir que a recuperação dos investimentos seja suficiente para a distribuidora, é necessário manter o equilíbrio entre a demanda e oferta por toda a rede, para isso, o rateio passa a ser simétrico buscando atender ao princípio da justiça tarifária e igualdade.

7.4.1.3 Aproveitamento dos Veículos elétricos como geradores

Os veículos elétricos nem sempre representam um grande potencial frente ao sistema elétrico. São sistemas de armazenamento de energia pequenos e que individualmente não apresentam bom desempenho para compensação energética da rede. A capacidade de um único banco de baterias, do ponto de vista de um veículo elétrico, não atinge o potencial constatado nos itens 7.4.1.1 e 7.4.1.2. Assim, a alternativa ao proprietário do veículo, caso opere sozinho, é de participar do sistema de compensação regulado pela REN 687/2015. A alternativa para que seja mais atrativa sua operação de suporte à rede, é que ele opte por uma tarifa de caráter binômio que seja capaz de distinguir o momento de operação de suas baterias, por exemplo, no horário de ponta.

Já no caso de um conjunto de veículos agrupados em uma mesma região e que tenham acesso à mesma área do sistema, as considerações para sua operação são mais flexíveis e podem tornar essa atividade mais interessante. A potencialidade associada a essas máquinas em conjunto é muito superior à de uma única bateria, e assim, esse conjunto de veículos pode ser visto pela rede como um empreendimento com múltiplas unidades ou de geração compartilhada, e permitir que o volume energético que ele representa seja vendido ao mercado livre para suporte de potência ativa ou para prestação de serviços ancilares. Além disso, existe a possibilidade da adoção de Comunidades de geração como as adotadas nos Estados Unidos e discutidas no item 1 desse trabalho.

Esse conjunto de veículos será visto como um grande gerador conectado ao sistema, e será considerado no modelo de tarifação da distribuição, caso eles optem por fornecer energia diretamente para a concessionária onde estão conectados. Esses veículos serão responsabilizados pelos custos impostos à rede através da parcela de geração da tarifa ajustada. É importante destacar que no caso dos veículos elétricos, esse tipo de atividade só seria viável se a tarifa paga pela concessionária para a compra da energia contida nas baterias, mesmo que descontada da tarifa de utilização do sistema (tarifa locacional), conseguisse refletir uma análise de viabilidade satisfatória e no mínimo permitisse a recuperação de parte do investimento feito no veículo para esse tipo de ação ao longo de um determinado período, principalmente do banco de baterias.

7.4.2 Análises considerando a utilização das GD's e dos veículos elétricos no sistema

Considerando as condições para uma operação saudável entre os sistemas distribuídos, os veículos elétricos e a rede, o sistema foi novamente simulado. Os resultados obtidos são apresentados a seguir. Utilizando dos critérios estabelecidos no item 7.4.1.2, novos valores de tarifas foram obtidos para o sistema teste. Na Figura 44 é possível verificar como os preços nodais se comportam para esse cenário. As GD's e os veículos elétricos são considerados conforme os perfis apresentados na Figura 28 (a) e Figura 36 (b).

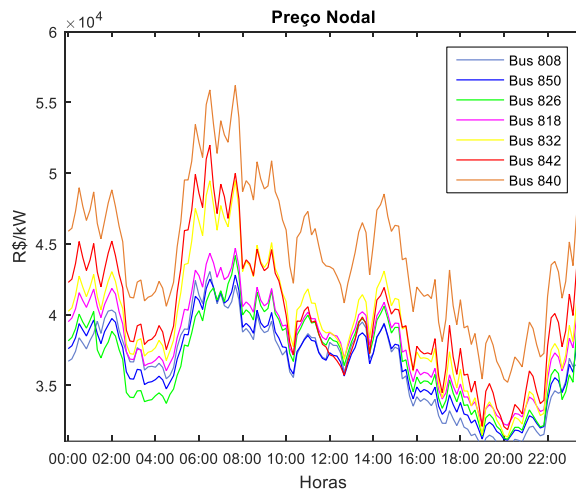


Figura 44: Preço Nodal nas barras

As Tarifas nodais considerando apenas a geração superior a 380 kW, estão apresentadas na Figura 45. A Figura 46 apresenta as tarifas nodais com a aplicação dos incentivos e critérios estabelecidos na Tabela 3, para comparação.

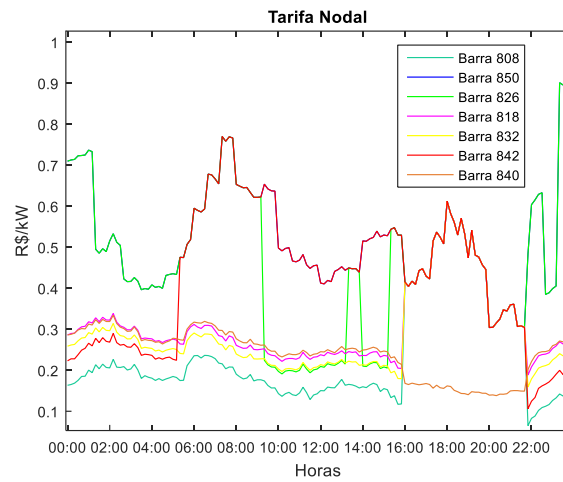


Figura 45: Tarifas nas barras 808, 850, 826, 818, 832, 842 e 840 (sem aplicação da Tabela 3)

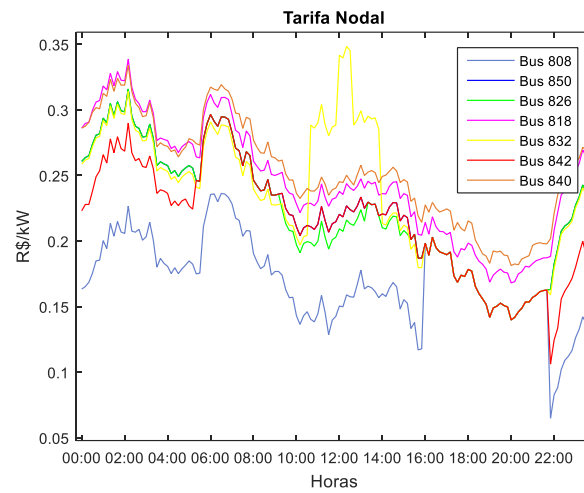


Figura 46: Tarifas nas barras 808, 850, 826, 818, 832, 842 e 840 (com aplicação da Tabela 3)

Na Figura 47, tem-se o perfil de tarifa que caberia às cargas conectadas ao sistema em cada barra, e as tarifas devido à inclusão da GD.

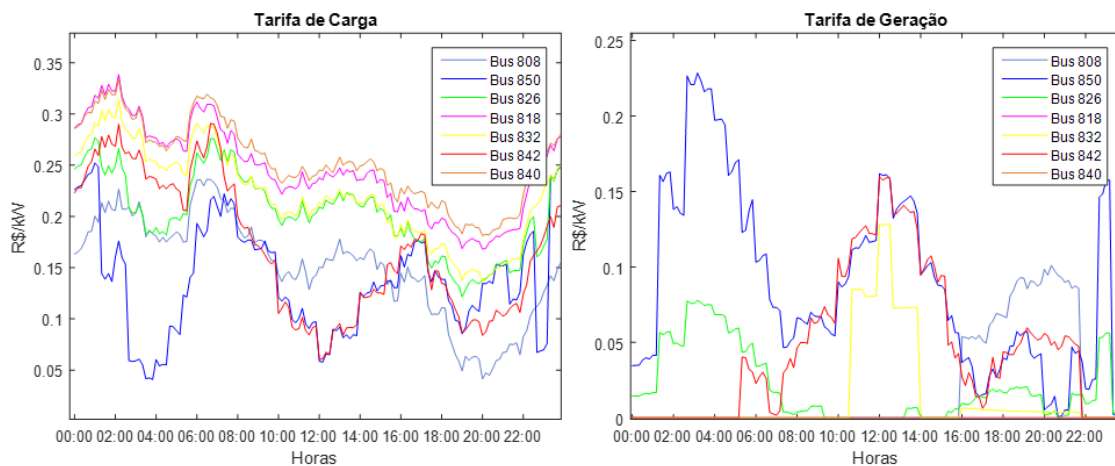


Figura 47: (a) Tarifa Nodal de carga (b) Tarifa Nodal de Geração com a aplicação dos dados da Tabela 3

Com a operação dos veículos elétricos em conjunto com as GD's, o algoritmo de determinação da formulação zonal foi novamente aplicado. O sistema se apresentou conforme a Figura 48.

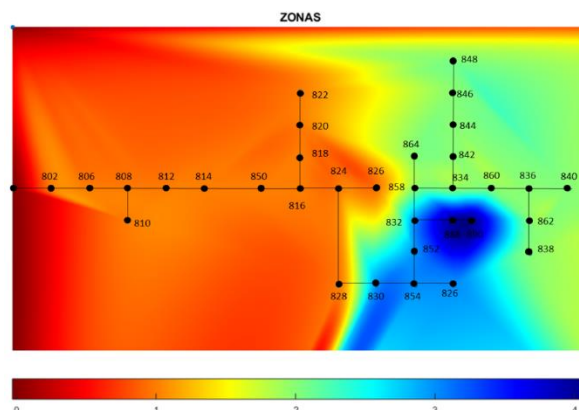


Figura 48: Configuração das zonas

O perfil da geração das GD's e dos veículos elétricos nas zonas, estão apresentados na Figura 49.

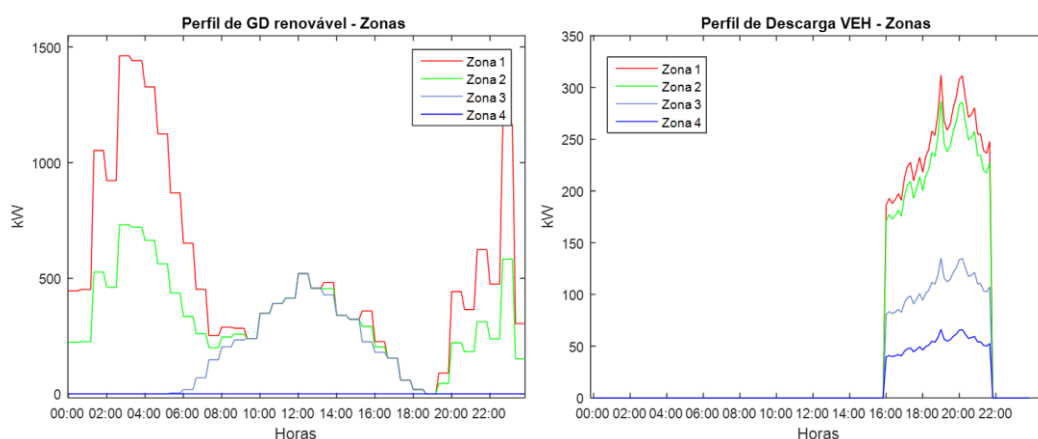


Figura 49: (a) Perfil de geração distribuída nas zonas (b) Perfil de geração dos veículos elétricos nas zonas

7.4.3 Análise zonal do sistema para o cenário 4

No cenário 1, quando o sistema operava sem os veículos e as GD's, as zonas se configuraram em função, principalmente, do comportamento da carga das barras. Quando o sistema passou a receber a geração renovável proveniente dos sistemas distribuídos e dos veículos elétricos, as zonas se modificaram. Isso aconteceu devido à mudança dos valores e perfis dos preços nodais nas barras. O fator de ponderação, dado pelo peso das barras, do algoritmo zonal foi alterado e algumas barras não se assemelhavam da mesma forma, por isso, passaram a formar novas zonas com outras barras. Assim, o que se vê é que a geração distribuída tem a capacidade de influenciar a forma como o sistema irá operar, e, conseqüentemente, ela pode interferir no mercado energético.

Sendo assim, com a finalidade de atender ao princípio básico da tarifação, o da simplicidade, é viável considerar um modelo zonal não tão variável e sensível a cada nova conexão de veículo elétrico ou GD. A partir desse critério, a cada nova inserção de geração ou de carga, as zonas não serão recalculadas, isso, até que atinjam o limite de qualidade do sistema e de bem-estar social. Outras alternativas em busca de simplicidade para a caracterização do sistema são encontradas na literatura, porém a utilizada nesse trabalho apresenta menor complexidade de análise e de esforço computacional.

A área onde o sistema gerador se conectará à rede poderá ser um imóvel, um terreno ou uma prestadora de serviços energéticos que opera na forma de uma incubadora desses negócios. Nesse caso, a titularidade da empresa é a mesma, e um contrato de cooperativa ou de consórcio é firmado entre as partes. Quando uma determinada zona passar a impor um peso diferente ao sistema, ela poderá ser modificada, e a forma de precificação de toda a rede é recalculada, mantendo assim, o equilíbrio do mercado.

Partindo dessa nova configuração da rede e buscando a melhoria do processo de precificação locacional, uma nova forma de inserção dos pequenos geradores foi estabelecida. Inicialmente, as zonas foram calculadas e determinadas conforme o modelo energético atual do sistema e proposto na Figura 38. As tarifas zonais para essa situação, são dadas na Figura 50.

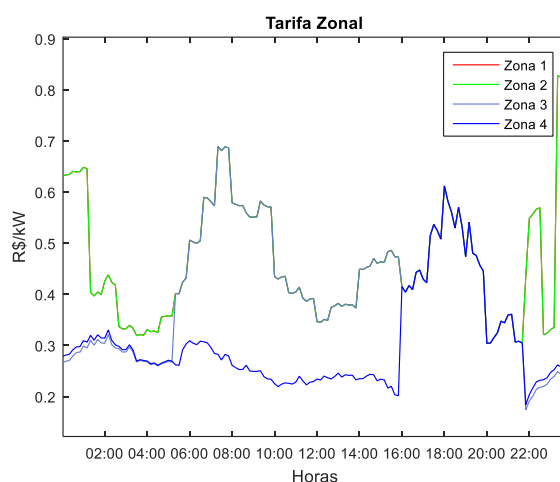


Figura 50: Tarifa Zonal - (sem aplicação da Tabela 4)

Se o mesmo tipo de incentivo dado no item 7.4.1.2 for utilizado para a tarifação zonal, o sistema pode ser mais atrativo e eficiente para os futuros empreendimentos que se conectarem à rede. Por isso, um fator de divisão de custo, ou proporcionalidade, também é implantado para a geração distribuída no contexto zonal, e é dado conforme Tabela 4.

Tabela 4: Fator de proporcionalidade aplicada a Tarifa

Fator de Proporcionalidade na Tarifa		
Faixa de geração (kW)	Carga	Geração
$0 \leq x < 750$	1	Compensação
$750 \leq x < 1000$	0,9	0,1
$1000 \leq x < 1250$	0,8	0,2
$1250 \leq x < 1500$	0,7	0,3
$x \geq 1500$	0,5	0,5

Da mesma forma que nas barras, as zonas apresentam um bom aproveitamento da geração extra a partir de um valor mínimo. Esse valor foi estabelecido através dos critérios para uma operação saudável entre a rede e a GD, e para que a tarifa reflita de forma coerente os impactos de cada kW inserido na rede. Assim, o critério utilizado para a divisão das responsabilidades entre a compensação dos custos pela tarifa de distribuição, no caso das zonas, foi aplicado conforme Tabela 4. Quando o fator de divisão é utilizado como incentivo para a geração distribuída nas zonas, as tarifas se modificam, e são dadas conforme as curvas da Figura 51.

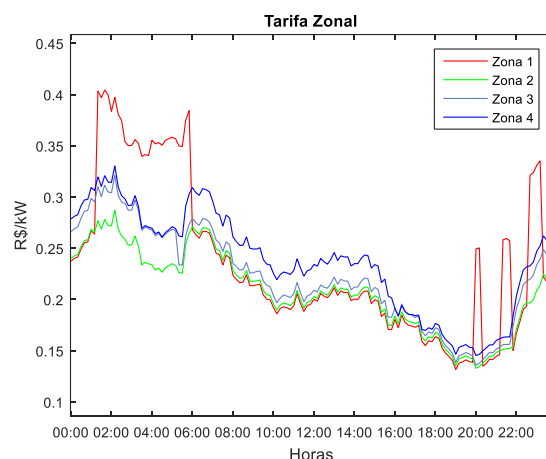


Figura 51: Tarifa Zonal - (com aplicação da Tabela 4)

Em alguns períodos a tarifa de cada zona fica próxima a zero. Pode acontecer de seu valor ser negativo, e nesse caso, significa dizer que os benefícios da GD, ou dos geradores no geral, são tão relevantes, que a rede deve compensá-los proporcionalmente às melhorias que geram ao valor final da tarifa, além de representar a eficiência do incentivo fornecido. Isso acontece por diversos motivos, por exemplo, pelo caráter da fonte de energia em questão, pela ótima utilização da rede e bom aproveitamento dos investimentos realizados, pela geração de energia nos momentos de maior necessidade do sistema, ou, por ser uma região de bom aproveitamento para geradores distribuídos. Se a aplicação desse tipo de geração implicar em uma configuração onde o sistema precise recompensar a GD, será necessário que a topologia do sistema seja revista, fazendo uma sinalização de onde posicionar esses sistemas distribuídos sem que interfira na capacidade da concessionária de

recuperar seus investimentos. Além disso, pode-se utilizar mecanismos para venda da energia excedente de uma região para outra, promovendo o equilíbrio entre as zonas e favorecendo o sinal locacional em todas as áreas, sem que algum usuário seja penalizado pelo excesso de geração distribuída em uma determinada barra, o que poderá impulsionar elevação de custos das barras a montante.

