

**UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA E
INFORMÁTICA INDUSTRIAL**

FILIFE MARANGONI

**MODELO MATEMÁTICO DE INTEGRAÇÃO PELO LADO DA DEMANDA:
ADEQUAÇÃO DO CONTRATO DE FORNECIMENTO E AVALIAÇÃO DO USO DE
GERAÇÃO PRÓPRIA DE ENERGIA ELÉTRICA**

TESE

CURITIBA

2021

FILIFE MARANGONI

**MODELO MATEMÁTICO DE INTEGRAÇÃO PELO LADO DA DEMANDA:
ADEQUAÇÃO DO CONTRATO DE FORNECIMENTO E AVALIAÇÃO DO USO DE
GERAÇÃO PRÓPRIA DE ENERGIA ELÉTRICA**

**Mathematical Model of Demand Side Integration: Supply Contract Adequacy
and Evaluation of Own Electricity Generation Use**

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Informática Industrial, da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR), como requisito parcial para a obtenção do título de “Doutor em Ciências” – Área de Concentração: Engenharia de Automação e Sistemas.

Orientador: Prof. Dr. Leandro Magatão
Coorientadora: Prof^a. Dr^a. Lúcia Valéria Ramos de Arruda

CURITIBA

2021



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

Esta licença permite compartilhamento, remixe, adaptação e criação a partir do trabalho, mesmo para fins comerciais, desde que sejam atribuídos créditos ao(s) autor(es).

Conteúdos elaborados por terceiros, citados e referenciados nesta obra não são cobertos pela licença.



FILIPE MARANGONI

MODELO MATEMÁTICO DE INTEGRAÇÃO PELO LADO DA DEMANDA: ADEQUAÇÃO DO CONTRATO DE FORNECIMENTO E AVALIAÇÃO DO USO DE GERAÇÃO PRÓPRIA DE ENERGIA ELÉTRICA

Trabalho de pesquisa de doutorado apresentado como requisito para obtenção do título de Doutor Em Ciências da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR). Área de concentração: Engenharia De Automação E Sistemas .

Data de aprovação: 23 de Julho de 2021

Prof Leandro Magatao, Doutorado - Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Prof Flavio Neves Junior, Doutorado - Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Prof Henry Leonardo Lopez Salamanca, Doutorado - Instituto de Tecnologia para Desenvolvimento, Departamento de Eletricidade, Divisão de Sistemas Elétricos - Lactec

Prof.a Thelma Solange Piazza Fernandes, Doutorado - Universidade Federal do Paraná (Ufpr)

Prof William Hitoshi Tsunoda Meira, Doutorado - Boticario

Documento gerado pelo Sistema Acadêmico da UTFPR a partir dos dados da Ata de Defesa em 23/07/2021.

RESUMO

MARANGONI, Filipe. **Modelo Matemático de Integração Pelo Lado da Demanda: Adequação do Contrato de Fornecimento e Avaliação do Uso de Geração Própria de Energia Elétrica**. 2021. 150 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica e Informática Industrial) – Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, 2021.

A necessidade de otimização do uso de recursos energéticos é cada vez mais evidente e a energia elétrica se destaca como um insumo fundamental para o desenvolvimento da sociedade. Desde o final da década de 1970 o termo Gerenciamento pelo Lado da Demanda (GLD) vem sendo utilizado em trabalhos que, basicamente, relacionam a geração (pela concessionária) e o gerenciamento do consumo de energia elétrica (pelo consumidor). De modo complementar, o termo Integração pelo Lado da Demanda (ILD) vem sendo incorporado a este contexto de análise diante da possibilidade de geração de energia pelo consumidor e a eventual integração desta geração à rede elétrica da concessionária. Deste modo, ante um contexto de ILD, este trabalho desenvolve um modelo matemático em Programação Linear Inteira Mista (PLIM) que considera a geração própria conectada à rede elétrica da concessionária para minimizar a despesa anual relacionada ao uso da energia elétrica. Com base no perfil de consumo e demanda, relacionados com as tarifas da concessionária e o custo da geração própria, o modelo é capaz de estimar as despesas com energia elétrica para um próximo período de doze meses. Além de indicar a condição ideal para o contrato de demanda, o modelo indica a utilização horária ótima, para dia útil e final de semana, em todos os meses, de cada fonte alternativa avaliada. Destaca-se a análise para a utilização de fontes alternativas e intermitentes que já estejam instaladas na unidade consumidora, ou que estejam sendo analisadas para a compra ou para o aluguel. Para o exemplo de aplicação do modelo foram utilizados dados reais de uma unidade consumidora (registros de consumo e demanda), custo de geração, valores para a compra e para o aluguel de equipamentos. Os resultados indicam que a utilização de geração própria, nos horários específicos indicados pelo modelo, pode ocasionar expressiva economia para o consumidor. O modelo matemático apresenta-se como uma ferramenta para a análise da viabilidade da utilização de geração própria (seja por fontes já instaladas, avaliadas para a compra ou para o aluguel). A solução indicada promove a redução das despesas relacionadas à utilização da energia elétrica, seja pela redução do consumo e realização de cortes de pico de demanda, ou pela revisão (adequação) do contrato de fornecimento de energia.

Palavras-chaves: Integração pelo Lado da Demanda. Geração Distribuída. Contrato de Demanda. Programação Linear Inteira Mista.

ABSTRACT

MARANGONI, Filipe. **Mathematical Model of Demand Side Integration: Supply Contract Adequacy and Evaluation of Own Electricity Generation Use**. 2021. 150 p. Thesis (PhD in Electrical and Computer Engineering) – Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, 2021.

The need to optimize the energy resources use is increasingly evident and electric energy stands out as a fundamental input for the society development. Since the end of the 1970s, the Demand Side Management term (DSM) has been used in works that, basically, relate the generation (by the utility) and the electricity consumption management (by the consumer). In a complementary way, the Demand Side Integration term (DSI) has been incorporated into this analysis context in view of the possibility of energy generation by the consumer and the eventual integration of this generation into the utility's grid. Thus, with a DSI context, this work develops a mathematical model in Mixed Integer Linear Programming (MILP) that considers own generation connected to the utility's grid to minimize the annual expense related to the electricity use. Based on the consumption and demand profile, related to the utility's tariffs and the own generation cost, the model is able to estimate electricity expenses for one next twelve-month period. In addition to indicating the ideal condition for the demand contract, the model indicates the optimal hourly use, for working days and weekends, in all months, of each evaluated alternative source. We highlight the analysis for the use of alternative and intermittent sources that are already installed in the consumer unit, or that are being analyzed for purchase or rent. For the model application example, real data from a consumer unit (consumption and demand records), generation cost, values for purchase and equipment rental were used. The results indicate that the own generation use, at the specific times indicated by the model, can cause on significant savings for the consumer. The mathematical model proved to be a tool for analyzing the feasibility of using alternative sources (whether already installed, evaluated for the purchased or for rent). The obtained solution promotes the expenses reduction related to the electricity use, either by reducing consumption and performing peak demand cuts, or by reviewing (adjusting) the energy supply contract.

Keywords: Demand Side Integration. Distributed Generation. Demand Contract. Mixed Integer Linear Programming.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Geração de eletricidade por fonte no mundo (a) e uso final por setor (b)	19
Figura 2 – Geração de eletricidade por fonte no Brasil (a) e uso final por setor (b)	20
Figura 3 – Diagrama simplificado de uma microrrede	24
Figura 4 – Estratégias para o GLD, corte de pico (a) e preenchimento de vale (b)	29
Figura 5 – Estratégias para o GLD, deslocamento de carga (a) e conservação estratégica (b)	29
Figura 6 – Valores de demanda para os critérios 1º e 2º	39
Figura 7 – Valores de demanda para o 3º critério	39
Figura 8 – Exemplo com a demanda contratada igual a 350 kW	51
Figura 9 – Exemplo com o valor ótimo para a demanda contratada	51
Figura 10 – Exemplo com a demanda contratada igual à máxima da subestação	52
Figura 11 – Exemplo de gráfico mensal com registros de demanda	53
Figura 12 – Exemplo de gráfico diário com registros de demanda	53
Figura 13 – Exemplo de registros de demanda horária para (a) dia útil, e (b) final de semana	55
Figura 14 – Exemplo de Demanda Horária (DH) para (a) dia útil, e (b) final de semana	55
Figura 15 – Diagrama simplificado para a utilização do modelo matemático	63
Figura 16 – Gráfico anual da demanda para o cenário atual	98
Figura 17 – Gráfico anual com a utilização do valor ótimo para a demanda contratada	99
Figura 18 – Utilização de FA1 durante o Horário de Ponta	101
Figura 19 – Utilização de FA1 para a realização do corte de pico de demanda	102
Figura 20 – Gráfico anual da Demanda Medida após a realização de cortes de pico	103
Figura 21 – Redução de todos os valores de demanda com a utilização de FA2	104
Figura 22 – Exemplo de cortes de pico com geração mínima de 1%	113
Figura 23 – Exemplo de cortes de pico com geração mínima de 100%	113
Figura 24 – Cortes de pico com limitação de geração diária	114
Figura 25 – Gap de integralidade com a associação de, (a) 5 fontes, (b) 10 fontes	120

Figura 26 – Meses indicados para o aluguel de FAa de acordo com o custo de geração (caso 1)	123
Figura 27 – Utilização de FAa3 e FAa4 no mês de março para, (a) dia útil, e (b) final de semana.....	124
Figura 28 – Meses indicados para o aluguel de FAa de acordo com o custo de geração (caso 2)	125
Figura 29 – Utilização horária das FAa's para cada mês, sem aumento do custo da geração	125