Para exemplificar o comportamento da tarifa em função da geração distribuída e do bom aproveitamento que esses sistemas fazem da rede, a tarifa zonal observada na Figura 51 está apresentada em duas partes a seguir, a que diz respeito à carga e a parcela da geração, conforme a Figura 52.

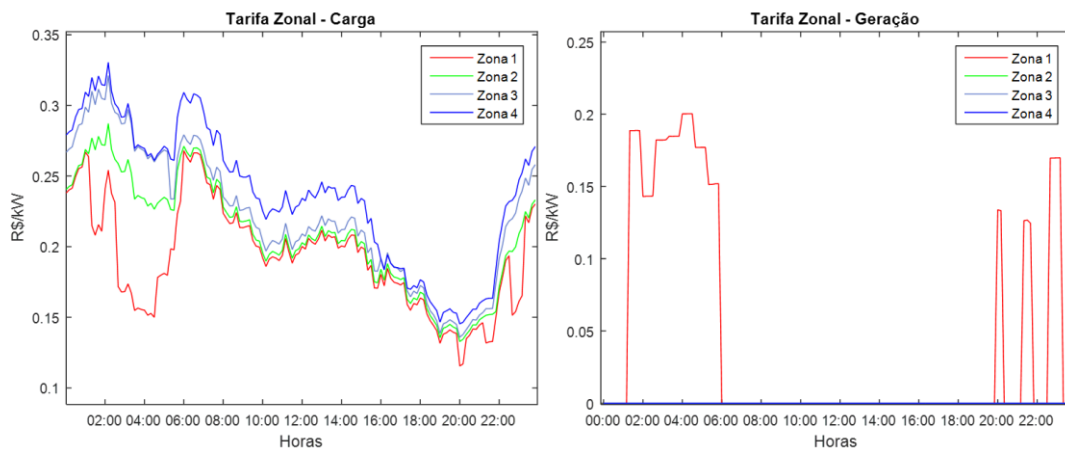


Figura 52: (a) Tarifa Zonal - Carga (b) Tarifa Zonal - Geração

7.4.4 Conclusões sobre o Cenário 4

Como forma de comparação os dados nodais são apresentados para a barra 826 considerando o quarto cenário onde existe os benefícios sugeridos para a inclusão da geração distribuída. A Figura 53 apresenta o comportamento da barra 826 para o Preço Nodal e as Tarifas.

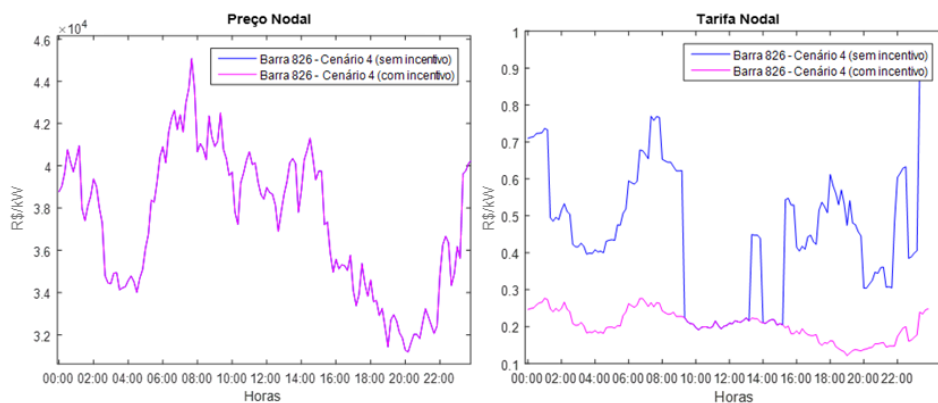


Figura 53: Comparação dos dados conforme discussão da seção 7.4

Aplicando a Tabela 3 para a GD que se conecta ao sistema, o preço nodal não é modificado quando o escalonamento do fator de proporcionalidade (FP) é aplicado. Ele apenas incide sobre o cálculo da tarifa, mostrando que os ganhos locacionais da GD vão além da divisão dos custos, e a rede pode usufruir de outros benefícios gerados por esses sistemas como, por exemplo, a redução dos preços nodais, sem que exista a necessidade de tarifá-los por isso. Além disso, a comparação das tarifas é capaz de mostrar como subsídios ou políticas diferenciadas podem beneficiar o sistema e seus integrantes como um todo. Por volta das 8 da manhã, a tarifa nodal foi reduzida de 0,8 para 0,27 R\$/kWh, a redução chegou a ser cerca de 34%. Quando esse tipo de redução ocorre, os demais consumidores conectados no mesmo ponto serão os responsáveis pela compensação dos custos da rede. No entanto, os consumidores denominados cativos podem se beneficiar com outras ações que as GD's geram ao sistema como, por exemplo, continuidade de fornecimento, possível formação de zonas para manter o suprimento de energia, e até mesmo para auxílio na resiliência da rede.

Considerando que os veículos elétricos podem ser vistos como Mobile Source's existe a possibilidade de que tentem usufruir da rede para benefício próprio, indo até as zonas que apresentam vantagens tanto para o carregamento de suas baterias, quanto para venda de energia nesses locais. Nesse caso, existem alguns debates da regulação que podem ser levantados com o objetivo de regular esse tipo de atividade devido ao comportamento flexível que esse tipo de tarifação pode impulsionar. Esse tipo de prestação de serviço utiliza a rede para benefício e ganhos próprios, e conforme a legislação Brasileira, apenas os órgãos públicos estão autorizados a utilizar as vias públicas e o sistema elétrico da rede pública, sem que haja cobrança extra para isso. Por essa razão, assim como empresas de telefone e internet utilizam os postes e pagam um valor na forma de aluguel para as concessionárias, os veículos elétricos como fontes móveis seriam enquadrados na condição de negócios, e por isso, deveriam constituir um contrato com as distribuidoras e estariam sujeitos a algum tipo de cobrança pela atividade que exercem. Outro ponto importante é que em algum momento o sistema não suportará a conexão das inúmeras GD's e será necessário a expansão do mesmo em função dessas novas atividades. Junto a isso, crescem gastos com manutenção e operação da rede, e para um equilíbrio das contas, é necessário que esses gastos sejam repassados aos usuários, conforme eles impulsionam esses custos. Os custos fixos do sistema não são sensíveis às pequenas oscilações de quantidades de energia para cargas e geradores distribuídos, mas quando esses acréscimos são significativos, eles podem alterar a capacidade do sistema de base, e essas modificações podem indicar que esses custos fixos não serão mais considerados constantes.

Observando os mapas de calor que indicam as formulações zonais, pode-se concluir que a GD, por apresentar maior volume de geração, tem uma relevância maior quando as barras vão se agrupar. O desenho das zonas, para o contexto desse trabalho, se dá principalmente em função dos sistemas fotovoltaicos e dos aerogeradores. A inclusão dos veículos elétricos pode modificar o preço nodal das barras, mas de forma discreta. A questão levantada nesse ponto, é que os veículos elétricos

devem ser incluídos nas zonas após a formação das mesmas, devido à dinâmica de operação dessas máquinas e também pela flexibilização que elas impõem à operação do sistema. Como a contribuição desses veículos é discreta, o ideal seria considerá-los fontes móveis e estarão sujeitas às condições de tarifação e regulação de cada lugar onde se conectam ao sistema, de forma autorizada e coordenada, considerando questões regulatórias específicas. Além disso, não é viável um sistema com configurações tão dinâmicas, e o correto seria empregar uma configuração zonal e nodal para uma previsão de longo prazo na rede.

7.5 Resultados: Cenário 5 – Análise considerando a Simulação do Método de Monte Carlo

Considerando que a série de dados utilizadas anteriormente tratava-se de uma série com informações para um dia de análise, ampliou-se o período de simulações considerando curvas de demanda, radiação solar e velocidade do vento para um ano. As séries temporais utilizadas são compostas por mais 50.000 amostras com um intervalo de medições de 10 minutos. Como forma de melhorar a qualidade da análise realizada nesse estudo e para redução do esforço computacional, esses dados foram subdivididos em meses, conforme a escala de tempo (horas) para a quantidade de dias em cada um desses meses.

Assim, o estudo conforme a Figura 12, inclui a metodologia de fluxo de potência, determinação dos preços nodais e cálculo da tarifa aplicando a SMC para o sistema IEEE 34 barras. Os resultados são apresentados na forma de histogramas que descrevem a probabilidade de ocorrência dos valores de tarifas, e indicam qual o comportamento das tarifas em função das características de demanda e clima de cada mês. O cenário onde não há geração distribuída e presença de veículos elétricos (Cenário 1), o cenário com a inclusão da geração distribuída (Cenário 2), e o Cenário com a participação dos veículos e Geração distribuída (Cenário 4), foram considerados. Para simplificar a apresentação dos resultados, apenas os meses de Janeiro e Julho foram inseridos nesse trabalho. As zonas foram novamente pré-estabelecidas em função do conjunto de dados obtidos pela SMC, e dessa forma, pode-se obter uma previsão de como um planejamento anual é relevante para esse tipo de tomada de decisão.

7.5.1 JANEIRO

7.5.1.1. Cenário 1

Nesse cenário o sistema foi considerado apenas com as cargas conectadas aos barramentos. Todas as barras foram consideradas, porém, para simplificação da apresentação dos resultados apenas duas barras serão analisadas: Barra 826 e Barra 842. A Figura 54 apresenta o comportamento da demanda obtida através da SMC para essas duas barras.

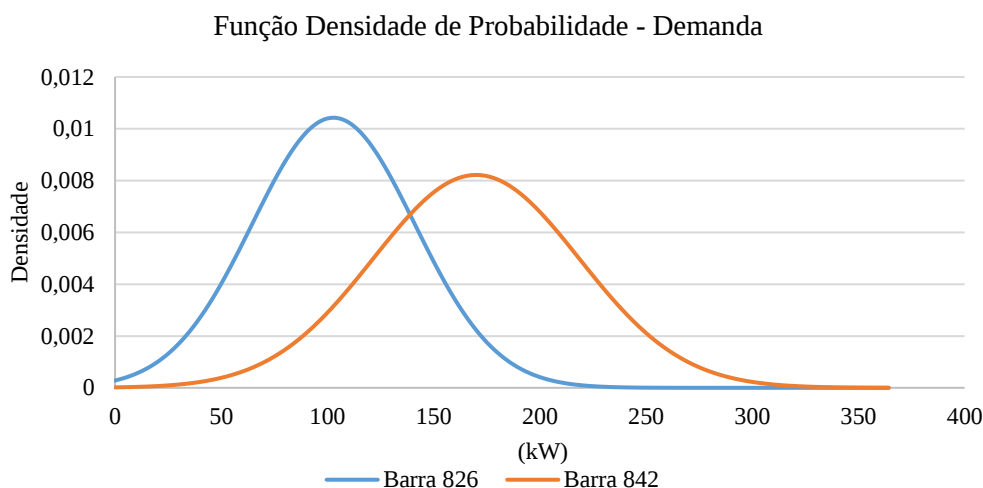


Figura 54: FDP para cenário 1- Janeiro

De acordo com a Função Densidade de Probabilidade (FDP) obtida através da distribuição normal, tem-se que os valores de consumo com maior probabilidade de ocorrer para a Barra 826 é de cerca de 100 kW, já a Barra 842 apresenta valores de consumo maiores, com média em cerca de 170 kW. Considerando os resultados de demanda e aplicando a SMC, foi possível determinar o preço nodal e as tarifas. A seguir são apresentados os valores obtidos para as duas barras escolhidas para análise.

• **Barra 826**

O histograma também pode ser denominado como distribuição de frequências. Ele representa de forma gráfica um conjunto de dados subdividido em classes. Considera-se no eixo X as classes pré-estabelecidas através do conjunto de dados, e o eixo Y informa qual a frequência absoluta com que essa classe ocorre no conjunto total de dados. O histograma apresentado na Figura 55, descreve estatisticamente a quantidade de vezes que uma classe de dados ocorreu para o Preço Nodal na barra 826, em função da SMC.

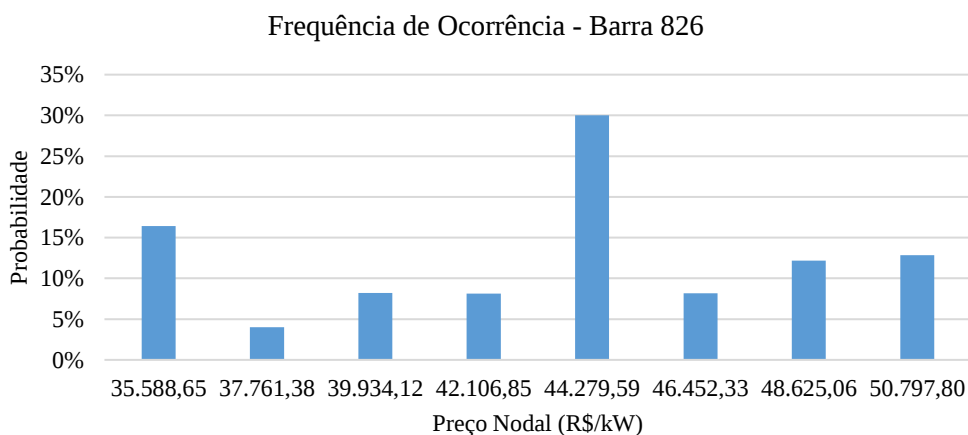


Figura 55: Preço Nodal - Barra 826 (SMC)

Os preços nodais apresentam uma variação entre 33.415,91 R\$/kW e 50.797,80 R\$/kW. Os valores com maior ocorrência pertencem a classe com o valor de corte de 44.279,59 R\$/kW, ou seja, a classe que vai de 42.106,86 R\$/kW a 44.279,59 R\$/kW. O valor médio é de 42.323,41 R\$/kW. Considerando os pré-requisitos já detalhados nesse estudo e os resultados obtidos pela SMC da série de dados para janeiro, calculou-se as tarifas na Barra 826, sendo que elas são apresentadas pelo histograma da Figura 56.

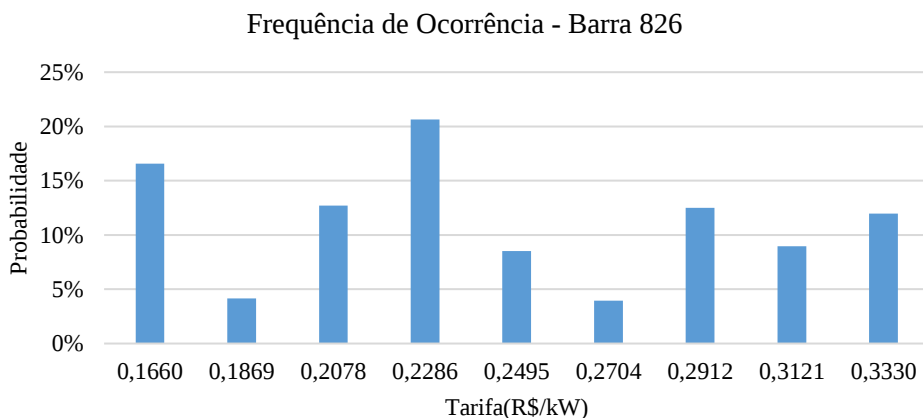


Figura 56: Tarifa Nodal - Barra 826 (SMC)

A maior probabilidade de ocorrência da Tarifa é na classe que vai de 0,2079 R\$/kW a 0,2286 R\$/kW. Os preços variam ao longo do tempo, e podem atingir o valor máximo dentro da classe de 0,3330 R\$/kW, sendo esse o valor de corte dessa classe. O valor médio das tarifas nesse cenário é de 0,2336 R\$/kW.

• **Barra 842**

Considerando os dados para a barra 842, um histograma para o Preço Nodal também foi apresentado, conforme a Figura 57.

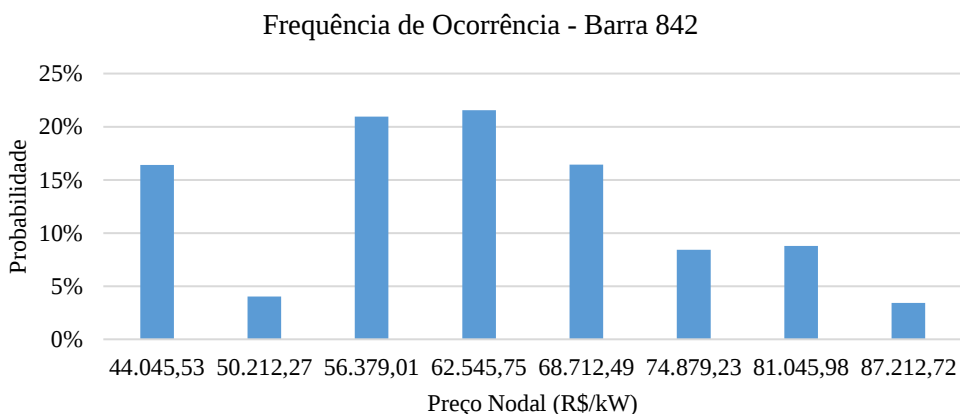


Figura 57: Preço Nodal - Barra 842 (SMC)

A frequência de preços nodais para essa barra é maior para a classe ente 56.379,02 R\$/kW e 62.545,75 R\$/kW, e os valores de todas as classes variaram entre o valor mínimo de 37.878,78 R\$/kW e máximo de corte de 87.212,72 R\$/kW. As tarifas obtidas estão apresentadas na Figura 58.

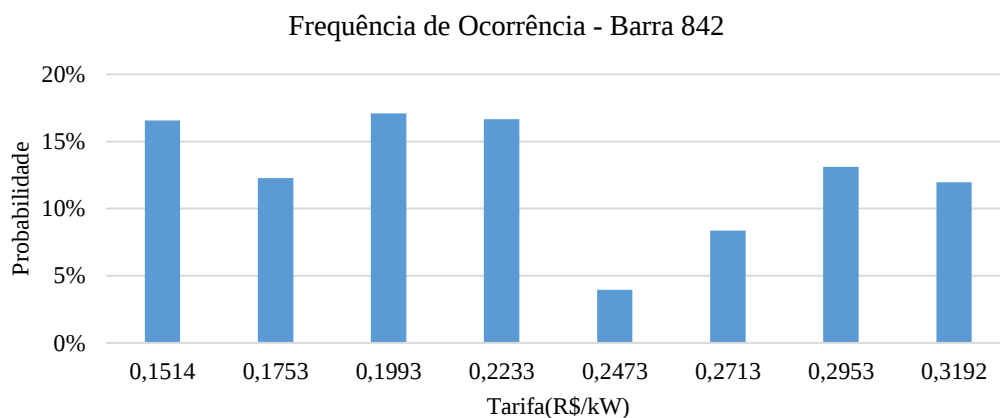


Figura 58: Tarifa Nodal - Barra 842 (SMC)

A classe com a menor ocorrência de tarifas na barra 842 ocorre para os valores entre 0,2234 R\$/kW até 0,2473 R\$/kW. A maior ocorrência de tarifas está nas classes inferiores ao valor de 0,2473 R\$/kW.

• Zonas

Considerando os perfis analisados para a SMC, o algoritmo de determinação de zonas indicou que o sistema deveria ser agrupado conforme a Figura 59.

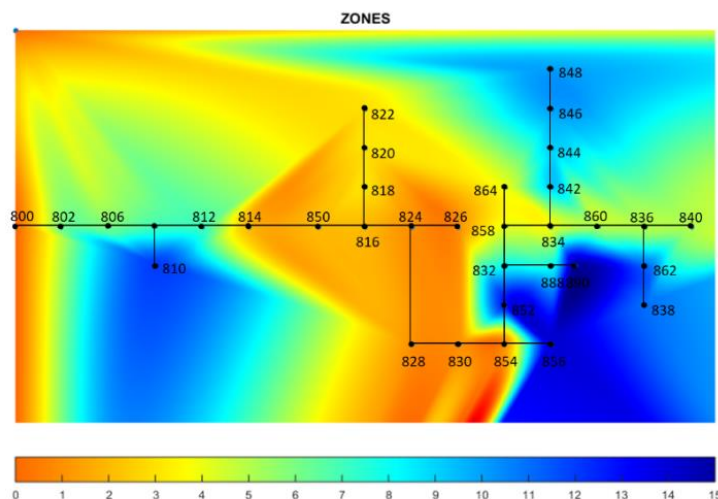


Figura 59: Formulação de Zonas para o cenário 1 - Janeiro (SMC)

7.5.1.2. Cenário 2

O cenário 2, conforme a descrição no item 7.2, inclui a geração distribuída nas barras. Os resultados são apresentados para as Barras 826 e 842. A Figura 60 apresenta o perfil de demanda considerado na SMC, e a Figura 61 apresenta o perfil de geração nessas barras.

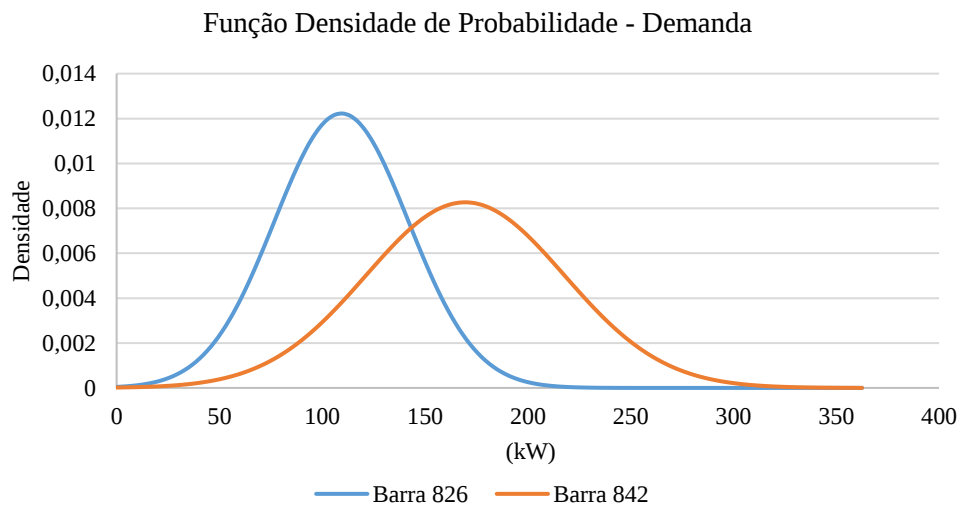


Figura 60: FDP Demanda – Janeiro

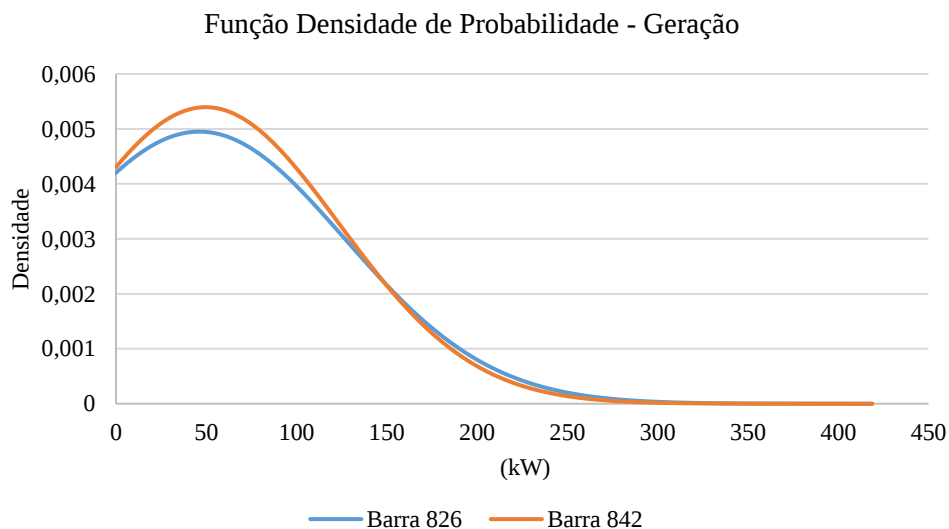


Figura 61: FDP Geração – Janeiro

Os perfis de geração nas duas barras são bem parecidos. O valor médio de geração ao longo do mês de janeiro para a Barra 826 é de 46kW e na Barra 842 é de 49 kW.

• Barra 826

O histograma apresentado na Figura 62, descreve estatisticamente a quantidade de vezes que uma classe de dados ocorreu para o Preço Nodal na barra 826, em função da SMC.

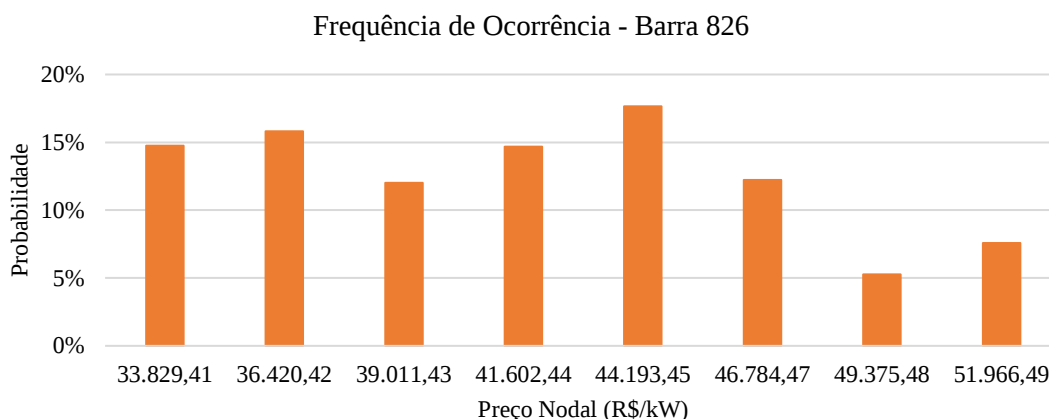


Figura 62: Preço Nodal - Barra 826 (SMC)

A frequência de preços nodais para essa barra é maior para a classe com valor de corte de 44.193,45 R\$/kW, e os valores oscilaram entre 31.238,39 R\$/kW (limite de corte mínimo da primeira classe de 31.238,39 R\$/kW a 33.829,41 R\$/kW) e 51.966,49 R\$/kW que é o limite máximo da última classe de frequência do histograma da Figura 62. As tarifas obtidas para a Barra 826 estão apresentadas através de um histograma na Figura 63.

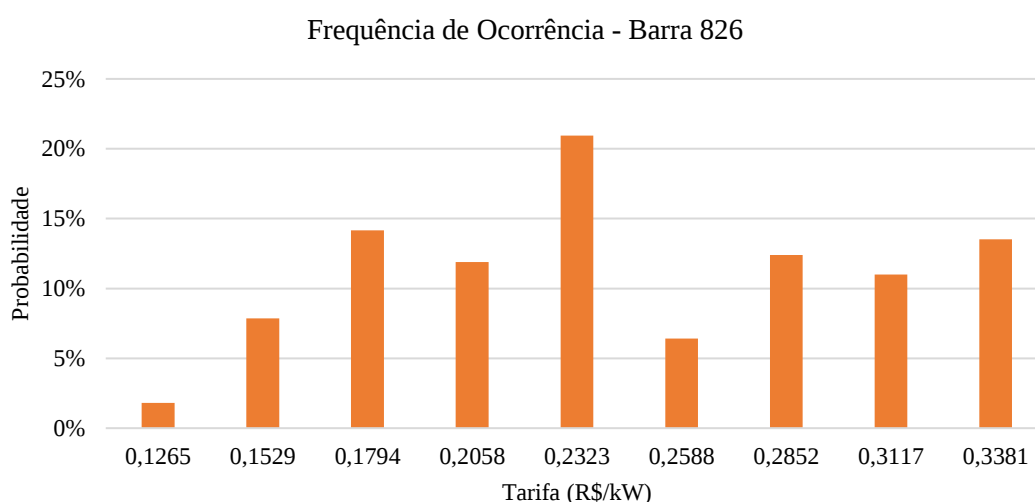


Figura 63: Tarifa Nodal - Barra 826 (SMC)

De acordo com o histograma apresentado na Figura 63, o menor valor de ocorrência das classes de tarifa durante a simulação para o período foi de 0,1 R\$/kW a 0,1265R\$/kW. O valor médio da tarifa para esse período é de 0,2317 R\$/kW, enquanto para o mesmo período no cenário 1 a tarifa média era de cerca de 0,2336 R\$/kW. Os resultados indicam que a inserção da geração distribuída gerou uma redução de menos de 1% na tarifa. A contribuição não foi tão representativa quando consideramos a média, porém os valores de classes menores a 0,2058 R\$/kW ocorreram 36% das vezes na análise, enquanto no cenário 1, os valores próximos a esse valor de corte de classe (0,2078 para o cenário 1) ocorreram com 34% de frequência. O valor médio dos preços nodais para o Cenário 2 ficou cerca de 5% menor que o preço nodal médio para a mesma barra no Cenário 1. Os valores dos

preços nodais médios para a Barra 826 no Cenário 1 é de 42.323,41 R\$/kW e de 40.445,85 R\$/kW para o Cenário 2.

• Barra 842

O histograma obtido para os preços nodais para o cenário 2 para a barra 842, está apresentado na Figura 64.

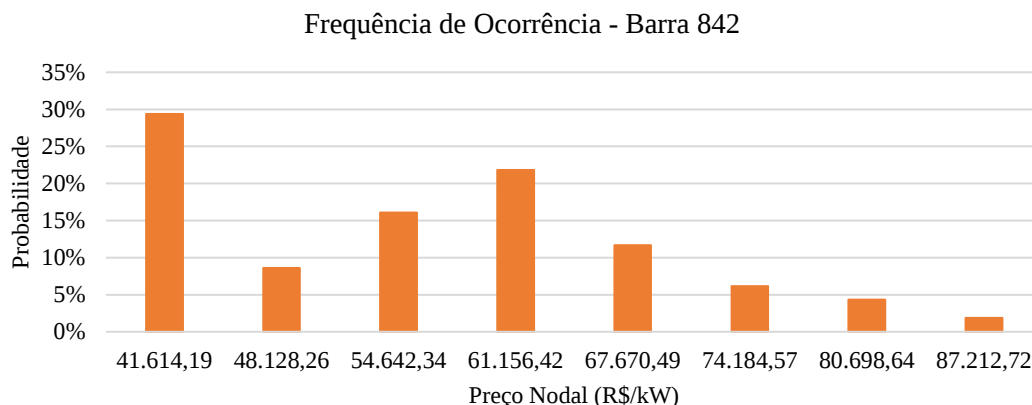


Figura 64: Preço Nodal - Barra 842 (SMC)

Na Barra 842 os valores dos preços nodais ocorreram na maior parte das simulações, dentro da classe de 35.100,11 R\$/kW a 41.614,19 R\$/kW. Além disso, o valor médio do preço nodal reduziu em cerca de 7%. Os valores obtidos para as Tarifas na Barra 842 estão apresentados no histograma da Figura 65.

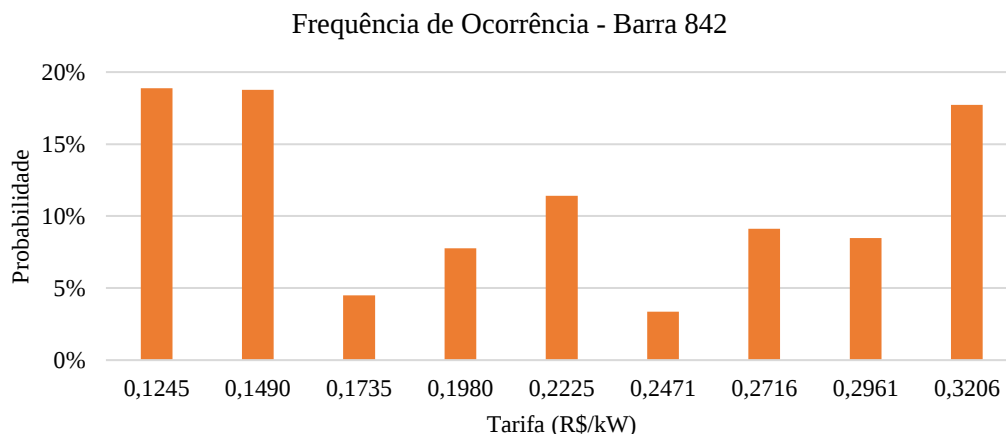


Figura 65: Tarifa Nodal - Barra 842 (SMC)

Valores de tarifas da classe de 0,1 R\$/kW até 0,1980 R\$/kW ocorreram em 51% das simulações, tem-se um aumento de 5% para a ocorrência de tarifas próximo a esse valor de corte de carga, se comparado ao cenário 1 e considerando o valor da classe com corte em 0,1993 R\$/kW. Se apenas o intervalo de tarifas de 0,1 R\$/kW a 0,1490 R\$/kW for considerado, o aumento da ocorrência

de valores nessas classes é de cerca de 21%, quando comparado a classe mais próxima desse valor no cenário 1, de 0,1 R\$/kW a 0,1514 R\$/kW.