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Quantidade e potência instalada de geração distribuída no Brasil	26
Tabela 2 – Total de geração distribuída de consumidores do grupo A	26
Tabela 3 – Participação de consumidores do grupo A e grupo B na GD	27
Tabela 4 – Pesquisa com termos relacionados à GLD, RD e ILD e funcionalidades do modelo.....	32
Tabela 5 – Subgrupos A, de acordo com a tensão de fornecimento	36
Tabela 6 – Valores das tarifas do subgrupo A4 (concessionária Copel)	37
Tabela 7 – Critérios para determinar a Demanda Faturada	38
Tabela 8 – Valores para as bandeiras tarifárias aplicados pela Copel.....	41
Tabela 9 – Histórico de bandeiras tarifárias	42
Tabela 10 – Pesquisa com combinação de termos relacionados à tarifação	42
Tabela 11 – Exemplo de tarifas e bandeiras para utilização no modelo	49
Tabela 12 – Comparação entre os valores da Demanda Faturada anual	52
Tabela 13 – Exemplo de parâmetros para uma FAi	57
Tabela 14 – Exemplo de parâmetros para uma FAc	58
Tabela 15 – Exemplo de parâmetros para uma FAa	59
Tabela 16 – Exemplo de parâmetros para uma Fli	60
Tabela 17 – Exemplo de parâmetros para uma Flc	61
Tabela 18 – Exemplo de parâmetros para uma Fla	61
Tabela 19 – Tarifas consideradas para as execuções do modelo.....	96
Tabela 20 – Fontes alternativas consideradas para as execuções do modelo	97
Tabela 21 – Comparação das despesas com a adequação de contrato.....	100
Tabela 22 – Comparação das despesas com a utilização funcionalidades básicas do modelo	105
Tabela 23 – Opções de geração própria para uma Fonte Alternativa de 100 kW ...	106
Tabela 24 – Comparação das despesas com utilização de FA instalada, comprada e alugada	109
Tabela 25 – Comparação das despesas levando-se em conta as bandeiras tarifárias	110
Tabela 26 – Comparação das despesas com relação aos impostos na energia excedente.....	111

Tabela 27 – Comparação das despesas com a alteração do valor da capacidade mínima de geração de FA1	112
Tabela 28 – Comparação entre as MTH e apenas 1 fonte FAi	116
Tabela 29 – Comparação entre as MTH e apenas 1 fonte Fli.....	117
Tabela 30 – Comparação entre FAi, FAc e FAa com apenas 1 fonte	117
Tabela 31 – Comparação entre Fli, Flc e Fla com apenas 1 fonte	118
Tabela 32 – Teste individual para 10 fontes de cada opção	119
Tabela 33 – Teste com a associação das opções e o aumento do número de fontes	119
Tabela 34 – Opções de fontes alternativas para o exemplo de aplicação	121
Tabela 35 – Opções de fontes, restrições e variáveis para o exemplo de aplicação	122
Tabela 36 – Comparação das despesas com o aumento do custo de geração própria (caso 1)	123
Tabela 37 – Comparação das despesas com o aumento do custo de geração própria (caso 2)	124
Tabela 38 – Lista de índices e conjuntos do modelo.....	138
Tabela 39 – Lista dos parâmetros do modelo	138
Tabela 40 – Lista das variáveis do modelo	141

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BEN	Balanço Energético Nacional
CIGRÉ	<i>Conseil International des Grands Réseaux Électriques</i>
DC	Demanda Contratada
DF	Demanda Faturada
DL	Demanda Limite
DM	Demanda Medida
DU	Demanda de Ultrapassagem
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FA	Fonte Alternativa
FAa	Fonte Alternativa alugada
FAC	Fonte Alternativa comprada
FAi	Fonte Alternativa instalada
FI	Fonte Intermitente (Eólica e Fotovoltaica)
Fla	Fonte Intermitente alugada
Fic	Fonte Intermitente comprada
Fli	Fonte Intermitente instalada
FP	Horário Fora de Ponta
FV	Fotovoltaico
GD	Geração Distribuída
GLD	Gerenciamento pelo Lado da Demanda
GMG	Grupo Motor-Gerador
IEA	<i>International Energy Agency</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
ILD	Integração pelo Lado da Demanda
MTH	Modalidade Tarifária Horária
PT	Horário de Ponta
RD	Resposta à Demanda
REN	Resolução Normativa
RFB	Receita Federal do Brasil
UC	Unidade Consumidora

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	13
1.1	CONTEXTUALIZAÇÃO DO PROBLEMA	15
1.2	OBJETIVOS	16
1.3	JUSTIFICATIVA	16
1.4	PUBLICAÇÃO	17
1.5	ESTRUTURA DO TRABALHO	18
2	REVISÃO DA LITERATURA	19
2.1	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	21
2.1.1	Vantagens e Desvantagens da Geração Distribuída	22
2.1.2	Microrredes e Redes Inteligentes	23
2.1.3	Regulamentação da Geração Distribuída no Brasil	25
2.1.4	Unidades Consumidoras com Geração Distribuída no Brasil	26
2.2	GERENCIAMENTO PELO LADO DA DEMANDA	27
2.2.1	Estratégias para o Gerenciamento pelo Lado da Demanda	28
2.2.2	Resposta à Demanda (RD) e Integração pelo Lado da Demanda (ILD)	30
2.2.3	Trabalhos Relacionados à GLD, RD e ILD	32
2.3	FATURAMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL	35
2.3.1	Modalidades Tarifárias para o Grupo A	36
2.3.2	Contrato de Demanda	37
2.3.2.1	Critérios para determinar a demanda faturada	38
2.3.2.2	Adequação da demanda contratada	40
2.3.3	Bandeiras Tarifárias	40
2.3.4	Trabalhos Relacionados ao Contrato de Energia	42
2.4	CONTRIBUIÇÃO À LITERATURA	45
3	ABORDAGEM DE SOLUÇÃO	47
3.1	CONSIDERAÇÕES DE MODELAGEM	47
3.1.1	Considerações Sobre Tarifas e Bandeiras	48
3.1.2	Histórico do Consumo de Energia Elétrica	49
3.1.3	Determinação do Valor Otimizado para o Contrato da Demanda	50
3.1.4	Registros horários	52
3.1.5	Demanda Horária Utilizada no Modelo	54
3.1.6	Geração com Fontes Alternativas (FA)	56
3.1.6.1	Fonte Alternativa instalada	57
3.1.6.2	Fonte Alternativa comprada	58
3.1.6.3	Fonte Alternativa alugada	58
3.1.7	Geração com Fontes Intermitentes (FI)	59
3.1.7.1	Fonte Intermitente instalada	60
3.1.7.2	Fonte Intermitente comprada	60
3.1.7.3	Fonte Intermitente alugada	61
3.1.8	Energia Injetada na Rede	62
3.2	COMENTÁRIOS SOBRE A NOMENCLATURA	62
3.3	SEQUÊNCIA DE EXECUÇÃO	63
3.3.1	Execução de Referência	64
3.3.2	Execução do Modelo Matemático	65

4	MODELO MATEMÁTICO.....	66
4.1	FUNÇÃO OBJETIVO.....	66
4.1.1	Despesa Anual.....	66
4.1.1.1	Grupo de Variáveis para a fatura de energia elétrica.....	67
4.1.1.2	Grupo de variáveis para a geração própria.....	69
4.2	RESTRIÇÕES.....	70
4.2.1	Grupo de Restrições para a Fonte Alternativa Instalada.....	71
4.2.2	Grupo de Restrições para a Fonte Alternativa Comprada.....	74
4.2.3	Grupo de Restrições para a Fonte Alternativa Alugada.....	78
4.2.4	Grupo de Restrições para a Fonte Intermitente Instalada.....	83
4.2.5	Grupo de Restrições para a Fonte Intermitente Comprada.....	84
4.2.6	Grupo de Restrições para a Fonte Intermitente Alugada.....	86
4.2.7	Restrições para a Quantidade de Fontes e Investimento.....	87
4.2.8	Restrições Para a Demanda.....	88
4.2.8.1	Valores de Demanda Medida para a MTH Azul.....	89
4.2.8.2	Valores de Demanda Medida para a MTH Verde.....	90
4.2.8.3	Determinação do valor ótimo para a Demanda Contratada.....	90
4.2.9	Restrições para a Geração Total e a Energia Excedente.....	92
4.2.10	Restrições para a Opção Tarifária.....	93
5	RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	95
5.1	PARÂMETROS DE ENTRADA.....	96
5.2	FUNCIONALIDADE BÁSICA: ADEQUAÇÃO DE CONTRATO.....	98
5.2.1	Valor Sugerido (Otimizado) para o Contrato de Demanda.....	98
5.2.2	Enquadramento Tarifário.....	99
5.2.3	Resultado da Adequação de Contrato.....	100
5.3	FUNCIONALIDADE BÁSICA: TIPO DE UTILIZAÇÃO DAS FONTES.....	101
5.3.1	Comparação entre Tarifa da Concessionária e Custo da Geração Própria.....	101
5.3.2	Utilização de FA para Corte de Pico de Demanda.....	102
5.3.3	Utilização de FA para Geração Permanente.....	103
5.3.4	Utilização de Fonte Alternativa Intermitente.....	104
5.3.5	Comparação entre as Funcionalidades Básicas do Modelo.....	104
5.4	FUNCIONALIDADE COMPLEMENTAR: GERAÇÃO I / C / A.....	106
5.4.1	Geração de Energia com Fonte Alternativa Instalada.....	107
5.4.2	Comprar Fonte Alternativa.....	107
5.4.3	Alugar Fonte Alternativa.....	108
5.4.4	Resultado da Opção pela Geração i / c / a.....	108
5.5	AJUSTE DE PARÂMETROS.....	109
5.5.1	Considerações sobre Tarifas e Bandeiras Tarifárias.....	110
5.5.2	Crédito Obtido com a partir da Energia Injetada na Rede.....	111
5.5.3	Considerações sobre a Capacidade Mínima de Geração.....	112
5.5.4	Considerações sobre a Capacidade Máxima de Geração.....	113
5.5.5	Limitação de Espaço Disponível e Investimento Máximo.....	114
5.5.6	Considerações Sobre o Ajuste de Parâmetros.....	115
5.6	DESEMPENHO COMPUTACIONAL DO MODELO.....	116
5.6.1	Restrições, Variáveis e Tempo de Execução.....	116
5.6.2	Escalabilidade do Modelo.....	118
5.7	EXEMPLO DE APLICAÇÃO.....	120
5.7.1	Caso 1: Sem Aumento da Tarifa da Concessionária.....	122
5.7.2	Caso 2: Com Aumento da Tarifa da Concessionária.....	124
5.7.3	Discussão dos Resultados para o Exemplo de Aplicação.....	126

6	CONCLUSÃO.....	128
6.1	SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS.....	130
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	132
	APÊNDICE A – Índices, Conjuntos, Parâmetros e Variáveis	137
	APÊNDICE B – Parâmetros Utilizados no Modelo.....	146

1 INTRODUÇÃO

A energia elétrica é um insumo fundamental para o desenvolvimento da sociedade e, uma preocupação governamental recorrente em vários países é garantir o suprimento adequado de energia. As projeções atuais para a geração e o consumo apresentadas por agências de pesquisa indicam que a oferta de energia pode não ser suficiente para atender a demanda sem que haja a expansão do sistema de geração (EPE, 2016; IEA, 2020).