• Zonas

Considerando os perfis analisados para a SMC, o algoritmo de determinação de zonas indicou que o sistema deveria ser agrupado conforme a Figura 66.

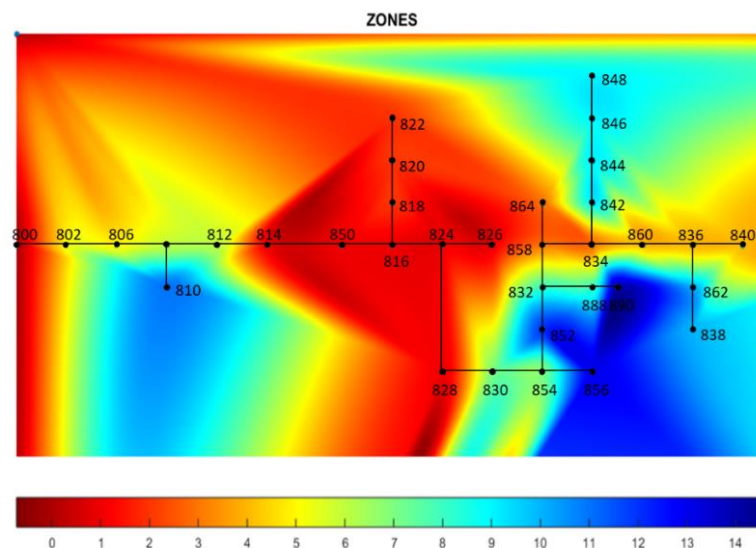


Figura 66: Formulação das Zonas para o cenário 2 - Janeiro (SMC)

7.5.1.3. Cenário 4

O item 7.4 apresenta a descrição do cenário 4, nele consideramos a inclusão da geração distribuída e dos veículos elétricos nas barras, considerando os veículos sendo o do tipo 6. Os resultados são apresentados para as Barras 826 e 842. A Figura 67 apresenta o perfil de demanda considerado na SMC, e a Figura 68 apresenta o perfil de geração nessas barras.

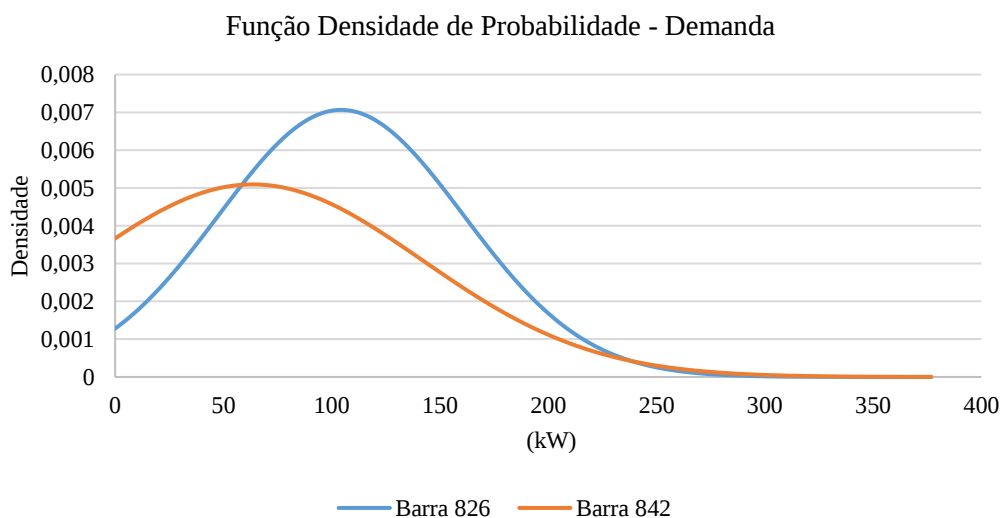


Figura 67: FDP Demanda – Janeiro

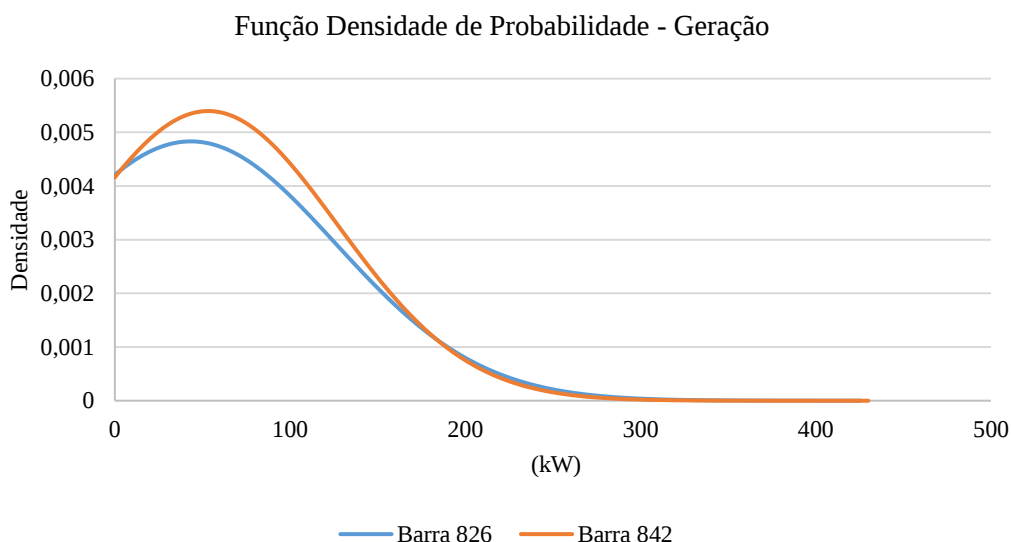


Figura 68: FDP Geração - Janeiro

Os perfis de geração nas duas barras são bem parecidos. O valor médio de geração ao longo do mês de janeiro para a Barra 826 é de 47kW e na Barra 842 é de 53kW.

• Barra 826

O histograma apresentado na Figura 69 descreve estatisticamente a quantidade de vezes que uma classe de dados ocorreu para o Preço Nodal na barra 826, em função da SMC.

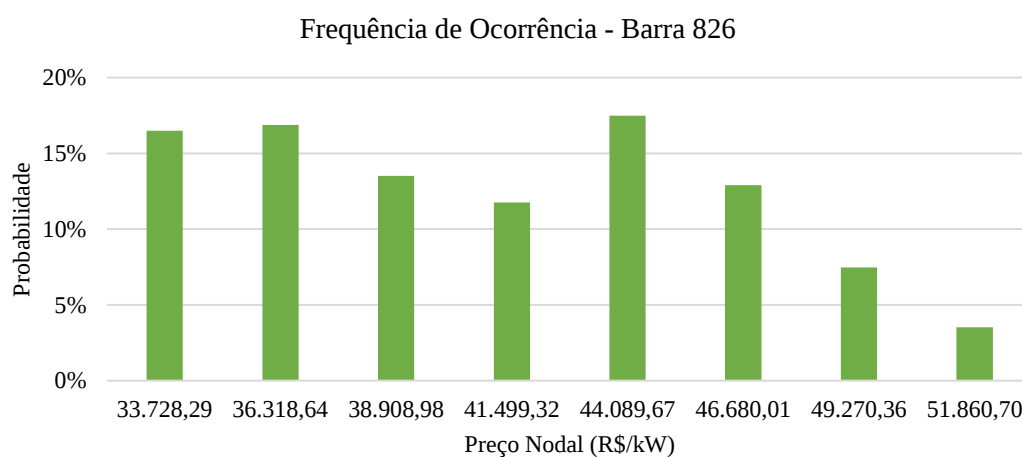


Figura 69: Preço Nodal - Barra 826 (SMC)

A frequência de preços nodais para essa barra é maior para a classe com valor de corte em 44.089,67 R\$/kW e os valores oscilaram entre 31.137,95 R\$/kW e 51.860,70 R\$/kW. O valor médio dos preços nodais para o Cenário 4 ficou cerca de 7% menor que o preço nodal médio para a mesma barra no Cenário 1. O valor do preço nodal médio para a Barra 826 no Cenário 4 é de R\$ 39.729,68. A Figura 70 apresenta o histograma das tarifas nessa barra.

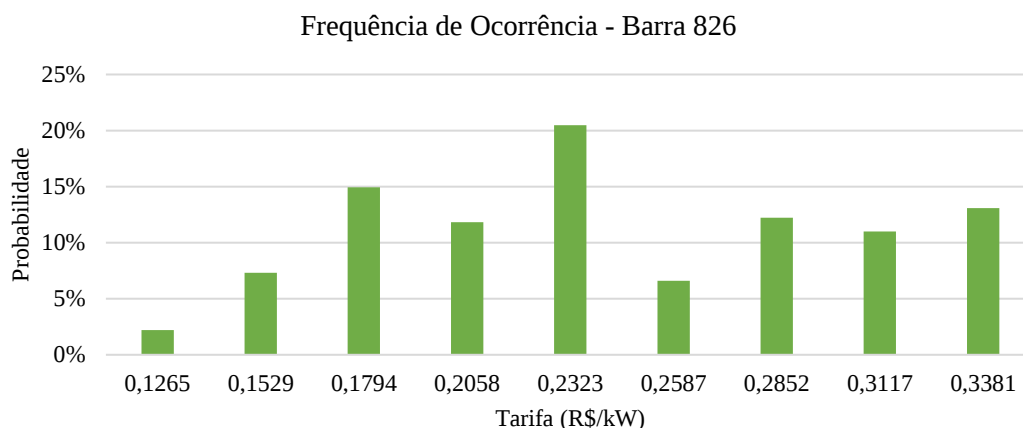


Figura 70: Tarifa Nodal - Barra 826 (SMC)

De acordo com o histograma apresentado na Figura 70, o menor valor de ocorrência das classes de tarifa durante a simulação para o período foi de 0,1 R\$/kW a 0,1265R\$/kW. De acordo com os dados da Figura 70, o valor médio da tarifa para esse período é de 0,2311R\$/kW, enquanto para o mesmo período no cenário 1 a tarifa era de cerca de 0,2336. Os resultados indicam que a inserção da geração distribuída em conjunto com os veículos elétricos, gerou uma redução menor que 2% na tarifa. A contribuição não foi tão representativa quando consideramos a média, porém os valores de classes menores a 0,1794 ocorreram 24% das vezes na análise, enquanto no cenário 1, os valores que englobam essa classe, de 0,1 R\$/kW a 0,1869 R\$/kW, ocorreram 21% das vezes.

• **Barra 842**

O histograma obtido para os preços nodais para o cenário 2 para a barra 842, está apresentado na Figura 71.

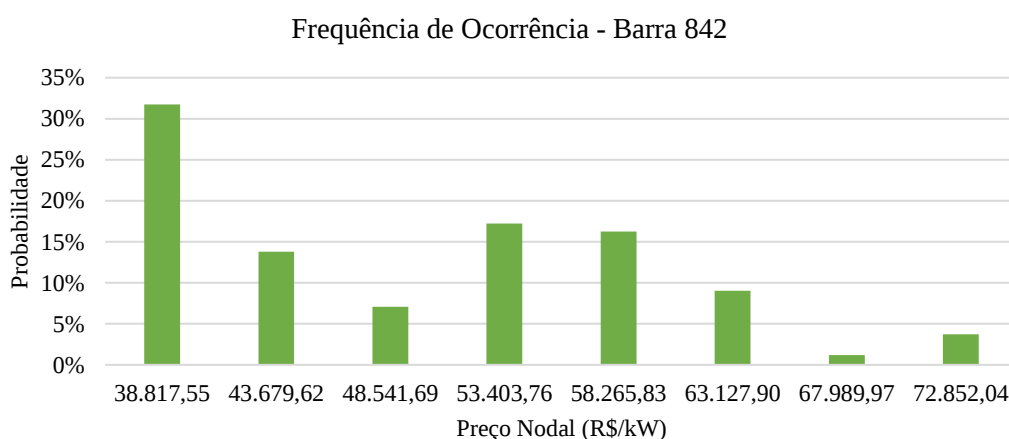


Figura 71: Preço Nodal - Barra 842 (SMC)

Na Barra 842 os valores dos preços nodais médios ocorreram na maior parte das simulações dentro da classe de 33.955,48 R\$/kW a 38.817,55 R\$/kW. Além disso, o valor médio do preço nodal

nesse cenário foi de 47.230,70 R\$/kW, e apresentou uma redução de cerca de 20% em comparação ao cenário 1 e 12% em comparação ao cenário 2. Os valores obtidos para as Tarifas na Barra 842 estão apresentados no histograma da Figura 72.

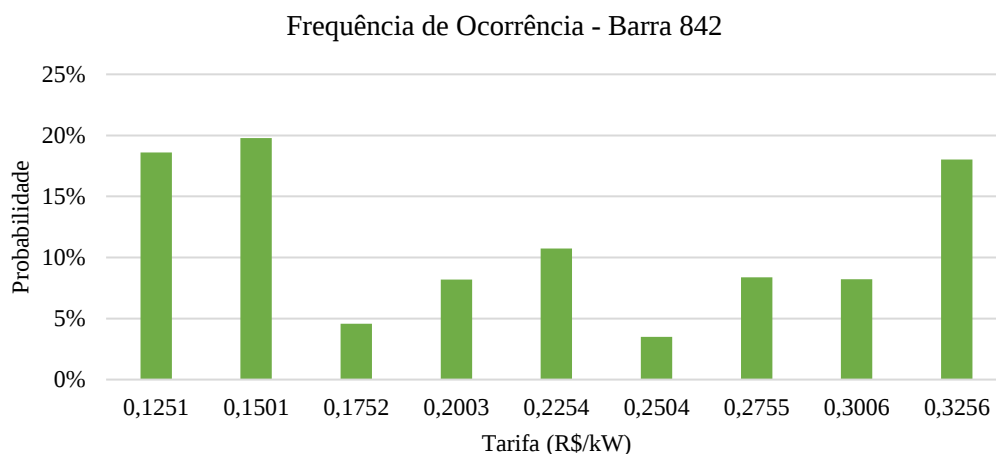


Figura 72: Tarifa Nodal - Barra 842 (SMC)

Valores de tarifas de até 0,2003 R\$/kW ocorreram em 52% das simulações, se apenas o intervalo de tarifas de 0,1 a 0,1501 R\$/kW for considerado, observa-se que a frequência de ocorrência das tarifas é de 39%.

• Zonas

Considerando os perfis analisados para a SMC, o algoritmo de determinação de zonas indicou que o sistema deveria ser agrupado conforme a Figura 73.

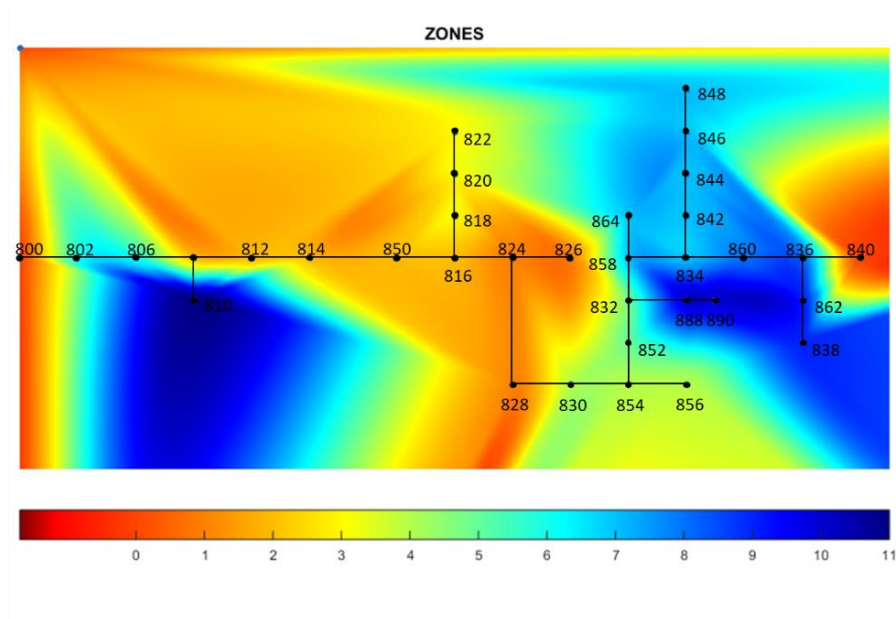


Figura 73: Formulação das Zonas para o cenário 4 - Janeiro (SMC)

7.5.2 JULHO

7.5.2.1. Cenário 1

Nesse cenário o sistema foi considerado apenas com as cargas conectadas aos barramentos. Todas as barras foram consideradas, porém, para simplificação da apresentação dos resultados apenas duas barras serão analisadas: Barra 826 e Barra 842. A Figura 74 apresenta o comportamento da demanda obtido através da SMC para essas duas Barras.