Além da necessidade de aumentar a oferta de energia elétrica, é importante aumentar a utilização de fontes que sejam renováveis e não poluentes, ou, menos poluentes. De fato, atualmente a maior parcela da geração de energia elétrica no mundo ainda é proveniente do uso de carvão como fonte primária (como será apresentado no Capítulo 2, p. 19), um combustível fóssil, não renovável, e que libera gases responsáveis por causar problemas ambientais.

Ao contrário do cenário mundial, o Brasil se destaca por possuir um parque de geração majoritariamente composto por fontes renováveis, representado principalmente pela geração hidrelétrica. No entanto, os locais com potencial para a construção de novas usinas, de médio e grande porte, podem ter restrições de acesso por estarem localizados em áreas de preservação ambiental permanente.

A conscientização socioambiental tem impulsionado pesquisas e investimentos em fontes renováveis (como a eólica e a fotovoltaica), além disso, destacam-se os estudos na área da eficiência energética e otimização de processos para tentar evitar qualquer tipo de desperdício neste contexto e minorar os investimentos em infraestrutura das concessionárias de energia.

Alinhado ao acima exposto, no final da década de 1970 foi apresentado nos EUA o conceito do Gerenciamento pelo Lado da Demanda (GLD), detalhado na seção 2.2. (p. 27), o qual é uma forma de tentar viabilizar o fornecimento adequado de energia elétrica. No GLD, a concessionária poderia atuar de forma direta em cargas de consumidores, ligando ou desligando tais cargas de acordo com a necessidade, seja durante o horário de ponta de consumo (ex. das 18h às 21h) ou em momentos de pico de demanda. Entre outras ações, também incentivava os consumidores a deslocar suas cargas dos momentos de maior demanda para os momentos de menor utilização do sistema elétrico.

No contexto atual o consumidor pode também colaborar para atenuar picos de demanda do sistema elétrico por meio da técnica conhecida como Resposta à Demanda (RD), apresentada na subseção 2.2.2 (p. 30). Na RD pode ser utilizada a geração própria, por exemplo, a partir de um grupo motor-gerador a diesel para suprir o consumo no horário de ponta e realizar o corte de pico de demanda nos horários em que haja necessidade. Desta forma, os consumidores diminuem as despesas com energia elétrica e deixam de utilizar o sistema nos momentos de maior demanda por energia, fato considerado benéfico para a concessionária.

As novas políticas públicas que estão sendo desenvolvidas tendem a incentivar cada vez mais a Geração Distribuída de energia elétrica (detalhada na seção 2.1, p. 21), na qual é o consumidor quem deve realizar o investimento em equipamentos para a geração. A energia elétrica gerada pode atender à própria demanda do consumidor e a energia excedente (se houver) pode ser injetada na rede elétrica da concessionária, trazendo benefícios financeiros para o consumidor (de acordo com a legislação específica aplicada por cada país). Desta forma, o governo e as concessionárias podem postergar ou diminuir a necessidade de investir na construção de grandes centrais geradoras ou realizar a expansão do sistema elétrico.

Com uma quantidade maior de incentivos (principalmente financeiros) para que ocorra uma maior participação dos consumidores na geração de energia, pode-se ampliar a Geração Distribuída para atender ao fornecimento de energia elétrica de uma forma mais ampla. No entanto, a grande inserção de fontes distribuídas na rede elétrica pode ocasionar problemas de controle, proteção e regulação da rede de distribuição, os quais tornam necessária a realização de estudos e desenvolvimento de tecnologias especialmente na área de Redes Inteligentes (apresentada na subseção 2.1.2).

Atualmente, além das tradicionais técnicas para o gerenciamento de cargas (relacionadas ao GLD), são utilizadas técnicas para o gerenciamento das fontes alternativas. De fato, a integração das fontes distribuídas com a rede elétrica da concessionária engloba conceitos de Integração pelo Lado da Demanda (ILD), detalhado na subseção 2.2.2 (p. 30). A ILD envolve o gerenciamento de cargas (por exemplo, o desligamento ou o deslocamento do período de utilização) e a utilização de fontes alternativas para a geração de energia elétrica (geração própria), para consumidores que participam da geração distribuída.

1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO DO PROBLEMA

A partir da necessidade da concessionária de garantir o fornecimento adequado de energia elétrica, observa-se que incentivar as ações pelo lado do consumidor (lado da demanda) apresenta grande relevância. Com a reorganização de processos industriais, por exemplo, a utilização de equipamentos (com grande consumo de energia elétrica) poderia ser deslocada dos horários de maior demanda para outros horários. No entanto, para muitos consumidores esta técnica não é viável, conforme será apresentado na subseção 2.2.3 (p. 32).

Quando não é possível modificar as características de consumo, pode-se avaliar a utilização de fontes alternativas para a geração própria de energia. Além de não utilizar energia da concessionária nos momentos de maior demanda, existe a potencial redução das despesas, pois o consumidor poderia utilizar fontes que não necessitam da compra de combustível (como fotovoltaica ou eólica) ou, no caso de agroindústrias, por exemplo, poderiam utilizar biomassa (a partir de material que seria descartado) como fonte alternativa para a geração de energia elétrica.

O presente estudo leva em consideração os consumidores que possuem tarifação binômia, ou seja, que devem realizar o pagamento tanto pelo consumo de energia elétrica quanto pela demanda contratada, identificados como Grupo A (atendidos em alta tensão) como será detalhado na seção 2.3 (p. 35). Os contratos de fornecimento de energia devem ser analisados tendo como referência os dados anuais do consumo e da demanda medida (seção 3.1). Com a utilização de técnicas relacionadas à Integração pelo Lado da Demanda (seção 2.2), pode ser avaliada a utilização de fontes alternativas (geração própria) pelo consumidor.

A geração própria pode ser utilizada para diminuir o consumo de energia elétrica, principalmente durante o horário de ponta, no qual a tarifa de energia da concessionária é mais cara. Além disso, podem ser utilizadas para realizar o corte de pico, isto é, para fornecer energia às cargas a fim de suprir a demanda momentânea quando ocorrem os picos de demanda.

Com a realização de cortes de pico de demanda ao longo do dia (estratégia apresentada na subseção 2.2.1), pode ser modificado (reduzido) o valor máximo registrado e, desta forma, pode ser calculado um valor otimizado para a demanda que deve ser contratada (subseção 3.1.3). A adequação do contrato de demanda faz parte dos objetivos do trabalho, como será apresentado na sequência.

1.2 OBJETIVOS

O objetivo deste trabalho é desenvolver um modelo matemático (em Programação Linear Inteira Mista) que utilize conceitos de Integração pelo Lado da Demanda para minimizar a despesa anual relacionada à energia elétrica de consumidores do Grupo A. O modelo deve ser capaz de analisar a viabilidade para a utilização de geração própria de energia elétrica (seja por fontes já instaladas, compradas ou alugadas) e sugerir a adequação do contrato de demanda.

Para que seja alcançado o objetivo geral do trabalho foram traçados os seguintes objetivos específicos:

- i. Estudar o contexto de tarifação de energia elétrica no Brasil, de modo a poder representar as singularidades presentes, como, por exemplo, as considerações sobre o contrato de demanda;
- ii. Desenvolver um modelo matemático para verificar a viabilidade da utilização de geração própria com o objetivo de minimizar o consumo e os picos de demanda de energia elétrica; por conseguinte, determinar o valor otimizado para a adequação do contrato de demanda;
- iii. Implementar e resolver o modelo proposto por meio do ambiente de modelagem e otimização IBM ILOG CPLEX *Optimization Studio*, o qual utiliza o *solver* de estado da arte CPLEX;
- iv. Apresentar um exemplo de aplicação que evidencie que a abordagem de solução proposta pode prover diminuições da despesa anual com energia elétrica por meio do uso otimizado da geração própria de energia elétrica, aliado à readequação do contrato de demanda.

1.3 JUSTIFICATIVA

A contribuição pautada na presente tese tem por base o fato de que a abordagem de solução proposta, a qual possui como núcleo um modelo matemático em Programação Linear Inteira Mista (PLIM), pode prover uma solução otimizada para a adequação do contrato de demanda, ao mesmo tempo em que sugere a utilização horária otimizada da geração própria (a partir de fontes já instaladas, analisadas para a compra ou para o aluguel) ao longo do período de análise.

No melhor conhecimento do autor da tese, não há na literatura um modelo matemático que possa prover a solução otimizada do referido contexto levando-se em conta a consideração concomitante dos fatores mencionados.

O modelo proposto pode contribuir como uma abordagem de solução exata para minorar a lacuna da literatura em relação à Integração pelo Lado da Demanda, com a análise da viabilidade para a utilização de geração própria (Geração Distribuída) e a adequação do contrato de fornecimento de energia. O modelo deve ser utilizado por consumidores com tarifação binômia, enquadrados no Grupo A (atendidos em alta tensão).

Cabe-se destacar que de acordo com dados da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2021a) de fevereiro de 2021, o Brasil possui 180.517 unidades consumidoras enquadradas no Grupo A. Tais consumidores podem ser representados por indústrias, agroindústrias, universidades, shopping centers, supermercados, hospitais, condomínios residenciais, entre outros. Portanto, este modelo matemático tem potencial para ser utilizado por estes consumidores tipicamente de médio e grande porte, promovendo economia de energia e o aproveitamento de fontes alternativas locais.