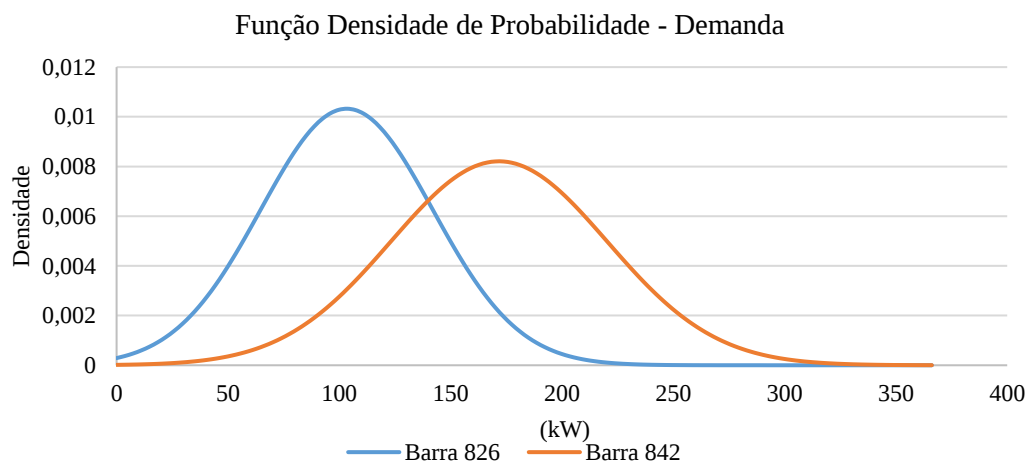


Figura 74: FDP - Demanda - Julho

De acordo com a FDP obtida através da distribuição normal, temos que os valores de consumo médio para a Barra 826 é de cerca de 100 kW. Já a Barra 842 apresenta valores de consumo maiores, com média em cerca de 170 kW.

• Barra 826

O histograma apresentado na Figura 75 descreve estatisticamente a quantidade de vezes que uma classe de dados ocorreu para o Preço Nodal na barra 826, em função da SMC.

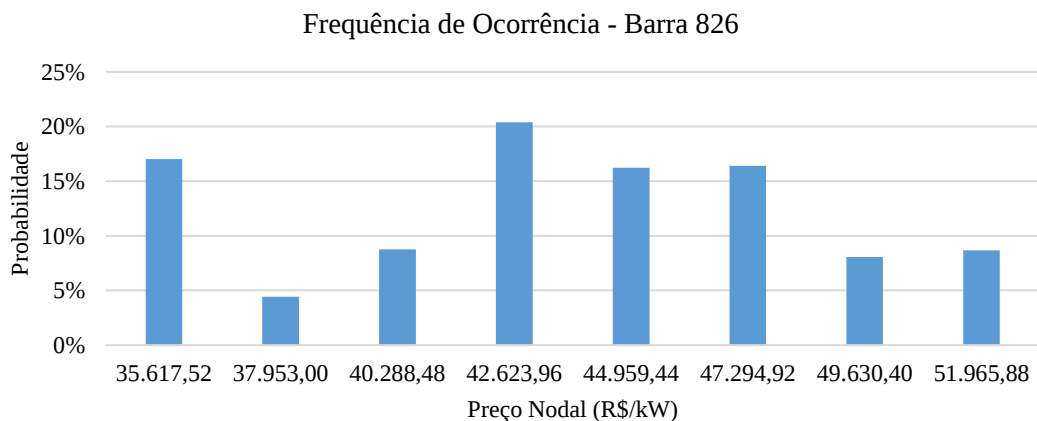


Figura 75: Preço Nodal - Barra 826 (SMC)

Os preços nodais apresentam uma variação entre aproximadamente 33 mil R\$/kW e 52 mil R\$/kW. Os valores com maior ocorrência pertencem a classe com corte em 42.623,96 R\$/kW. O valor médio é de 42.184,76 R\$/kW. Considerando os pré-requisitos já detalhados nesse estudo, e os resultados obtidos pela SMC da série de dados para julho, calculou-se as Tarifas na Barra 826, e elas são apresentadas pelo histograma da Fig. 76.

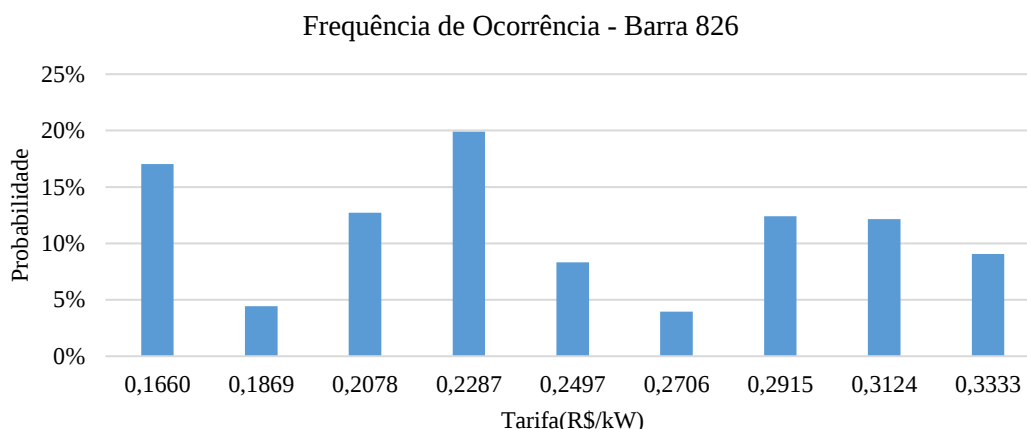


Figura 76: Tarifa Nodal - Barra 826 (SMC)

A maior probabilidade de ocorrência da Tarifa é de cerca de 0,2287 R\$/kW. Os preços variam ao longo do tempo, e podem atingir o valor máximo dentro da classe de 0,3333 R\$/kW.

• **Barra 842**

Considerando os dados para a barra 842, um histograma para o Preço Nodal também foi apresentado, conforme a Figura 77.

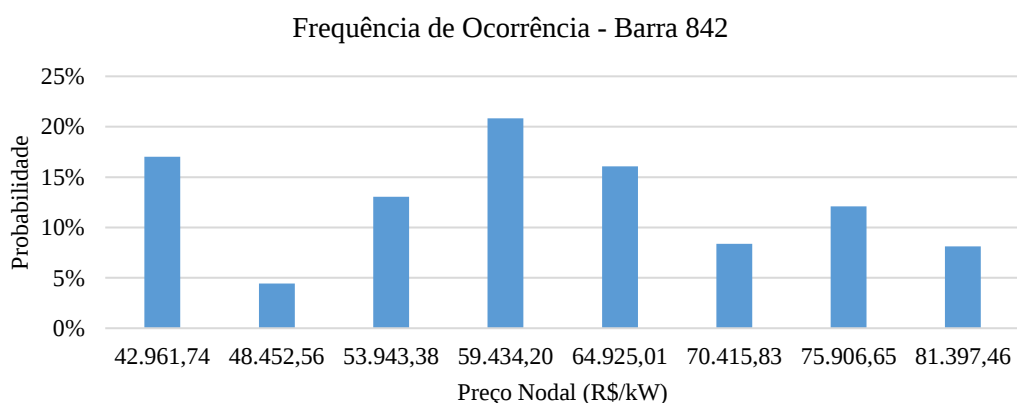


Figura 77: Preço Nodal - Barra 842 (SMC)

A frequência de preços nodais para essa barra é maior para a classe de 59.434,20 R\$/kW, e os valores oscilaram entre 37.470,93 R\$/kW e 81.397,46 R\$/kW. As tarifas obtidas para a Barra 842, estão apresentadas através de um histograma na Figura 78. A classe com menor ocorrência de tarifa

na barra 842 é de 0,2272 R\$/kW a 0,2521 R\$/kW, e a concentração maior de ocorrências de valores de tarifas aconteceu na classe com o valor de corte em 0,2021RS/kW.

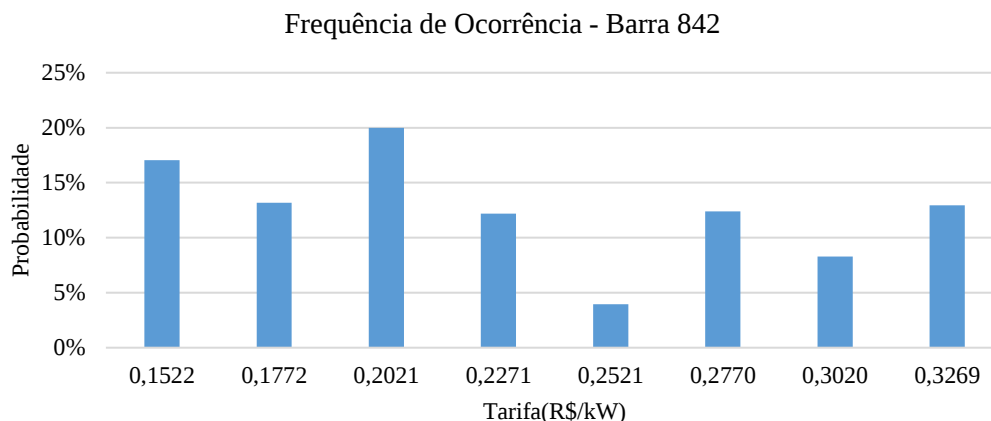


Figura 78: Tarifa Nodal - Barra 842 (SMC)

- **Zonas**

Considerando os perfis analisados para a SMC, o algoritmo de determinação de zonas indicou que o sistema deveria ser agrupado conforme a Figura 79.

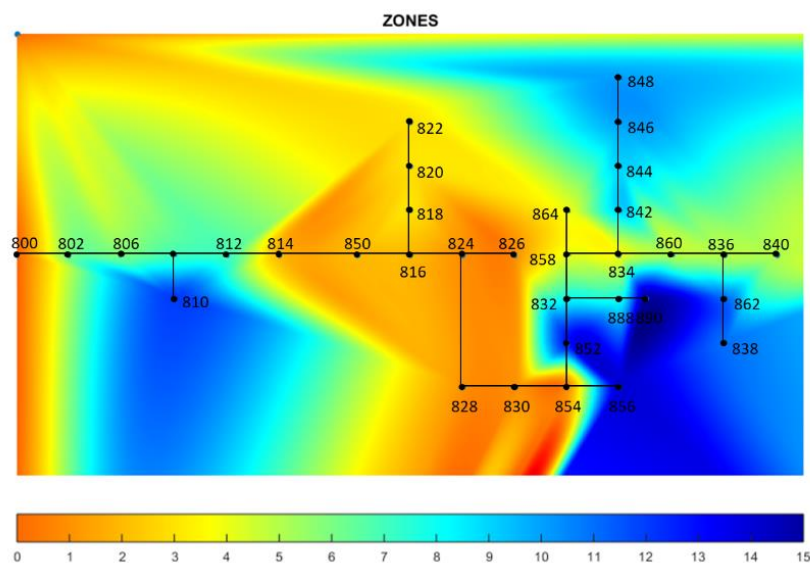


Figura 79: Formulação das Zonas para o cenário 1 - Julho (SMC)

7.5.2.2. Cenário 2

O cenário 2, conforme a descrição no item 7.2, inclui a geração distribuída nas barras. Os resultados são apresentados para as Barras 826 e 842. A Figura 80 apresenta o perfil de demanda considerado na SMC, e a Figura 81 apresenta o perfil de geração nessas barras.

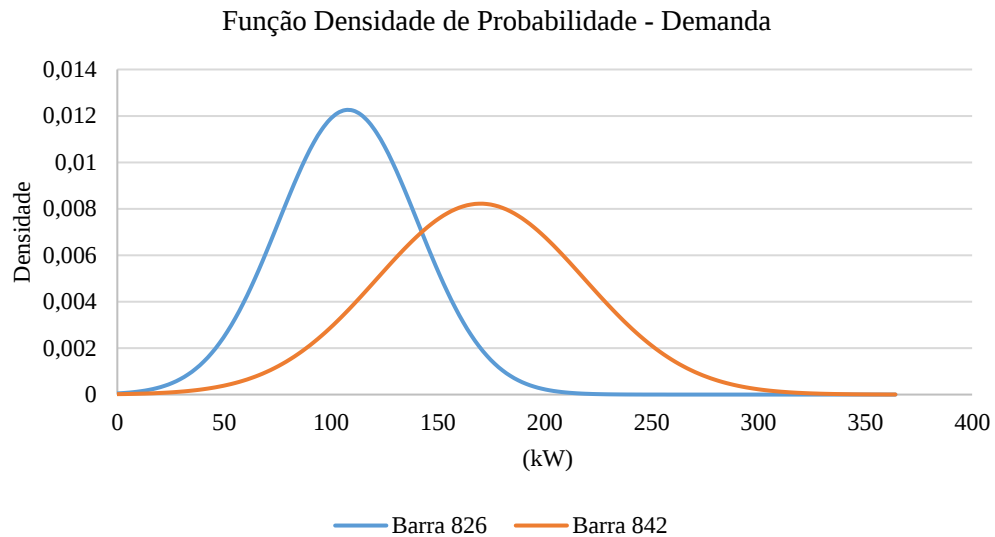


Figura 80: FDP - Demanda (SMC)

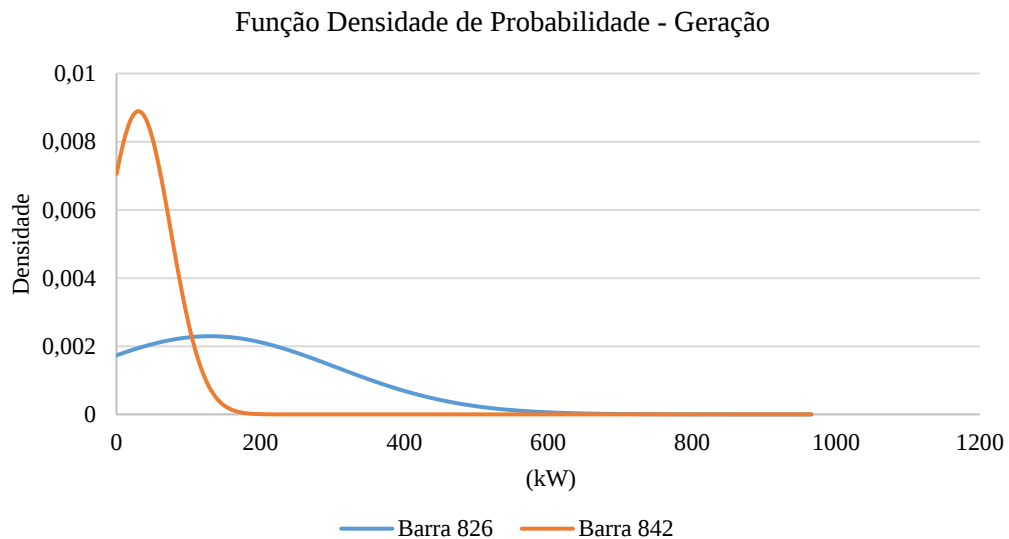


Figura 81: FDP - Geração (SMC)

Os perfis de geração nas duas barras não são muito parecidos. O valor médio de geração ao longo do mês de julho para a Barra 826 é de 130 kWh e na Barra 842 é de 30 kWh.

• **Barra 826**

O histograma apresentado na Figura 82 descreve estatisticamente a quantidade de vezes que uma classe de dados ocorreu para o Preço Nodal na barra 826, em função da SMC.

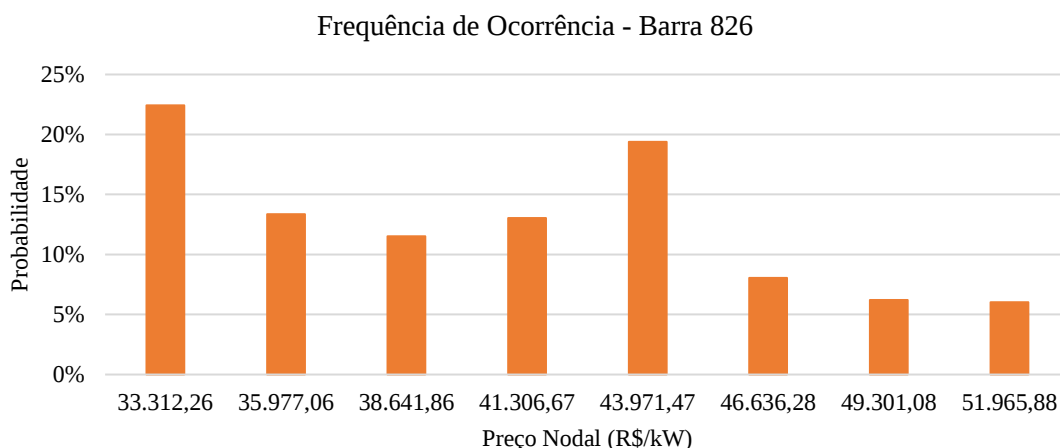


Figura 82: Preço Nodal - Barra 826 (SMC)

A frequência de preços nodais para essa barra é maior para a classe com corte de 33.312,26 R\$/kW, e os valores oscilaram entre 30.647,45 R\$/kW e 51.965,88 R\$/kW. O valor médio dos preços nodais para o Cenário 2 ficou cerca de 7% menor que o preço nodal médio para a mesma barra no Cenário 1. A Figura 83 apresenta o histograma das tarifas nessa barra.