1.4 PUBLICAÇÃO

A contribuição inicial relacionada a esta tese foi o artigo científico publicado em uma edição especial da revista *Energies*, ISSN 1996-1073, *Special Issue on "Demand Response Optimization for Smart Energy Systems"*, de acordo com a referência:

- MARANGONI, F.; MAGATÃO, L.; ARRUDA, L. V. R. Demand Response Optimization Model to Energy and Power Expenses Analysis and Contract Revision. **Energies**, v. 13, 2803, 2020.

Deve ser destacado que o modelo apresentado na publicação ainda não possuía todas as funções do modelo matemático apresentado na tese; por exemplo, a análise da utilização de fontes compradas/alugadas e as análises de despesas/investimentos. Portanto, o modelo (completo) desenvolvido e resultados aprimorados deverá ser objeto de uma nova publicação.

1.5 ESTRUTURA DO TRABALHO

No Capítulo 2 é apresentada a revisão da literatura referente ao panorama mundial e nacional sobre a geração de energia elétrica. Na seção 2.1 são realizadas considerações sobre a Geração Distribuída, com a apresentação da quantidade de consumidores enquadrados na geração distribuída no Brasil. Na seção 2.2 é abordado o conceito e algumas características sobre o Gerenciamento pelo Lado da Demanda, bem como sobre Resposta à Demanda e a Integração pelo Lado da Demanda. Na seção 2.3 é apresentada uma revisão sobre o faturamento de energia elétrica no Brasil. Na seção 2.4 são fundamentadas as contribuições da tese ao estado da arte, tendo por base os trabalhos da literatura revisados.

No Capítulo 3 é apresentada a abordagem de solução. A seção 3.1 apresenta as considerações de modelagem relacionadas às tarifas, bandeiras tarifárias, histórico de consumo e de demanda, geração por fontes alternativas e fontes intermitentes (como eólica e fotovoltaica), e a consideração sobre energia excedente. A seção 3.2 apresenta alguns comentários sobre a nomenclatura e a seção 3.3 detalha a sequência de execução da abordagem proposta, a qual envolve a realização de uma execução inicial do modelo (Execução de Referência), necessária para a obtenção de dois parâmetros para a aplicação do modelo matemático completo.

No Capítulo 4 é apresentado e detalhado o modelo matemático desenvolvido nesta tese. Inicialmente com a apresentação dos grupos de variáveis que compõem a função objetivo e, na sequência, a descrição completa de todas as restrições.

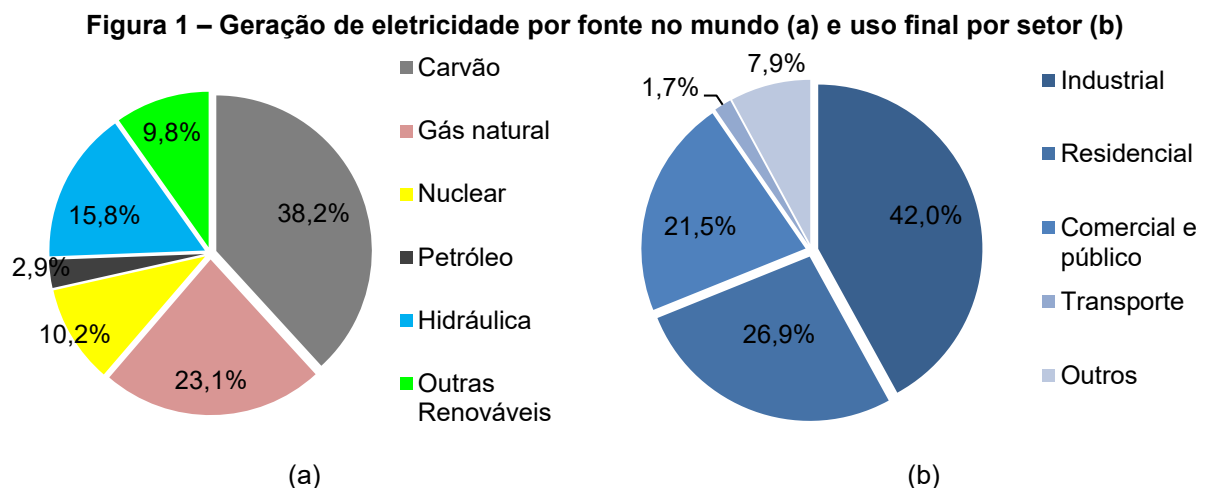
No Capítulo 5 são apresentados e comentados os resultados para evidenciar as funcionalidades do modelo. Inicialmente são apresentadas as funcionalidades, separadas em básicas e complementares. Na sequência é apresentado o comportamento da resposta do modelo com a alteração de determinados parâmetros. A seção 5.6 apresenta o desempenho computacional do modelo a partir do aumento da quantidade de fontes alternativas e intermitentes consideradas para a análise. Por fim, na seção 5.7 é apresentado um exemplo de aplicação.

No Capítulo 6 são apresentadas as considerações finais dos desenvolvimentos realizados e as sugestões sobre trabalhos futuros, principalmente relacionados à possibilidade de adaptações do modelo matemático para sua aplicação em casos específicos.

2 REVISÃO DA LITERATURA

Uma análise da Agência Internacional de Energia (IEA, 2015) mostra que é realista e economicamente sensato seguir uma agenda para desenvolver uma matriz energética com fontes não poluentes. Também afirma que existem ferramentas e mecanismos para apoiar mudanças inovadoras e transformadoras que levam a um futuro de energia acessível, seguro e ambientalmente sustentável.

As fontes não renováveis são responsáveis pela maior parcela da geração de energia elétrica no mundo. Na Figura 1(a), pode ser observado que a principal fonte primária ainda é o carvão (com 38,2%), seguido pelo gás natural (23,1%). A energia nuclear (10,2%) e o petróleo (2,9%) completam o grupo das energias não renováveis. A geração de energia elétrica por fontes renováveis representa 25,6%, com destaque para a geração hidráulica (15,8%). As outras fontes renováveis (9,8%) englobam as fontes geotérmicas, solar, eólica, biocombustíveis, biomassa, entre outras (IEA, 2020).

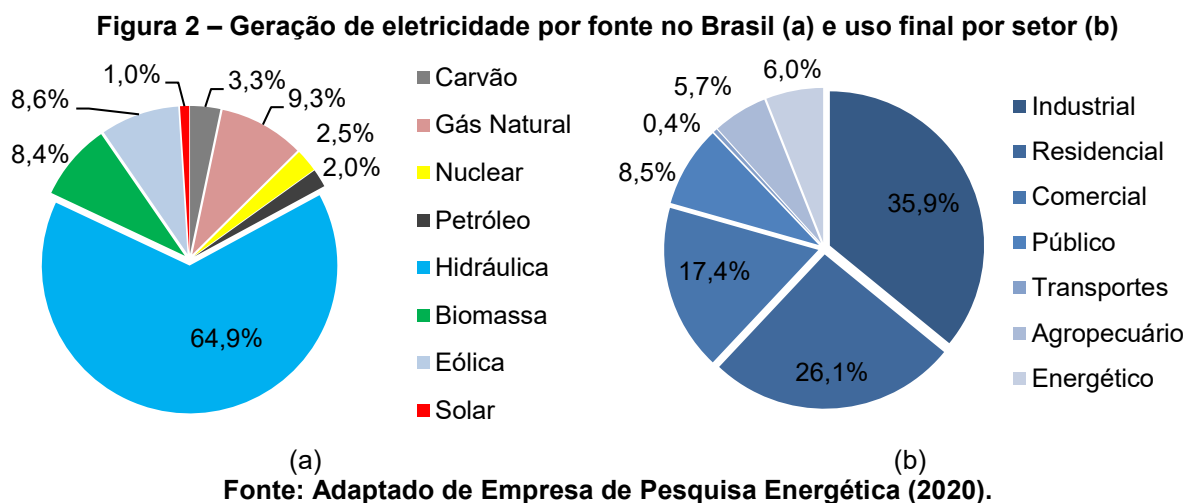


Fonte: Adaptado de *International Energy Agency* (2020).

Na Figura 1(b) pode ser observado o uso final da energia elétrica no mundo com dados referentes ao ano de 2018, sendo que o setor industrial representa a maior parcela do consumo (42%). Na sequência o setor residencial (26,9%) próximo ao setor comercial e de serviço público (21,5%). As menores parcelas representam o setor de transporte (1,7%) e outros (7,9%), o que inclui agricultura, pesca e outras não especificadas (IEA, 2020).

O Brasil apresenta a fonte hidráulica, renovável e limpa (não poluente), como a principal fonte de geração de energia elétrica. De acordo com os dados do Balanço Energético Nacional (EPE, 2020), a energia hidráulica representa 64,9% da geração, como observa-se na Figura 2(a), enquanto o carvão (principal fonte no cenário mundial, poluente e não renovável) representa apenas 3,3%.

Observa-se na Figura 2(b) que o Brasil apresenta a mesma ordem para os três setores que mais consomem energia elétrica no mundo, ou seja, a maior parcela representa o setor industrial (35,9%) seguido pelo setor residencial (26,1%) e o setor comercial (17,4%). A menor parcela do consumo é representada pelo setor de transportes, com 0,4% do total.



O mundo possui recursos limitados de combustíveis fósseis, além disso, a queima do carvão, petróleo e gás natural produz gases poluentes, tais como o SO_2 , CO e CO_2 , que causam sérios danos ao meio-ambiente. O efeito mais preocupante é o problema do aquecimento global causado principalmente pelo CO_2 , que retém o calor solar na atmosfera causando o efeito estufa. A elevação da temperatura na atmosfera traz uma série de consequências nocivas ao meio ambiente e à vida no planeta (BOSE, 2010).

Segundo a Agência Internacional de Energia (IEA, 2015) é essencial o papel que a inovação tecnológica pode e deve desempenhar para permitir a transição para um sistema de energia de baixo carbono. Também afirmam que histórias de sucesso recentes indicam claramente que existe um potencial significativo e inexplorado para acelerar a inovação em tecnologias limpas (que procuram amenizar os impactos ambientais), se houver estruturas políticas adequadas.