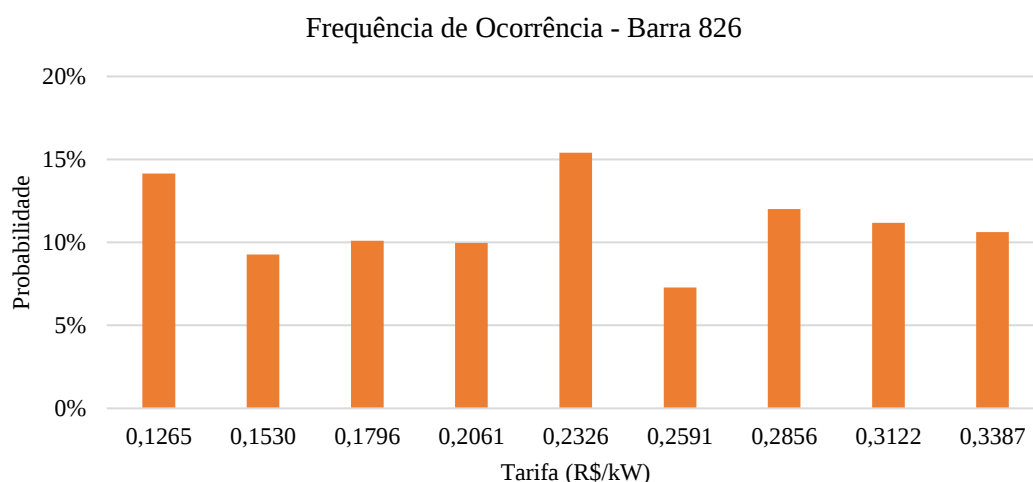


Figura 83: Tarifa Nodal - Barra 826 (SMC)

De acordo com o histograma apresentado na Figura 83, o menor valor de ocorrência das classes de tarifa durante a simulação para o período foi de 0,2327 R\$/kW a 0,2591 R\$/kW. O valor máximo da tarifa foi de 0,3387, e 33% das ocorrências ficaram menores que 0,1796 R\$/kW enquanto no cenário 1, os valores nessa faixa ocorreram 21% das vezes.

• **Barra 842**

O histograma obtido para os preços nodais para o cenário 2 para a barra 842, está apresentado na Figura 84.

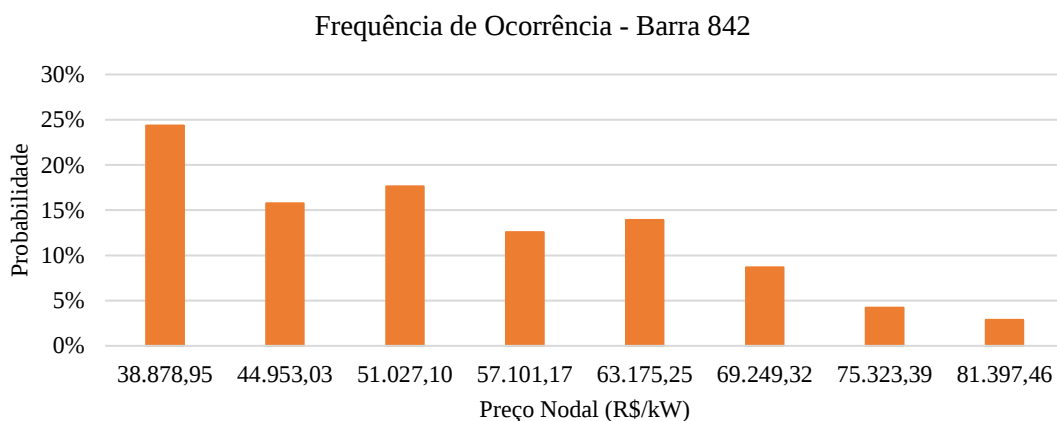


Figura 84: Preço Nodal - Barra 842 (SMC)

Na Barra 842 os valores dos preços nodais ocorreram na maior parte das simulações dentro da classe de 32.804,88 a 38.878,95 R\$/kW. Além disso, o valor médio do preço nodal reduziu em cerca de 14% comparado ao cenário 1, sendo de 50.097,55 R\$/kW nesse cenário. Os valores obtidos para as Tarifas na Barra 842 estão apresentados no histograma da Figura 85.

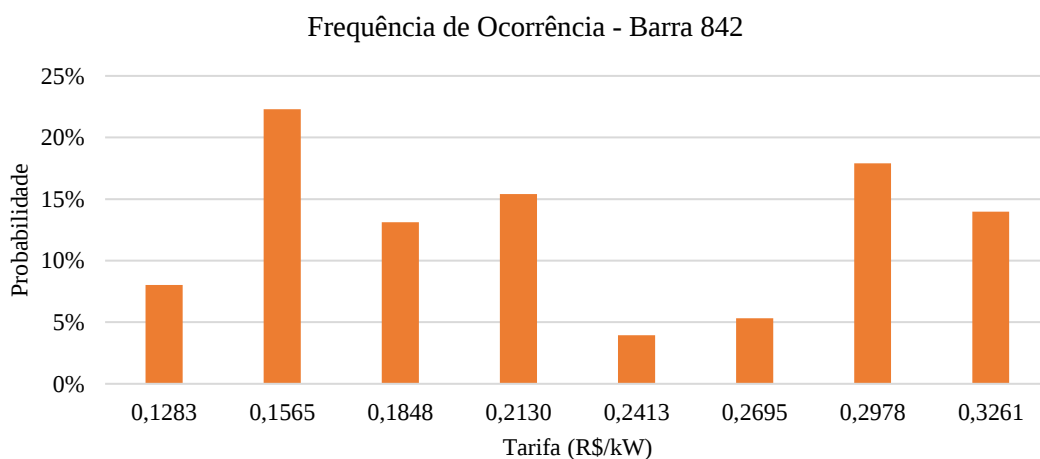


Figura 85: Tarifa Nodal - Barra 842 (SMC)

Valores de tarifas de até 0,1848 R\$/kW ocorreram cerca de 43% das simulações.

• **Zonas**

Considerando os perfis analisados para a SMC, o algoritmo de determinação de zonas indicou que o sistema deveria ser agrupado conforme a Figura 86.

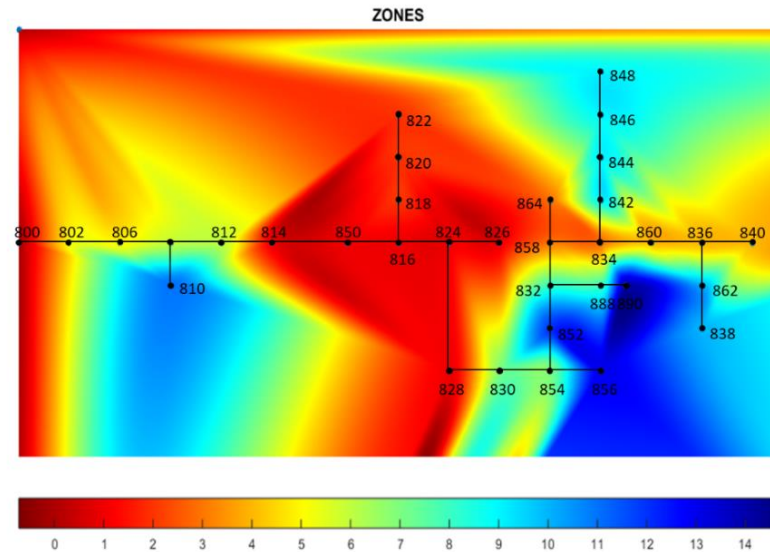


Figura 86: Formulação das Zonas para o Cenário 2 - Julho (SMC)

7.5.2.3. Cenário 4

Conforme descrição do item 7.4, o cenário 4 inclui a geração distribuída e os veículos elétricos como geradores nas barras. Os resultados são apresentados para as Barras 826 e 842. A Figura 87, apresenta o perfil de demanda considerado na SMC, e a Figura 88 apresenta o perfil de geração nessas barras.

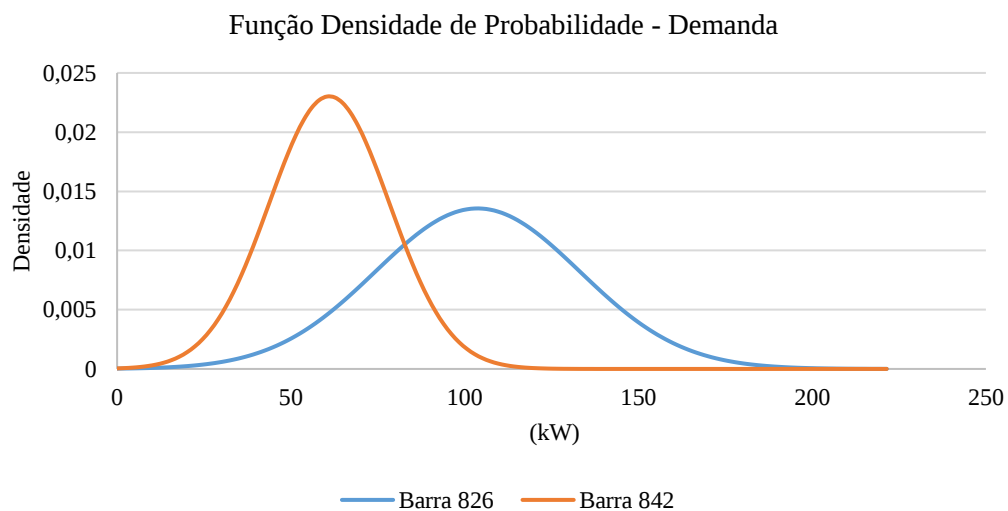


Figura 87: FDP - Demanda (SMC)

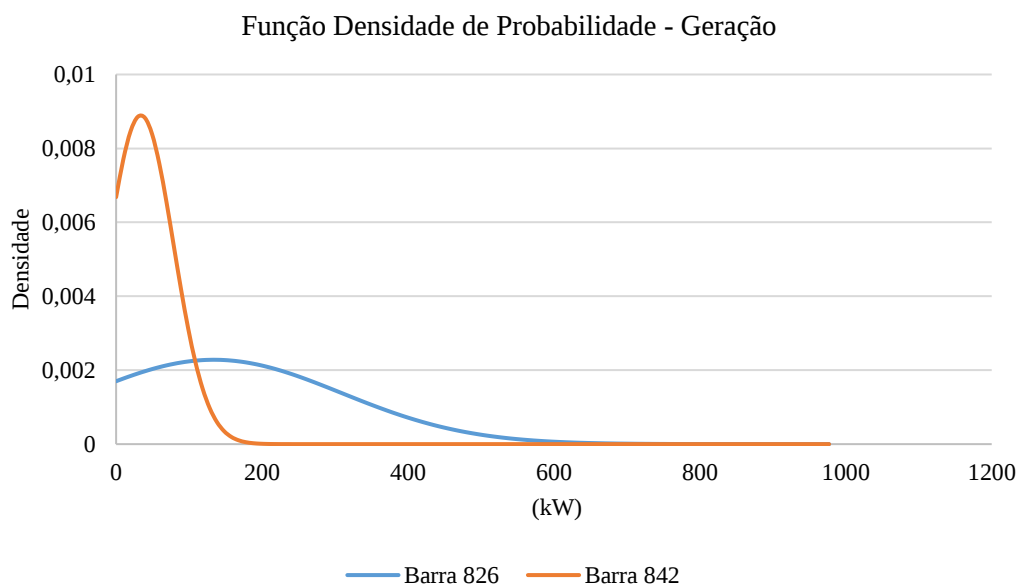


Figura 88: FDP - Geração (SMC)

Os perfis de geração nas duas barras não são muito parecidos. O valor médio de geração ao longo do mês de julho para a Barra 826 é de 133 kW e na Barra 842 é de 33 kW.

• **Barra 826**

O histograma apresentado na Figura 89 descreve estatisticamente a quantidade de vezes que uma classe de dados ocorreu para o Preço Nodal na barra 826, em função da SMC.

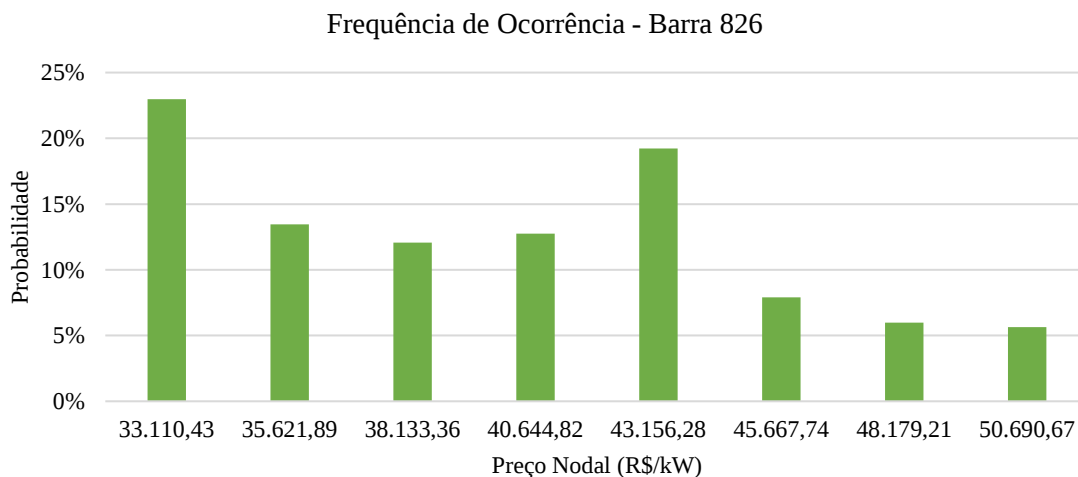


Figura 89: Preço Nodal - Barra 826 (SMC)

A frequência de preços nodais para essa barra é maior para as classes até 43.156,28 R\$/kW e os valores oscilaram entre 30.598,97 R\$/kW e 50.690,67 R\$/kW. O valor médio dos preços nodais para o Cenário 4 ficou cerca de 9% menor que o preço nodal médio para a mesma barra no Cenário 1, e 2% menor que no cenário 2. A Figura 90 apresenta o histograma das tarifas nessa barra.

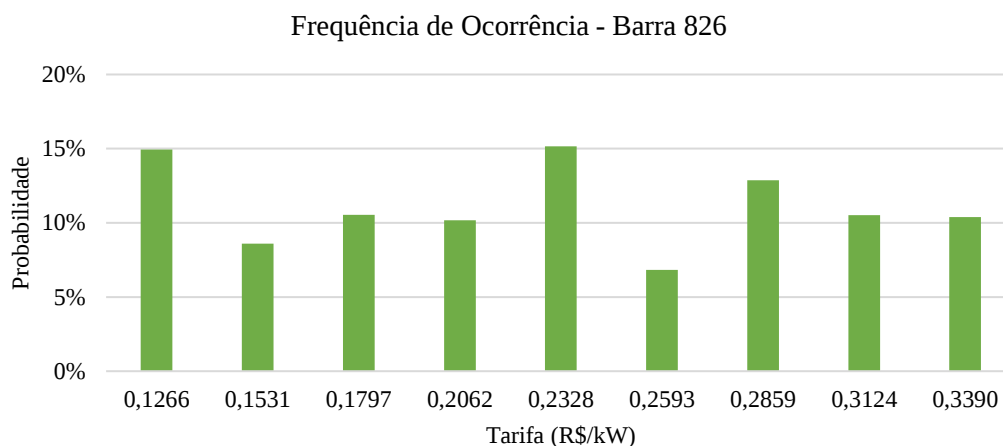


Figura 90: Tarifa Nodal - Barra 826 (SMC)

O valor máximo da tarifa foi de 0,3339 R\$/kW e 45% das ocorrências ficaram menores que 0,2062 R\$/kW, enquanto no cenário 1, os valores próximos a esse corte de classe (0,2078 R\$/kW) ocorreram com uma frequência de 34%.

• **Barra 842**

O histograma obtido para os preços nodais obtidos para a barra 842, está apresentado na Figura 91.

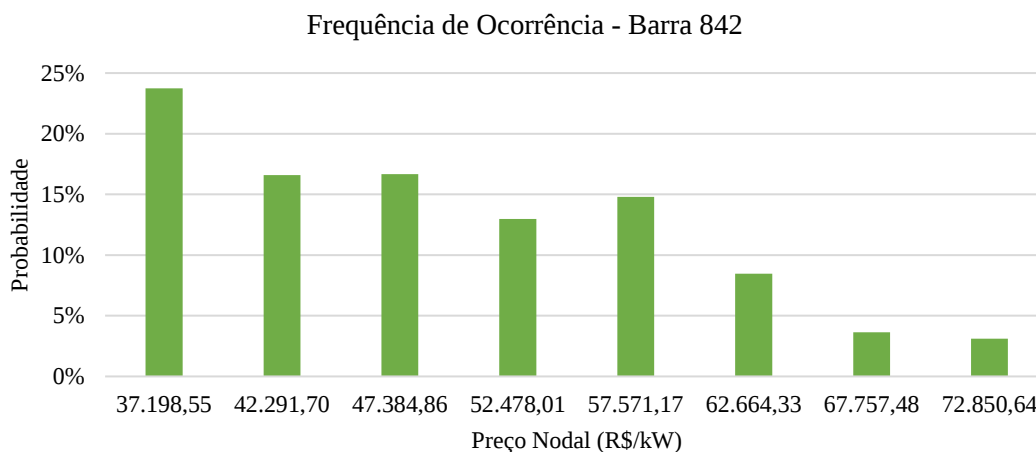


Figura 91: Preço Nodal - Barra 842 (SMC)

Na Barra 842 os valores dos preços nodais ocorreram na maior parte das simulações dentro da classe de 32.105,39 R\$/kW a 37.198,55 R\$/kW. Além disso, o valor médio do preço nodal ficou em 46.682,95 R\$/kW, apresentando uma redução de cerca de 20% em relação ao cenário 1. Os valores obtidos para as Tarifas na Barra 842 estão apresentados no histograma da Figura 92.

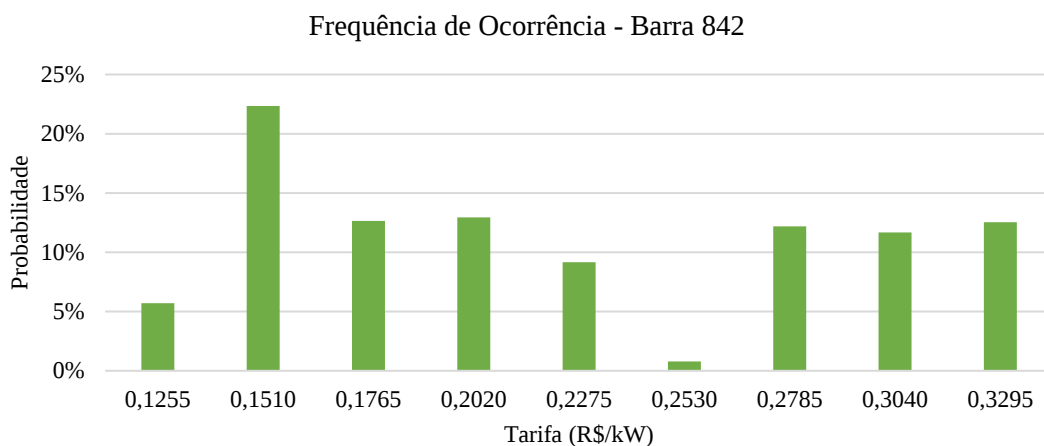


Figura 92: Tarifa Nodal - Barra 842 (SMC)

Valores de tarifas de até 0,1765 R\$/kW ocorreram cerca de 41% das simulações, comparado ao cenário 1, temos um aumento de 11% para a ocorrência de tarifas próximo a esse valor de corte de classe, que para o cenário 1 foi considerado como 0,1772 R\$/kW.

• Zonas

Considerando os perfis analisados para a SMC, o algoritmo de determinação de zonas indicou que o sistema deveria ser agrupado conforme a Figura 93.

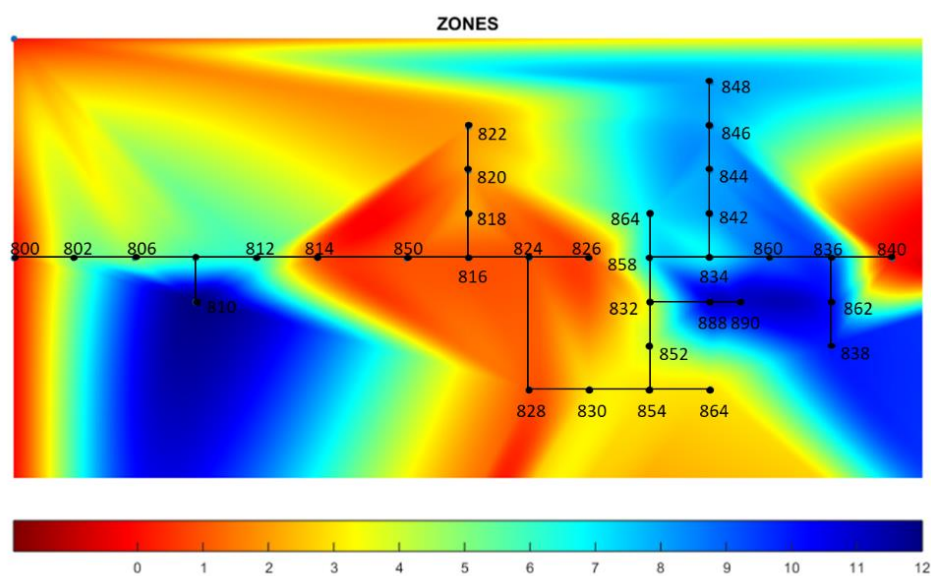


Figura 93: Formulação das Zonas para o Cenário 4 - Julho (SMC)

7.5.3. Quadro de resumo

Para simplificar e exemplificar melhor os resultados obtidos para os cenários nos dois períodos do ano simuladas, as Tabelas 5 e 6 apresentam os valores médios para os preços nodais e as tarifas obtidas, respectivamente.

Tabela 5: Preço Nodal médio nas Barras 826 e 842 - SMC

Período	Cenário	PN médio (R\$/kW)	
		Barra 826	Barra 842
JANEIRO	1	42.323,41	58.781,95
	2	40.445,85	53.150,10
	4	39.729,68	47.230,70
JULHO	1	42.184,76	58.415,62
	2	39.304,36	50.097,46
	4	38.599,85	46.682,95

Tabela 6: Tarifas médias para as Barras 826 e 842 - SMC

Período	Cenário	TF média (R\$/kW)	
		Barra 826	Barra 842
JANEIRO	1	0,2336	0,2158
	2	0,2317	0,2012
	4	0,2311	0,2036
JULHO	1	0,2334	0,2157
	2	0,2160	0,2089
	4	0,2150	0,2150

Comparando os resultados obtidos nas Tabelas anteriores, tem-se que os preços nodais apresentam uma redução mais significativa quando os veículos e os geradores distribuídos estão operando em conjunto. Nas análises onde apenas cargas foram conectadas ao sistema, as tarifas apresentaram médias de valores próximas as tarifas com a inclusão da geração distribuída, por uma razão principal, pois existe uma parcela de responsabilidade da GD que irá se somar à parcela da tarifa da carga, e o pequeno desconto que se encontra entre esses cenários acontece em função do benefício gerado no preço nodal. As zonas se modificaram, mas mostraram um comportamento mais estável em função da geração considerada em cada período. Não é viável o planejamento zonal tão flexível quanto o que os veículos demandam da rede, e por essa razão, é necessário a previsão de geração dos veículos agregados ao longo do sistema, e a determinação de zonas para um período de tempo maior quando esses veículos são considerados. Esse é um dos desafios encontrados para o emprego desse tipo de modelo de precificação composto por geradores distribuídos.

8. Conclusões

A prática de regulação tarifária mais justa no sistema é aquela cujo consumidor é responsabilizado pelo real custo imposto à rede de distribuição sem que o desenvolvimento da geração distribuída ou das tecnologias de armazenamento, como os veículos elétricos, seja prejudicado. A descrição dos custos locacionais possibilita a implementação de políticas de incentivos mais eficientes para esse cenário novo. Não é razoável que os subsídios ocultos e ofertados às novas tecnologias do mercado continuem ocorrendo da forma que ocorrem, onde os consumidores de menor uso subsidiam os de maior uso.

A análise locativa e de eficiência, busca deixar o planejamento do sistema mais transparente para todos os integrantes. Principalmente, quando indica que as unidades de geração têm o poder sobre a reformulação das zonas, ficando claro a sua interferência sobre os preços nodais e zonais no sistema. A importância está em distinguir os subsídios a serem aplicados para cada tipo de formulação de mercado no setor, diferente do que ocorre no modelo atual de gestão no Brasil.

Nota-se, que nem sempre a geração distribuída é bem-vinda aos usuários da rede quando a análise é feita utilizando o Custo Incremental por nó. A distribuição desses gastos torna-se mais regular quando o sistema é apresentado na forma de zonas de mercado, com a distinção do perfil de um grupo. Se a análise for puramente nodal, a barra onde a geração distribuída está posicionada deverá colher o ônus e o bônus de sua atividade, e fica limitada a várias condições de operação.

No caso dos veículos elétricos, fica perceptível, em uma análise locacional, que eles não têm potencial de geração quando operam sozinhos, ou em um ponto com poucas máquinas. A alternativa para a utilização da funcionalidade V2G de forma amigável à rede, pode estar na configuração de uma regulação capaz de concentrar o maior número de baterias em um mesmo ponto. Essa prática está em conformidade com o aproveitamento da geração distribuída por geração compartilhada.

No cenário 1, as tarifas são mais baixas no horário de pico o que é uma característica da metodologia utilizada. Além disso, as tarifas variaram conforme o comportamento da demanda no sistema. As barras e zonas que estão localizadas próximas à barra de referência apresentam valores inferiores para o Preço Nodal, porém para as tarifas essa afirmação nem sempre pode ser aplicada.

No cenário 2 os preços nodais se modificaram. Em alguns momentos eles apresentaram valores menores que no cenário 1 para o mesmo ponto. Algumas barras passaram a indicar valores mais baixos quando a geração distribuída foi inserida. Considerando o fator de proporcionalidade aplicado em um primeiro momento, a tarifa alcançou valores muito elevados. Para as zonas também aconteceu essa elevação no preço da tarifa. Nesse cenário, considera-se que existe uma parcela referente à carga e uma parcela de tarifa referente à geração. Duas observações são importantes: a geração distribuída pode implicar em altos valores de tarifas nodais e o volume energético desses sistemas foi melhor aproveitado quando considerados em uma zona. Além disso, as zonas se modificaram.

No cenário 3 os veículos foram considerados em um primeiro momento no horário de pico. No momento que os veículos foram incluídos no sistema, o preço nodal apresentou uma leve redução. Aconteceu o mesmo que no cenário 2 quando os veículos entraram como geração, as tarifas apresentaram valores superiores nesse momento. Comparando as duas situações pode-se considerar que, quanto menor foi a geração inserida, maior foi o valor da tarifa encontrada.

O cenário 4 foi o estudo de caso que aplicou algumas variações consideradas necessárias para melhorar o comportamento do sistema quando recebe geração distribuída, e permitir que a aplicação de uma tarifa para esses usuários seja mais equilibrada e continue tornando atrativo esse tipo de ação. Isso foi aplicado considerando que a utilização da GD deve ser equilibrada ao investimento feito para que ela possa utilizar a rede. Ou seja, a GD só deverá sofrer algum tipo de cobrança quando ela apresentar um volume de energia representativo. Quando se considera o cenário onde a GD não é onerada pelo uso da rede e sobre ela será aplicado o sistema de compensação de energia, considera-se que os custos globais de injeção de potência e consumo naquela unidade, principalmente quando se fala dos veículos elétricos, serão proporcionais. Quando o potencial é maior que o valor mínimo, é razoável a adoção de um sistema no qual o critério tarifário seja aplicado à medida que a fonte se tornar mais competitiva com a evolução tecnológica ou expansão do sistema distribuído.

Comparando os 4 primeiros cenários com os dados obtidos no cenário 5 onde a SMC é aplicada, observou-se um comportamento semelhante. Quando o sistema opera sem a inserção da GD e dos veículos, os preços nodais são mais elevados. Se a GD e os veículos são considerados, os preços nodais apresentam redução e as tarifas apresentam uma variação em função da inserção de geração. As zonas também se modificaram em razão da sensibilidade dos preços nodais à inserção das fontes renováveis.

Essa flexibilidade dada pelos diferentes cenários de operações na rede, pode ser utilizada como parâmetro para otimizar as transações em um sistema de distribuição no contexto de *smarts grids*, resultando em uma distribuição de custos mais equilibrada para todos os agentes do mercado, baseado em um novo modelo de negócio. No entanto, a falta de regulamentação inteligente também pode levar à manipulação de preços de mercado, resultando em altos preços spot de eletricidade, com benefícios para alguns agentes e despesas injustas sobre outros agentes. As discussões apresentadas no trabalho não têm o objetivo de apresentar um cenário de vulnerabilidade do setor, mas uma discussão para que exista uma melhor distribuição de custos entre os consumidores presentes no sistema.

Por fim, verificou-se que a sinalização econômica proveniente do modelo de custo incremental, indica que, quanto mais escassos forem os recursos disponíveis na rede de distribuição, maior é o preço pelo seu uso. Além disso, indica que o proprietário de um sistema distribuído colhe o bônus pela sua oferta de energia ao sistema, mas que ele pode ser responsabilizado pela utilização dos circuitos e toda estrutura que a distribuidora tem para a gestão do fluxo de energia na rede elétrica. A

geração distribuída auxilia em uma melhoria locacional, mas nem sempre ela é compensadora para os usuários do sistema de forma global.

8.1 Propostas Futuras

As propostas de trabalhos futuros são apresentadas a seguir.

- Incluir as perdas no processo de cálculo dos preços nodais, zonais e tarifas.
- Identificar através de algoritmos probabilísticos uma forma de associar a carga dos veículos elétricos conforme um padrão de direção de uma região do país, verificando as possibilidades de conexão desses automóveis à rede
- Aplicar métodos de otimização para a determinação dos fatores de rateio dos custos entre as GD's e os demais usuários da rede.

8.2 Publicações de artigos técnico-científicos

A. C. B. Botan, G. L. Thiago Filho, **P. M. Duarte**, R. G. R. Camacho, and I. F. S. dos Santos, “Energia hidrocínética: aproveitamento em correntes de baixas velocidades,” in X Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, 2016, pp. 1–13.

L. D. Campello, **P. M. Duarte**, P. F. Ribeiro, and T. E. De Oliveira, “Hosting capacity of a university electrical grid considering the inclusion of wind-turbines for different background distortions,” in Proceedings of International Conference on Harmonics and Quality of Power, ICHQP, 2016, pp. 1026–1031.

K. A. G. Dos Santos, **P. M. Duarte**, P. F. Ribeiro, and P. M. Silveira, “The impact of non-sinusoidal voltages on the harmonic generation of power electronics converters,” in Proceedings of International Conference on Harmonics and Quality of Power, ICHQP, 2016, pp. 762–767.

J. A. S. Neto, A. C. Z. De Souza, E. V. De Lorenci, T. P. Mendes, **P. M. D. Dos Santos**, and B. D. N. Nascimento, “Static Voltage Stability Analysis of an Islanded Microgrid Using Energy Function,” IEEE Access, vol. 8, pp. 1–11, 2020.

P. M. D. dos Santos, E. Ribeiro, A. C. Zambroni de Souza, and B. D. Bonatto, “Análise da contribuição da energia solar no preço da tarifa de um posto de abastecimento de veículos elétricos utilizando o modelo tarot,” in Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE), 2018, pp. 1–6.

P. M. D. dos Santos, A. C. Zambroni de Souza, B. D. Bonatto, T. P. Mendes, J. A. S. Neto, and A. C. B. Botan, “Analysis of solar and wind energy installations at electric vehicle charging stations in a region in Brazil and their impact on pricing using an optimized sale price model,” Int J Energy Res., pp. 1–20, 2020.

P. M. D. dos Santos, A. C. Zambroni de Souza, B. D. Bonatto, and P. G. Ribeiro, “Aspectos e Desafios Regulatórios,” in Integração de Renováveis e Redes Elétricas Inteligentes, 1 th., E. Interciência, Ed. Brasil, 2020.