Como alternativa para reduzir os problemas ambientais, destaca-se a importância da utilização de fontes renováveis. Como alternativa para aumentar a produção de energia elétrica, sem a necessidade da construção de grandes usinas nem a necessidade de ampliação do sistema elétrico de potência, destaca-se o desenvolvimento e o crescimento da geração distribuída.

2.1 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A geração de energia elétrica distribuída ou, simplesmente, Geração Distribuída (GD) é um ponto importante quando se trata de fornecer possíveis soluções para uma série de problemas socioeconômicos de energia que irão assumir uma importância cada vez maior (DONDI *et al.*, 2002).

Chiradeja e Ramakumar (2004) destacam que a GD está sendo considerada como uma possível solução para os problemas econômicos e ambientais para a expansão do sistema elétrico mundial, que atualmente é baseado em grandes centrais geradoras localizadas em locais muito distantes dos pontos de consumo.

De acordo com a Agência Internacional de Energia (IEA, 2002), é crescente o interesse e a atenção política sobre a Geração Distribuída, e os cinco principais fatores que justificam essa tendência são: liberalização do mercado de eletricidade; desenvolvimento da tecnologia de GD; restrições na construção de novas linhas de transmissão; aumento da demanda dos clientes por eletricidade confiável; e, preocupações com as mudanças climáticas.

Ackermann, Andersson e Soder (2001) informam que na literatura existe um grande número de termos e definições utilizados para se referir à geração distribuída, que podem variar de acordo com autores, com instituições ou com as regulamentações de cada país. No entanto, uma definição geral é que a GD é uma fonte de energia elétrica conectada diretamente na rede de distribuição ou na medição pelo lado do consumidor.

Dondi *et al.* (2002) definem a geração distribuída como uma pequena fonte de geração ou armazenamento de energia elétrica (de alguns kW a dezenas de MW) localizada próxima à carga e que não faz parte de um grande sistema central de energia. Observa-se que o termo “armazenamento de energia elétrica” foi incluído nesta definição de GD e, desta forma, o sistema pode ser utilizado para fornecer

energia nos momentos em que a energia da concessionária é mais cara (como no horário de pico). Os autores destacam que a eficiência aprimorada, respeito pelo meio ambiente, flexibilidade e escalabilidade das tecnologias emergentes envolvidas na GD colocaram esses sistemas na vanguarda das soluções para fornecer geração de energia para o futuro.

Segundo Pepermans *et al.* (2005) alguns países definem a geração distribuída com base no nível de tensão, enquanto outros partem do princípio de que a geração distribuída é conectada a circuitos que alimentam diretamente alguma carga do consumidor. Para outros países a GD deve apresentar alguma característica específica, como, por exemplo, utilizar fontes renováveis ou cogeração, que é a produção combinada de calor e energia mecânica.

No Brasil, de acordo com a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2016) a geração distribuída é caracterizada pela instalação de geradores de pequeno porte localizados próximos aos centros de consumo de energia elétrica.

2.1.1 Vantagens e Desvantagens da Geração Distribuída

A presença de geração próxima às cargas pode proporcionar diversos benefícios para o sistema elétrico, dentre os quais pode se destacar: a postergação (por parte da concessionária ou do poder público) de investimentos em expansão nos sistemas de distribuição e transmissão; o baixo impacto ambiental (com a utilização de fontes renováveis); a melhoria do nível de tensão da rede no período de maior demanda; e a diversificação da matriz energética (ANEEL, 2016).

Muitas tecnologias de GD são flexíveis em operação, tamanho e capacidade de expansão. Um gerador distribuído permite responder a incentivos de preços refletidos na flutuação dos preços de combustíveis e eletricidade. Quando os preços dos combustíveis são altos e os da eletricidade são baixos, o consumidor (que possui GD) compra energia da concessionária. Na situação oposta, ou, com produção de energia excedente, o consumidor fornece energia à rede (IEA, 2002).

Para Pepermans *et al.* (2005) a Geração Distribuída poderia servir como substituta para investimentos em capacidade de transmissão e distribuição, ou seja, uma alternativa à necessidade de expansão da rede local. Obviamente, isso só é possível na medida em que combustíveis primários alternativos estejam disponíveis localmente em quantidades suficientes.

Chiradeja e Ramakumar (2004) apresentaram e classificaram os benefícios da GD como técnicos e econômicos. Como benefícios técnicos podem ser citados: redução das perdas na transmissão e distribuição; melhoria do perfil de tensão; redução de emissões de poluentes, devido ao destaque para a utilização de energias renováveis; melhor qualidade de energia; alivia o congestionamento nas linhas de transmissão e distribuição.

Os principais benefícios econômicos da Geração Distribuída de acordo com Chiradeja e Ramakumar (2004) são: postergar os investimentos para expansão do sistema elétrico; baixos custos de operação e manutenção, para algumas tecnologias; produtividade aprimorada; aumento da eficiência geral; maior segurança para cargas críticas.

As perdas do sistema elétrico são afetadas pelas mudanças nos fluxos de potência na rede de distribuição. Desta forma, a geração no local do consumo é capaz de reduzir as perdas, pois reduz a demanda de energia no sistema principal (IEA, 2002). No Brasil as perdas representam 16,87% do total da energia elétrica gerada (EPE, 2020).

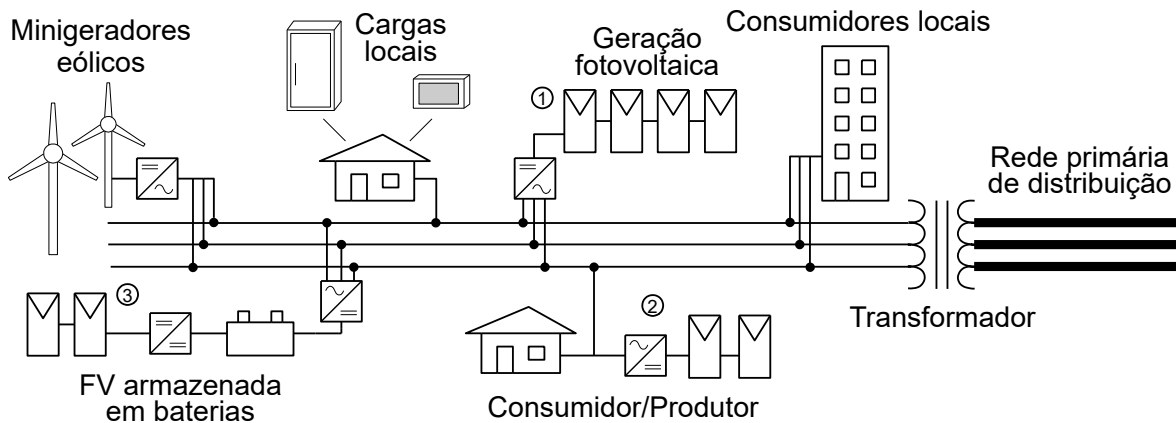
Apesar das vantagens apresentadas, o aumento da quantidade de pequenos geradores espalhados na rede de distribuição possui algumas desvantagens associadas, tais como: aumento da complexidade de operação da rede; dificuldade na cobrança pelo uso do sistema elétrico; a eventual cobrança de tributos; e a necessidade de alteração dos procedimentos das distribuidoras para operar, controlar e proteger as redes de distribuição (ANEEL, 2016).

Chiradeja e Ramakumar (2004) destacam os problemas com relação à operação do sistema, tais como: os distúrbios de tensão; o mau funcionamento do sistema de proteção; e o fluxo reverso de potência.

2.1.2 Microrredes e Redes Inteligentes

De acordo com Nikkhajoei e Lasseter (2009) para oferecer melhores soluções na área da Geração Distribuída deve-se considerar as fontes e as cargas locais como um pequeno sistema de potência chamado microrrede, como pode ser observado na Figura 3. A microrrede permite a integração de um grande número de fontes alternativas com a rede elétrica da concessionária sem a necessidade de mudanças na estrutura dos sistemas elétricos de potência existentes.

Figura 3 – Diagrama simplificado de uma microrrede



Fonte: Autoria própria.

A microrrede representada de modo simplificado pela Figura 3 mostra a conexão à rede de quatro fontes de geração distribuída, sendo um sistema eólico e três sistemas com geração fotovoltaica (FV). O sistema fotovoltaico identificado com o número 1 foi conectado diretamente à rede. O sistema identificado com 2 foi conectado pelo lado do consumidor, fornece energia para suas próprias cargas e, além disso, pode injetar a geração excedente (se houver) na rede da concessionária. A geração FV identificada pelo número 3 consiste em um sistema com armazenamento de energia formado por um banco de baterias, que pode ser utilizado no período noturno ou em momentos de maior demanda.

Uma vez que várias unidades de geração e de armazenamento de energia podem estar distribuídas pela microrrede, torna-se necessária a utilização de um sistema de gerenciamento local.

Como solução para aproveitar todo o potencial emergente da GD, surgiu o conceito de Redes Inteligentes (usualmente citado pelo termo em inglês *Smart Grids*). De acordo com Gungor *et al.* (2011), a *smart grid* é uma infraestrutura moderna de rede elétrica para se obter maior eficiência, confiabilidade e segurança, através da integração de fontes de energia renováveis e alternativas, por meio de controle automatizado e modernas tecnologias de comunicação.

Zhang e Grossmann (2016) destacam que na *smart grid* as principais operações (geração, transmissão, distribuição e consumo de eletricidade) são executadas de maneira coordenada e eficiente. Para que sejam obtidos os resultados pretendidos, a *smart grid* necessita de uma infraestrutura de informações e comunicações para que os dados sobre as condições da rede possam ser

coletados e compartilhados em tempo real. Também torna-se necessário o desenvolvimento de ferramentas avançadas de tomada de decisão que possam usar as informações coletadas para gerenciar as operações na rede.

2.1.3 Regulamentação da Geração Distribuída no Brasil

As fontes de Geração Distribuída devem atender às exigências definidas pelas normas para garantir a segurança e a confiabilidade na execução de sua operação. A norma IEEE 1547, intitulada Norma para Interconexão de Fontes Distribuídas com o Sistema de Energia Elétrica (*Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*), aborda os testes e procedimentos que verificam a conformidade de sistemas de interconexão de fontes de energia e a rede elétrica (IEEE, 2005).

No Brasil, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) publicou em 2009 a Resolução Normativa (REN) nº 395 intitulada Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST). Em 17 de abril de 2012 entrou em vigor a REN nº 482, a qual estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuídas aos sistemas de distribuição, e define o funcionamento do sistema de compensação de energia elétrica.

Sobre a potência dos sistemas de geração distribuída, para que seja realizado o enquadramento de uma unidade consumidora como microgeração, a potência instalada deve ser menor ou igual a 75 kW, e para a minigeração deve ser maior que 75 kW e menor ou igual a 5 MW (ANEEL, 2016).

Sobre a compensação de energia, a ANEEL esclarece que a unidade consumidora que fornecer (injetar) energia elétrica ativa ao sistema de distribuição passa a ter direito a um crédito em quantidade de energia ativa. Tal crédito é utilizado exclusivamente para abater o consumo, ou seja, não é possível vender diretamente o crédito para receber valores em reais (ANEEL, 2016).

Deve-se destacar que a utilização do crédito de energia não é restrita à própria unidade onde foi obtido. Desde que sejam da mesma titularidade (Pessoa Física ou Jurídica) e estejam dentro da mesma área de concessão, o crédito pode ser utilizado para compensar o consumo de energia elétrica de outras unidades consumidoras. Esse tipo de utilização de crédito foi definido como autoconsumo remoto (ANEEL, 2015).

2.1.4 Unidades Consumidoras com Geração Distribuída no Brasil

De acordo com dados da Agência Nacional de Energia Elétrica (2021b), atualmente existem 472.608 Unidades Consumidoras (UC) registradas como Geração Distribuída no Brasil, com uma potência total instalada de 5,644 GW, e 605.645 unidades consumidoras habilitadas para receber (utilizar) os créditos gerados. Na Tabela 1 pode ser observada a distribuição de acordo com o tipo de fonte, onde: CGH se refere a Central Geradora Hidrelétrica; EOL a geração Eólica; UFV a geração Fotovoltaica; e UTE representa Usina Termelétrica, na qual ocorre a utilização de biomassa, biogás, gás natural, entre outros.

Tabela 1 – Quantidade e potência instalada de geração distribuída no Brasil

Tipo	Quantidade de UCs	Quantidade de UCs que recebem os créditos	Potência instalada (kW)
CGH	34	5.528	28.048,14
EOL	69	132	14.930,70
UFV	472.198	595.060	5.504.883,90
UTE	307	4.925	96.416,52
Total	472.608	605.645	5.644.279,26

Fonte: Adaptado de Agência Nacional de Energia Elétrica (2021b).

Os dados apresentados na Tabela 2 representam apenas os consumidores do grupo A, que são unidades consumidoras com tarifação binômica atendidas com o fornecimento de tensão de valor igual ou superior a 2,3 kV (a modalidade tarifária será detalhada no item 2.3.1, p.36). Atualmente 8.980 unidades consumidoras estão registradas como geração distribuída, o que representa 1,230 GW de potência instalada. Os créditos de energia gerados são recebidos (utilizados) por 24.206 unidades consumidoras.

Tabela 2 – Total de geração distribuída de consumidores do grupo A

Tipo	Quantidade de UCs	Quantidade de UCs que recebem os créditos	Potência instalada (kW)
CGH	28	578	27.937
EOL	14	75	14.627
UFV	8.768	18.863	1.100.605
UTE	170	4.690	87.143
Total	8.980	24.206	1.230.312

Fonte: Adaptado de Agência Nacional de Energia Elétrica (2021b).

A comparação entre os consumidores do grupo A e do grupo B (que serão detalhados na seção 2.3) que participam da GD é apresentada na Tabela 3. Pode ser observado que o grupo B representa 98,1% das UCs e possui 78,2% da potência instalada. No entanto, a potência média instalada por UC é de 9,52 kW, valor compatível por se tratarem de consumidores de pequeno porte (como consumidores residenciais). O grupo A (consumidores de médio e grande porte) apresenta a potência média instalada de 137,01 kW por UC. Deste modo, apesar do Grupo A englobar apenas 1,9% do total de consumidores, a potência instalada é de 21,8% do total e estudos voltados ao referido grupo possuem relevância prática.

Tabela 3 – Participação de consumidores do grupo A e grupo B na GD

Grupo	Quantidade de Unidades Consumidoras		Potência Instalada (kW)		Potência média por UC (kW)
A	8.980	1,9%	1.230.312	21,8%	137,01
B	463.628	98,1%	4.413.968	78,2%	9,52
Total	472.608		5.644.279		11,94

Fonte: Adaptado de Agência Nacional de Energia Elétrica (2021b).

A partir dos benefícios apresentados, das preocupações ambientais, desenvolvimento de novas tecnologias, entre outras, a tendência é que a Geração Distribuída continue em ascensão. O Brasil possui um grande potencial de recursos energéticos renováveis que poderia ser melhor aproveitado, principalmente para que mais consumidores gerem sua própria energia elétrica e participem da GD.

2.2 GERENCIAMENTO PELO LADO DA DEMANDA

A rede elétrica é projetada para corresponder de forma confiável ao suprimento e a demanda de eletricidade. Essa tarefa está se tornando cada vez mais desafiadora devido à grande flutuação na demanda de eletricidade e ao aumento da utilização de energia renovável intermitente (ALBADI; EL-SAADANY, 2007; ZHANG; GROSSMANN, 2016).

Segundo Baharlouei e Hashemi (2013), o Gerenciamento pelo Lado de Demanda (GLD ou DSM do inglês *Demand-Side Management*) é uma forma de combinar oferta e demanda de energia, pois inclui programas que motivam os consumidores a mudar seu consumo de energia a fim de suavizar picos de demanda que causam grande impacto na confiabilidade do sistema e no custo de geração.

O glossário de termos técnicos do Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos (IEEE) apresentou o Gerenciamento pelo Lado da Demanda como: O planejamento e a implementação de atividades da concessionária, projetadas para influenciar o uso de eletricidade pelo cliente, de maneira que produzam as mudanças desejadas na forma de carga da concessionária, ou seja, alterações no padrão e na magnitude da carga da concessionária (IEEE, 1985).

O GLD abrange toda a gama de funções de gerenciamento associadas ao direcionamento das atividades do lado da demanda, incluindo planejamento, avaliação, implementação e monitoramento do programa (IEEE, 1985).

Os autores Lampropoulos *et al.* (2013) levam em consideração a geração distribuída, e referem-se ao GLD como uma série de políticas e medidas que abrangem desde políticas de eficiência energética a longo prazo e taxas de incentivo, até o controle em tempo real dos recursos energéticos distribuídos.

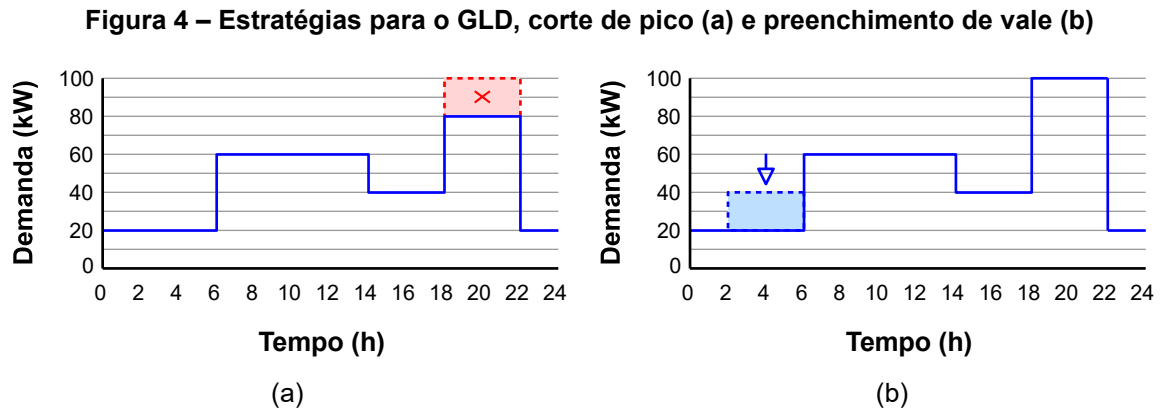
Zhang e Grossmann (2016) esclarecem que do ponto de vista do operador (concessionária), o GLD é considerado um meio de reduzir a demanda geral de eletricidade, reduzir a alta demanda em horários de pico, aumentar a eficiência e garantir a estabilidade na rede elétrica. Também é importante por conferir flexibilidade para reagir rapidamente à incompatibilidade entre oferta e demanda na rede, através do controle (desligamento) de cargas. Do ponto de vista do consumidor, o principal objetivo é a redução de custos, ou seja, redução das despesas com a fatura de energia elétrica.

2.2.1 Estratégias para o Gerenciamento pelo Lado da Demanda

Os autores Abbood, Salih e Muslim (2017) destacam quatro estratégias de GLD que fornecem meios pelos quais a eletricidade pode ser economizada e efetivamente utilizada: corte de pico; deslocamento de carga; preenchimento de vale; e conservação de energia.

A estratégia de corte de pico (ou redução de pico), observada na curva de carga da Figura 4(a), geralmente é utilizada para reduzir a demanda durante o horário de ponta. A estratégia é realizada através do controle (desligamento) direto de cargas, ou com a utilização de fontes alternativas (geração própria), como será apresentado no item 3.1.6 (p. 56). Este método pode reduzir o custo operacional da concessionária, visto que a necessidade de operar suas unidades de geração mais

caras é reduzida e também por postergar investimentos na expansão da capacidade de geração, transmissão e distribuição (BELLARINE; TURNER, 1994; LI; CHIU; SUN, 2017).