9. Referências Bibliográficas

- [1] R. D. Guarizi, “Preços nodais em sistemas de distribuição de energia elétrica para a inserção de recursos energéticos distribuídos,” Universidade Estadual do Oeste do Paraná (Dissertação de Mestrado), 2014.
- [2] D. Newbery and G. Strbac, “Economics of Transportation What is needed for battery electric vehicles to become socially cost competitive?,” *Econ. Transp.*, vol. 5, pp. 1–11, 2016.
- [3] A. Cifor, P. Denholm, E. Ela, B. Hodge, and A. Reed, “The policy and institutional challenges of grid integration of renewable energy in the western United States,” *Util. Policy*, vol. 33, no. 2015, pp. 34–41, 2015.
- [4] F. D. M. Chaves, “Serviços ancilares através da geração distribuída: reserva de potência ativa e suporte de reativos,” Universidade Estadual de Campinas (Tese de Doutorado), 2009.
- [5] N. Kelsey and J. Meckling, “Energy Research & Social Science Who wins in renewable energy? Evidence from Europe and the United States,” *Energy Res. Soc. Sci.*, vol. 37, pp. 65–73, 2018.
- [6] O. A. Nworgu and N. B. Chukwu, “Economic Prospects and Market Operations of V2G in Electric Distribution Network,” *IEEE/PES Transm. Distrib. Conf. Expo.*, pp. 1–5, 2016.
- [7] A. Jenn, K. Springel, and A. R. Gopal, “Effectiveness of electric vehicle incentives in the United States,” *Energy Policy*, vol. 119, pp. 349–356, 2018.
- [8] J. Martínez-lao, F. G. Montoya, and M. G. Montoya, “Electric vehicles in Spain : An overview of charging systems,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 77, no. June 2016, pp. 970–983, 2017.
- [9] N. C. Onat, M. Noori, M. Kucukvar, Y. Zhao, O. Tatari, and M. Chester, “Exploring the suitability of electric vehicles in the United States,” *Energy*, vol. 121, pp. 631–642, 2017.
- [10] C. Samaras and K. Meisterling, “Life Cycle Assessment of Greenhouse Gas Emissions from Plug-in Hybrid Vehicles: Implications for Policy,” *Environ. Sci. Technol.*, vol. 42, pp. 3170–3176, 2008.
- [11] C. Brandstätt and N. Friedrichsen, “Price incentives for smart electric vehicle operation - Status quo and perspectives,” in *IEEE PES Innovation Smart Grid Technologies Europe*, 2012, pp. 1–6.
- [12] R. J. Bessa and M. A. Matos, “The role of an Aggregator Agent for EV in the Electricity Market,” in *7th Mediterranean Conference and Exhibition on Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion*, 2010, pp. 1–9.
- [13] J. Hu, H. Morais, T. Sousa, and M. Lind, “Electric vehicle fleet management in smart grids : A review of services, optimization and control aspects,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 56, pp. 1207–1226, 2016.
- [14] S. K. Fugimoto, “Estrutura de tarifas de energia elétrica- Análise crítica e preposições metodológicas,” Universidade de São Paulo, Tese de doutorado, 2010.
- [15] M. P. R. Ortega, J. I. Pérez-Arriaga, J. R. Abbad, and J. P. González, “Distribution network tariffs : A closed question?,” *Energy Policy*, vol. 36, pp. 1712–1725, 2008.
- [16] C. Gu and F. Li, “Long-Run Marginal Cost Pricing Based on Analytical Method for Revenue Reconciliation,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 26, no. 1, pp. 103–110., 2011.
- [17] Z. Yuan and M. R. Hesamzadeh, “Implementing Zonal Pricing in Distribution Network : the Concept of Pricing Equivalence,” in *2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM)*, 2016, pp. 1–5.
- [18] S. J. Brown and I. H. Rowlands, “Nodal pricing in Ontario, Canada : Implications for solar PV electricity,” *Renew. Energy*, vol. 34, pp. 170–178, 2009.
- [19] D. J. Hess and D. Lee, “Energy decentralization in California and New York: Conflicts in the politics of shared solar and community choice,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 121, pp. 1–12, 2020.
- [20] E. Funkhouser, G. Blackburn, C. Magee, and V. Rai, “Business model innovations for deploying distributed generation: The emerging landscape of community solar in the U.S.,” *Energy Res. Soc. Sci.*, vol. 10, pp. 90–101, 2015.
- [21] A. Ritschel and G. P. Smestad, “Energy subsidies in California’s electricity market

- deregulation,” *Energy Policy*, vol. 31, pp. 1379–1391, 2003.
- [22] B. S. M. C. Borba, “Modelagem Integrada da Introdução de Veículos Leves Conectáveis à Rede Elétrica no Sistema Energético Brasileiro,” Universidade Federal do Rio de Janeiro (Tese de Doutorado), 2012.
 - [23] J. Anderson, C. D., Anderson, *Electric and Hybrid Cars: A History*, 2nd ed. North Carolina, USA, 2010.
 - [24] W. Kempton and T. Kubo, “Electric-drive vehicles for peak power in Japan,” *Energy Policy*, vol. 28, no. 1, pp. 9–18, 2000.
 - [25] J. Tomic and W. Kempton, “Using fleets of electric-drive vehicles for grid support,” *J. Power Sources*, vol. 168, no. 2007, pp. 459–468, 2007.
 - [26] W. Kempton and J. Tomic, “Vehicle-to-grid power fundamentals : Calculating capacity and net revenue,” *J. Power Sources*, vol. 144, pp. 268–279, 2005.
 - [27] E. de S. Júnior, J. C. Simões, and K. K. da Rosa, “Consequências das rápidas mudanças ambientais no Ártico,” *Rev. Bras. Geogr. Física*, vol. 04, pp. 1137–1156, 2016.
 - [28] F. F. C. Rodrigues, “Programação da contratação de energia considerando geração distribuída no novo modelo do setor elétrico brasileiro,” Universidade Federal do Rio de Janeiro (Dissertação de Mestrado), 2006.
 - [29] J. C. G. Manso, “Valorização de Serviços Ancilares de Reserva em Geradores Hidrelétricos,” Universidade Estadual Paulista (Tese de Doutorado), 2010.
 - [30] P. E. S. Santos, “Tarifa de Distribuição para Unidades Consumidoras e Microgeradores Considerando a Elasticidade - Preços das Cargas,” Universidade Federal de Itajubá (Tese de Doutorado), 2008.
 - [31] E. Nery, *Mercados e regulação de energia elétrica*, 1st ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2012.
 - [32] F. S. E. El Hage, L. P. d. C. Ferraz, M. A. P. Delgado, and E. Santana, *A estrutura tarifária de energia elétrica: Teoria e aplicação*, 2nd Edição. Rio de Janeiro: Synergia, 2013.
 - [33] M. Boiteux, “Peak-load pricing,” *J. Bus.*, vol. 33, no. 2, pp. 157–179, 1960.
 - [34] D. Shirmohammadi, C. Rajgopalan, E. R. Alward, and C. L. Thomas, “Cost of transmission transactions: An introduction,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 6, no. 4, pp. 1546–1560, 1991.
 - [35] H. H. Happ, “Cost of wheeling methodologies,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 9, no. 1, pp. 147–156, 1994.
 - [36] A. Bakirtzis, P. Biskas, A. Maissis, A. Coronides, J. Kabouris, and M. Efstathiou, “Comparison of two methods for long-run marginal cost based transmission use of system pricing,” *IET Proc. - Gener. Transm. Distrib.*, vol. 148, no. 5, pp. 477–481, 2001.
 - [37] F. Li and D. L. Tolley, “Long-Run Incremental Cost Pricing Based on Unused Capacity,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 22, no. 4, pp. 1683–1689, 2007.
 - [38] F. S. El Hage, “A Estrutura Tarifária de uso das redes de distribuição de energia elétrica no Brasil: Análise crítica do modelo vigente e nova proposta metodológica,” Universidade de São Paulo (Tese de Doutorado), 2011.
 - [39] O. B. Tör, “Electrical Power and Energy Systems Separation of power systems into a unique set of zones based on transmission usage of network tariffs and transmission loss tariffs,” *Electr. Power Energy Syst.*, vol. 69, pp. 367–379, 2015.
 - [40] F. Li and C. Gu, “Long-Run Incremental Cost Pricing for Negative Growth Rates,” *IEEE Trans. POWER Syst.*, vol. 26, no. 4, pp. 2567–2568, 2011.
 - [41] X. Yan, C. Gu, F. Li, and Y. Xiang, “Network pricing for customer-operated energy storage in distribution networks,” *Appl. Energy*, vol. 212, pp. 283–292, 2018.
 - [42] D. R. Biggar and M. R. Hesamzadeh, *The Economics of Electricity Markets*, 1th ed. John Wiley & Sons, 2014.
 - [43] C. T. Mancera and A. C. Monroy, “Pricing of Distribution Networks with Distributed Generation : Application of Nodal Pricing,” in *IEEE Conference on Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT LA)*, 2011, pp. 1–7.
 - [44] L. M. M. Lima and J. W. M. Lima, “Invested Related Pricing for Transmission Use: Drawbacks and Improvements in Brazil,” in *IEEE Lausanne Power Tech*, 2007, pp. 988–993.
 - [45] P. M. Sotkiewicz and J. M. Vignolo, “Nodal Pricing for Distribution Networks: Efficient Pricing for Efficiency Enhancing DG,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 21, no. 2, pp. 1013–

- 1014, 2006.
- [46] D. Gautam and N. Mithulananthan, "Optimal DG placement in deregulated electricity market," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 77, no. 2007, pp. 1627–1636, 2006.
 - [47] R. K. Singh and S. K. Goswami, "Evaluation of Nodal Prices and Revenue of Distributed Generation in Distribution Network Including Load Model," in *IEEE Region 10 and the Third international Conference on Industrial and Information Systems*, 2008, pp. 1–6.
 - [48] R. Li, Q. Wu, and S. Oren, "Distribution locational marginal pricing for optimal electric vehicle charging management," *Power Syst. IEEE Trans. on*, vol. 29, no. 1, pp. 203–211, 2014.
 - [49] N. Yao, J. Wu, K. Liu, and J. Cai, "Dynamic Locational Marginal Prices Based Zonal Division in Large-Scale Regional Electricity Markets," in *12th World Congress on Intelligent Control and Automation (WCICA)*, 2016, pp. 2443–2448.
 - [50] C. Breuer and A. Moser, "Optimized bidding area delimitations and their impact on electricity markets and congestion management," in *11th International Conference on the European Energy Market (EEM14)*, 2014, pp. 1–5.
 - [51] M. Koivisto, P. Heine, I. Mellin, and M. Lehtonen, "Clustering of connection points and load modeling in distribution systems," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 2, pp. 1255–1265, 2013.
 - [52] B. Burstedde, "From Nodal to Zonal Pricing : A Bottom-Up Approach to the Second-Best," in *9th International Conference on the European Energy Market*, 2012, pp. 1–8.
 - [53] C. Yu and M. D. Ilic, "Congestion clusters-based markets for transmission management," in *IEEE Power Engineering Society. 1999 Winter Meeting (Cat. No.99CH36233)*, 1999, pp. 821–832.
 - [54] H. Yang, R. Zhou, and J. Liu, "A RBFN Hierarchical Clustering Based Network Partitioning Method for Zonal Pricing," in *XI Conference on Electrical Engineering (ICEEE)*, 2005, pp. 282–285.
 - [55] T. Vaskovskaya and P. G. Thakurta, "Identifying Congestion Zones with Weighted Decomposition of Locational Marginal Prices," in *IEEE Manchester PowerTech*, 2017, pp. 1–6.
 - [56] D. Kiran, A. R. Abhyankar, and B. K. Panigrahi, "Zonal Price based Clustering of Bidding Zones," in *IEEE 6th International Conference on Power Systems (ICPS)*, 2016, pp. 1–6.
 - [57] T. Felling and C. Weber, "Identifying price zones using nodal prices and supply & demand weighted nodes," in *IEEE International Energy Conference (ENERGYCON)*, 2016, pp. 1–6.
 - [58] A. Picciariello, C. Vergara, J. Reneses, P. Frias, and L. Soder, "Electricity distribution tariffs and distributed generation: Quantifying cross-subsidies from consumers to prosumers," *Util. Policy*, vol. 37, pp. 23–33, 2015.
 - [59] J. M. Clairand, J. R. Garcia, and C. A. Bel, "Smart charging for an electric vehicle aggregator considering user tariff preference," in *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies, ISGT*, 2017, pp. 1–5.
 - [60] J. M. Clairand, J. R. Garcia, and C. A. Bel, "Evaluation of strategies for electric vehicle management of an aggregator based on modulation of charging power rate," in *IEEE Transportation Electrification Conference and Expo (ITEC)*, 2017, pp. 57–62.
 - [61] P. R. D. C. Mendes, J. E. Normey-Rico, and C. B. Alba, "Economic energy management of a microgrid including electric vehicles," in *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT LATAM)*, 2015, p. 869874.
 - [62] J. M. Clairand, J. R. Garcia, C. A. Bel, and P. P. Sarmiento, "A tariff system for electric vehicle smart charging to increase renewable energy sources use," in *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America, ISGT Latin America 2017*, 2017, pp. 1–6.
 - [63] D. B. Richardson, "Encouraging vehicle-to-grid (V2G) participation through premium tariff rates," *J. Power Sources*, vol. 243, pp. 219–224, 2013.
 - [64] A. Picciariello, J. Reneses, P. Frias, and L. Söder, "Distributed generation and distribution pricing: Why do we need new tariff design methodologies?," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 119, pp. 370–376, 2015.
 - [65] E. Matlotse and E. T. Rakgati, "Comprehensive Long-Run Incremental Cost (LRIC)-Voltage

- Network Pricing Approach to Support Network Voltages Given Contingencies,” *Int. J. Mod. Eng. Res.*, vol. 2, no. 6, pp. 4577–4586, 2012.
- [66] Y. Zhang and F. Li, “Network Pricing for High Voltage Radial Distribution Networks,” in *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2011, pp. 1–5.
- [67] L. Comassetto, D. P. Bernardon, and E. F. B. Daza, “Análise da Estabilidade de Tensão em Sistemas de Distribuição - Abordagem Prática Através de Indicadores de Estabilidade,” in *XVIII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica - SENDI 2008*, 2008, pp. 1–9.
- [68] F. W. Mohn, “Uso de Modelos Desacoplados em Estudos de Estabilidade de Tensão,” Universidade Federal de Itajubá (Tese de Doutorado), 2005.
- [69] J. A. Da Silva Neto, A. C. Zambroni de Souza, B. De Nadai Nascimento, and E. V. N. De Lorenci, “Energy function applied to voltage stability analysis in active distribution systems,” in *SBSE 2018 - 7th Brazilian Electrical Systems Symposium*, 2018, pp. 1–6.
- [70] E. Matlotse, E. T. Rakgati, and T. Kekgathetse, “Long-Run Incremental Costs (LRIC) – Voltage Network Charges for Existing Network SVCs,” *Int. J. Eng. Res. Technol.*, vol. 2, no. 11, pp. 112–119, 2013.
- [71] A. C. Zambroni de Souza, B. I. L. Lopes, O. A. S. Carpinteiro, and R. C. Leme, “Determination of Optimal Point for Reactive Power Compensation in Distribution Systems,” in *20Th International Conference on Electricity Distribution June 2009*, 2009, pp. 8–11.
- [72] A. Monticelli, A. V. Garcia, A. L. M. França, M. R. Tanaka, and C. A. . Murari, “Automation of distribution of electrical energy: simulation using the fast decoupled power flow,” in *Congresso Brasileiro de Automática*, 1984.
- [73] T. Felling and C. Weber, “Consistent and Robust Delimitation of Price Zones Under Uncertainty with an Application to Central Western Europe,” *Energy Econ.*, vol. 75, pp. 583–601, 2018.
- [74] E. K. Tomiyama, “Estudo do aspecto locacional da alocação de custos da transmissão,” Universidade de São Paulo (Dissertação de Mestrado), 2012.
- [75] Saulo de Tarso Castilho Jr. *et al.*, “Tarifas de distribuição de energia elétrica. Ajuste e aprimoramentos dos procedimentos de cálculos,” Relatório da 1ª Etapa do Projeto, Brasil, 2009.
- [76] E. M. Valter, “Tarifas de Energia Elétrica: Custos Marginais Aplicados às Classes de Consumidores,” Universidade Federal de Santa Catarina (Dissertação de Mestrado), 2006.
- [77] B. de N. Nascimento, “Uma Proposta de Metodologia de Corte de Carga em Microrredes Ilhadas,” Universidade Federal de Itajubá (Dissertação de Mestrado), 2016.
- [78] L. A. G. Pareja, “Fluxo de Potência em Redes de Distribuição de energia Elétrica Considerando Incertezas,” Universidade Estadual Paulista (Tese de Doutorado), 2009.
- [79] C. J. Zapata, “Análisis Probabilístico y Simulación.” Universidad Tecnológica de Pereira, Pereira, Colombia, pp. 1–235, 2010.
- [80] Y. R. Rodrigues, “Ferramenta para análise estáticas, planejamento e operação de micro redes em diversos modos operacionais,” Universidade Federal de Itajubá (Dissertação de Mestrado), 2017.
- [81] D. Issicaba, “Métodos de Varredura para Redes Primárias de Distribuição Radiais e Fracamente Malhadas: Uma Nova Abordagem e Análise de Convergência,” Universidade Federal de Santa Catarina (Dissertação de Mestrado), 2008.
- [82] Y. Kongjeen, K. Bhummkittipich, N. Mithulananthan, I. S. Amiri, and P. Yupapin, “A modified backward and forward sweep method for microgrid load flow analysis under different electric vehicle load mathematical models,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 168, no. November 2018, pp. 46–54, 2019.