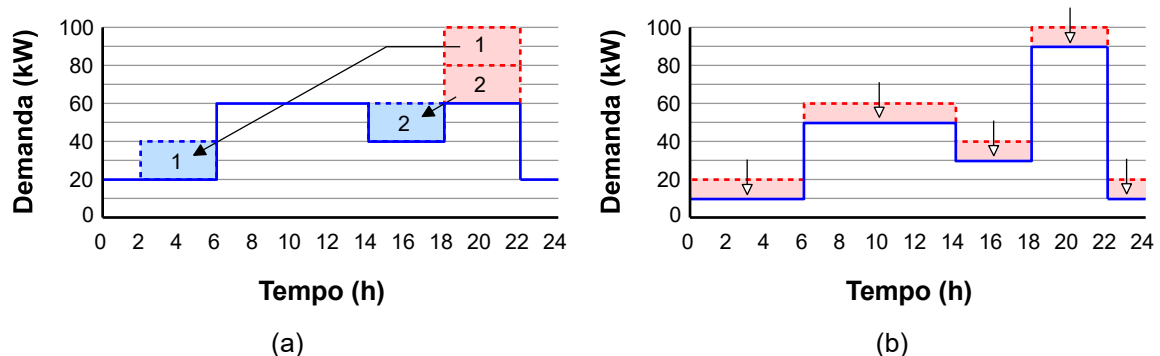


Fonte: Adaptado de Li, Chiu e Sun (2017).

O preenchimento de vale, observado na Figura 4(b), representa o incentivo para que o consumidor utilize energia elétrica fora dos horários de maior consumo. Do ponto de vista da concessionária, o preenchimento dos vales é muito importante, pois nesses momentos o custo marginal de produção é maior que o preço médio da eletricidade (BELLARINE; TURNER, 1994).

Diferente do corte de pico (desligamento de cargas), a estratégia de deslocamento de carga, observado na Figura 5(a), consiste em modificar o horário do funcionamento de equipamentos, ou seja, deslocar o consumo de energia elétrica para o horário fora de ponta. As concessionárias aplicam tarifas mais elevadas no horário de ponta em relação às tarifas aplicadas nos momentos de menor carregamento do sistema. Essa técnica produz o efeito combinado de corte de pico e preenchimento de vale (BELLARINE; TURNER, 1994).

Figura 5 – Estratégias para o GLD, deslocamento de carga (a) e conservação estratégica (b)



Fonte: Adaptado de Li, Chiu e Sun (2017).

Na Figura 5(b) pode ser observada a curva de carga que representa a conservação estratégica, ou seja, a redução geral do consumo de energia elétrica em todos os horários. As concessionárias adotam programas para incentivar o uso eficiente de energia, a fim de reduzir a demanda não apenas nos horários de pico, mas também em outras horas do dia (BELLARINE; TURNER, 1994; LI; CHIU; SUN, 2017). Esta estratégia será considerada no item 3.1.6 (p. 56).

2.2.2 Resposta à Demanda (RD) e Integração pelo Lado da Demanda (ILD)

De acordo com o relatório do Conselho Internacional de Grandes Sistemas Elétricos (em francês, *Conseil International des Grands Réseaux Électriques*, CIGRÉ) o termo Gerenciamento pelo Lado da Demanda surgiu no final da década de 1970. Algumas ações que já eram aplicadas, como o gerenciamento de carga ou o controle de carga, foram incorporadas ao conceito do GLD (CIGRÉ, 2011).

Com o advento de mercados de eletricidade competitivos, novas tecnologias e geração distribuída, muitas mudanças terminológicas ocorreram. O gerenciamento de carga, por exemplo, está sendo cada vez mais substituído pelo termo Resposta à Demanda (RD, ou DR do inglês *Demand Response*) (CIGRÉ, 2011). O Conselho destaca que a Resposta à Demanda (também citada como Resposta pelo Lado da Demanda) é um termo mais recente que descreve a abordagem baseada no mercado para se realizar o gerenciamento de carga.

Albadi e El-Saadany (2007) complementam que a Resposta à Demanda pode ser definida como as mudanças no uso de energia elétrica pelos consumidores finais em resposta a mudanças no preço da eletricidade.

Existem três ações gerais de Resposta a Demanda que envolvem custos e medidas a serem tomadas pelo consumidor: primeiro, reduzir o consumo de eletricidade durante os períodos de pico; segundo, responder aos altos preços da eletricidade transferindo a utilização de equipamentos (quando praticável) para períodos fora do horário de ponta; terceiro, utilizar geração própria de energia elétrica, o que poderia integrar o consumidor à Geração Distribuída. Ao utilizar a geração no local, os consumidores podem obter pouca ou nenhuma alteração no padrão de uso de eletricidade. No entanto, a partir da perspectiva da concessionária, o padrão de eletricidade mudará significativamente e a demanda parecerá menor (ALBADI; EL-SAADANY, 2007).

O termo Gerenciamento pelo Lado da Demanda , comumente empregado na literatura da área, vem sendo substituído pelo termo Integração pelo Lado da Demanda (*Demand Side Integration*) (LAMPROPOULOS *et al.*, 2013).

No relatório técnico publicado pelo CIGRÉ (2011), o conselho se refere à Integração pelo Lado da Demanda (ILD) como sendo a área técnica focada no avanço do uso eficiente da eletricidade para atender o sistema elétrico de potência e as necessidades dos consumidores.

De acordo com Stötzer *et al.* (2015), os casos que apresentam cargas flexíveis podem ser gerenciados por sistemas de GLD. No entanto, para oferecer suporte a diferentes sistemas de carga de maneira mais funcional, o sistema GLD deve ser estendido a um sistema de ILD, que também inclui ações do lado da demanda a incentivos monetários.

No contexto da ILD pode se destacar o termo “Recurso pelo Lado da Demanda” (RLD), definido como sendo os recursos de uso final no lado do medidor do consumidor (seja geração distribuída, armazenamento de energia, ou outros recursos no local) que podem ser utilizados para responder de forma coordenada ao sistema de energia elétrica ou às condições do mercado (CIGRÉ, 2011).

O GLD possui, na sua essência, estratégias desenvolvidas para otimizar o fornecimento de energia elétrica (pela concessionária) e a sua utilização (pelo consumidor). Nas características básicas da ILD estão incluídas estratégias relacionadas à geração de energia pelo consumidor, como a abordagem chamada “Estratégia de Geração Incorporada”, definida como sendo a aplicação de recursos de geração distribuídos de várias fontes de energia para tratar questões de demanda local ou utilizar os recursos renováveis disponíveis (CIGRÉ, 2011).

Ainda não existe um consenso sobre as definições ou sobre quais são exatamente as estratégias que fazem parte do GLD ou da ILD. Pode ser destacado que no “gerenciamento” já eram utilizadas fontes locais (geração própria) para atender às cargas do consumidor. No entanto, não era considerada a integração das fontes alternativas com a rede elétrica da concessionária.

A partir do desenvolvimento de regulamentações sobre o mercado de energia, a geração própria foi integrada à rede, isto é, o consumidor pode fornecer energia elétrica para a concessionária. Desta forma, além de gerenciar cargas e fontes, ocorreu a “integração” das fontes com a rede, o que torna a ILD um termo mais abrangente e atual.

De acordo com as publicações supracitadas na seção 2.2.2, o presente trabalho tem relação com as definições e técnicas apresentadas no Gerenciamento pelo Lado da Demanda, com a Resposta à Demanda, e com a Integração pelo Lado da Demanda. No entanto, adota-se o termo ILD como o mais alinhado à categorização da pesquisa.

2.2.3 Trabalhos Relacionados à GLD, RD e ILD

A consulta aos trabalhos relacionados foi realizada no portal de periódicos CAPES, o qual realiza a pesquisa em diferentes bases de dados, tais como: *IEEE Xplore*, *Science Direct*, *Scopus* e *Web of Science*. Foi selecionada a opção de todo o conteúdo das publicações e foram considerados todos os tipos de publicação (revistas, livros, capítulos de livros, artigos em congressos, etc.).

Para que fosse possível uma delimitação do resultado das pesquisas, os termos considerados nessa seção (Gerenciamento pelo Lado da Demanda, Resposta à Demanda e Integração pelo Lado da Demanda) foram combinados com algumas funcionalidades consideradas na abordagem de solução desta tese. Na Tabela 4 pode ser observada a combinação dos termos utilizados nas pesquisas e a quantidade de trabalhos encontrados.

Tabela 4 – Pesquisa com termos relacionados à GLD, RD e ILD e funcionalidades do modelo

Termos da Pesquisa	Trabalhos Encontrados
("smart grid" OR "demand side management" OR "demand response") AND ("peak shaving" OR "hourly demand") AND ("local generation" OR "own generation") AND ("contract" OR "net metering")	48
"demand side integration" AND ("large consumers" OR "industry" OR "industries")	44

Fonte: Autoria própria.

A partir da combinação de termos, foi possível realizar a leitura dos títulos (e resumos, se necessário) dos trabalhos encontrados. Foram desconsiderados os trabalhos pouco relacionados com esta tese, os quais apresentam como foco, por exemplo: desenvolvimento de *hardwares*; armazenamento de energia; correção de distúrbios elétricos; monitoramento da demanda em tempo real; análise de sistemas isolados; programação da produção; e deslocamento de cargas.

Destaca-se que não foram encontrados trabalhos que considerem, simultaneamente, a geração própria para a realização de corte de pico (de acordo com o perfil da demanda horária) para que seja realizado o ajuste (a otimização) do contrato de demanda. Na sequência são apresentados artigos relacionados ao escopo desta tese.

Diversos autores destacam o potencial e os benefícios da Geração Distribuída, como Ackermann, Andersson e Soder (2001), Chiradeja e Ramakumar (2004), Pepermans *et al.* (2005), Nikkhajoei e Lasseter (2009), Allan *et al.* (2015), Mehigan *et al.* (2018) e Sandhya e Chartterjee (2020). No entanto, ressalta-se que para obter um desempenho otimizado com a GD devem ser aplicadas técnicas e conceitos relacionados com o Gerenciamento pelo Lado da Demanda, ou relacionados a outros termos derivados, como a Resposta à Demanda e a Integração pelo Lado da Demanda.

Abbood, Salih e Muslim (2017) empregaram técnicas de gerenciamento de carga (como redução de pico, deslocamento de carga e conservação de energia), com a utilização de sistemas fotovoltaicos, para economizar e otimizar o uso de eletricidade no setor residencial na cidade de Bagdá. O estudo também apresenta a capacidade de armazenar a energia excedente, produzida pelo gerador fotovoltaico, em baterias para usar em períodos de maior demanda.

Mota *et al.* (2021) propõem uma abordagem que leva em consideração a disponibilidade de energia de fontes renováveis e a possibilidade de múltiplos fornecedores de energia (no contexto da Espanha). Os autores buscam otimizar a programação de uma linha de produção com a utilização de um algoritmo genético com múltiplas restrições. Destacam que o algoritmo proposto permite que a linha de produção participe dos eventos de Resposta à Demanda com a realização do deslocamento de tarefas (deslocamento de cargas), pois, neste caso, é possível considerar tal flexibilidade.

Os autores Albadi e El-Saadany (2007) mencionam que para o consumidor industrial, a reorganização do horário de algumas de suas atividades pode implicar outras formas de despesas. Desta forma, levando em conta diferentes formas de despesas, os autores Tonini *et al.* (2018) desenvolveram um algoritmo no qual o deslocamento de cargas é realizado de acordo com os preços das tarifas da concessionária, o preço da energia fornecida pela geração própria, e os custos relacionados ao processo de fabricação.

Sobre o gerenciamento de cargas no setor residencial e industrial, Gholian e Mohsenian-Rad (2016) destacam que enquanto a maioria dos aparelhos residenciais opera de forma independente, os equipamentos utilizados em unidades industriais são interdependentes e devem seguir determinadas sequências operacionais. A operação de unidades industriais pode durar vários dias e envolver vários ciclos de lotes, sendo que em indústrias com controle de processo, o gerenciamento de energia é frequentemente associado ao gerenciamento de fluxo de material. Os autores desenvolveram um modelo com Programação Linear Inteira Mista, que além do controle de um grupo de cargas também considera o uso de geração de energia renovável local e armazenamento de energia.

Os autores Lindberg *et al.* (2014) publicaram um estudo em que foi analisado o potencial e as limitações para a utilização do Gerenciamento pelo Lado da Demanda em 15 (quinze) indústrias de diferentes áreas (como celulose e papel, cimento, aço, frigorífico e refinarias) na Suécia. Uma limitação comum apresentada, é que a maioria dos processos funciona melhor se forem executados em velocidade constante (em um sistema sequencial) e sem paradas. Como conclusão do estudo, foi apresentado que o GLD raramente poderia ser utilizado pelos consumidores avaliados, o potencial de aplicação foi menor do que o esperado pelos autores, e nem sempre é fácil a sua efetiva aplicação.

Pôde ser observado que Lindberg *et al.* (2014) consideraram a definição inicial para o Gerenciamento pelo Lado da Demanda, na qual era realizado somente o controle (liga ou desliga) das cargas. Alguns autores também consideram somente a aplicação do controle de cargas para a Resposta à Demanda, enquanto outros incluem a utilização de fontes de energia locais (geração própria).

Os autores Ding, Hong e Li (2014) propõem um modelo matemático para gerenciamento de energia através da Resposta à Demanda (RD) para instalações industriais com a utilização de Programação Linear Inteira Mista (PLIM). As tarefas são divididas em programáveis (*schedulable tasks*) e não programáveis (*nonschedulable tasks*) e são aproveitados recursos de geração distribuída para implementar a RD. Com base no preço da energia, o modelo determina a programação das tarefas para mudar a demanda de períodos de pico (com preços altos para a eletricidade) para períodos fora de pico (com preços menores), o que não apenas melhora a confiabilidade do sistema de energia elétrica, mas também reduz os custos de energia para instalações industriais.

Wang *et al.* (2012) realizaram um estudo em uma usina de ferro e aço (na China) que também possui geração própria. Foi desenvolvido um modelo de otimização integrado para o agendamento de carga e o agendamento da geração de energia, sem violar as restrições do processo de produção. Foram utilizadas técnicas de linearização para alguns fatores, e na sequência, foi utilizada a Programação Linear Inteira Mista (PLIM) para a solução do modelo.

Para Hadera *et al.* (2015), as indústrias que consomem muita energia podem tirar proveito da flexibilidade do processo para reduzir os custos operacionais, programando de maneira otimizada as tarefas de produção. Os autores desenvolveram um modelo via Programação Linear Inteira Mista para otimizar os cronogramas diários de produção e a compra de eletricidade. Além da utilização da energia da concessionária foi considerada a geração local, com a possibilidade de vender energia excedente, e a análise do contrato de energia.

2.3 FATURAMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2012) esclarece que é necessária a aplicação de tarifas com o objetivo de assegurar aos prestadores dos serviços uma receita suficiente para cobrir os custos operacionais e remunerar os investimentos necessários para expandir a capacidade do sistema, bem como garantir o atendimento com qualidade. A estrutura tarifária representa o conjunto de tarifas aplicadas ao faturamento do mercado de distribuição de energia elétrica, que refletem a diferenciação dos custos regulatórios da distribuidora entre os subgrupos, classes e subclasses tarifárias, de acordo com as modalidades e postos tarifários.

Os consumidores são classificados em dois grupos (grupo A e grupo B) e em diferentes classes dentro de cada grupo (como residencial, rural, comercial, industrial e serviço público). O grupo B é atendido em baixa tensão (tensão menor do que 2,3 kV) e a modalidade tarifária é monômnia, na qual a cobrança é realizada somente pelo consumo de energia elétrica em quilowatt-hora (kWh). O grupo A apresenta uma modalidade tarifária binômnia, na qual são aplicadas tarifas para o consumo de energia elétrica (kWh) e para a demanda de potência (kW). As tarifas aplicadas ao grupo A apresentam diferença de valor de acordo o horário de ponta e fora de ponta (ANEEL, 2010).

O horário de ponta (PT) representa o período composto por 3 (três) horas diárias consecutivas definidas pela distribuidora local (tipicamente das 18h às 21h) que leva em conta a curva de carga de seu sistema elétrico. Não é cobrado o horário de ponta aos sábados, domingos e feriados definidos por leis federais. O horário fora de ponta (FP) representa os demais horários do dia (ANEEL, 2010).

2.3.1 Modalidades Tarifárias para o Grupo A

O grupo A é composto por unidades consumidoras atendidas com o fornecimento de tensão de valor igual ou superior a 2,3 kV, ou atendidas a partir de sistema subterrâneo de distribuição em tensão secundária. Além disso, o grupo é dividido nos subgrupos que podem ser observados na Tabela 5, de acordo com o valor da tensão de fornecimento. Os subgrupos A1, A2 e A3 são obrigatoriamente enquadrados na Modalidade Tarifária Horária (MTH) Azul, enquanto consumidores dos subgrupos A3a, A4 e AS podem optar pela modalidade Verde ou Azul.

Tabela 5 – Subgrupos A, de acordo com a tensão de fornecimento

Subgrupo	Tensão de fornecimento	Modalidade Tarifária
A1	≥ 230 kV	Azul
A2	88 kV a 138 kV	Azul
A3	69 kV	Azul
A3a	30 kV a 44 kV	Azul ou Verde
A4	2,3 kV a 25 kV	Azul ou Verde
AS	inferior a 2,3 kV (a partir de sistema subterrâneo de distribuição)	Azul ou Verde

Fonte: Adaptado de Agência Nacional de Energia Elétrica (2010).

Para a MTH Verde são aplicadas tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica para os horários de Ponta (PT) e Fora de Ponta (FP), e uma única tarifa para a demanda de potência. Para a MTH Azul as tarifas diferenciadas para horário de ponta e fora de ponta são aplicadas tanto para o faturamento do consumo de energia elétrica quanto para a demanda de potência.

Na Tabela 5 podem ser observadas as tarifas vigentes aplicadas pela concessionária Copel (do estado do Paraná), para clientes do Grupo A (subgrupo A4), para as modalidades Verde e Azul. Os valores apresentados são referentes à Resolução Homologatória nº 2.704 de 23 de junho de 2020 (ANEEL, 2020).

Tabela 6 – Valores das tarifas do subgrupo A4 (concessionária Copel)

Tarifa Horária	Verde		Azul	
	Resolução ANEEL	Com Impostos	Resolução ANEEL	Com Impostos
Consumo FP (R\$/kWh)	0,32667	0,47969	0,32667	0,47969
Consumo PT (R\$/kWh)	1,31806	1,93547	0,48414	0,71092
Demanda (R\$/kW)	15,26	22,41	---	---
Demanda FP (R\$/kW)	---	---	15,26	22,41
Demanda PT (R\$/kW)	---	---	34,29	50,35

Fonte: Adaptado de Copel (2021).

2.3.2 Contrato de Demanda

De acordo com a Resolução Normativa nº 414 (ANEEL, 2010), o contrato de demanda tem vigência de 12 (doze) meses, com prorrogação automática por igual período. Caso o consumidor solicite o aumento da demanda contratada, a distribuidora tem o prazo de 30 (trinta) dias para atender a solicitação, desde que não seja necessário realizar investimentos para viabilizar o fornecimento. Caso o consumidor solicite a redução da demanda contratada, a concessionária deve atender em até 180 dias (com exceção do subgrupo A4 que são 90 dias).

A Agência Nacional de Energia Elétrica (2010) define Demanda Contratada como sendo a demanda de potência ativa (expressa em quilowatts, kW) a ser obrigatoriamente e continuamente disponibilizada pela concessionária, que deverá ser paga integralmente, mesmo que não seja utilizada.

A partir da assinatura do contrato (e respeitados os prazos legais) a concessionária deve garantir que o consumidor terá a sua disposição toda a potência necessária para que possa ser solicitada a qualquer momento pela carga instalada. Por outro lado, o consumidor precisa realizar o pagamento integral referente ao valor da Demanda Contratada, e sofre penalidade (ex. a tarifa para a ultrapassagem é o dobro do valor da tarifa de demanda) caso ocorra ultrapassagem do valor de tolerância.

A demanda é registrada no medidor de energia da unidade consumidora a cada 15 (quinze) minutos, e representa a média das potências elétricas ativas solicitadas ao sistema elétrico pela carga instalada em operação (ANEEL, 2010). Desta forma, durante o período de faturamento (um mês) serão aproximadamente 2.880 registros de demanda, sendo que, o maior valor registrado é que será considerado como o valor da Demanda Medida (*DM*).

De acordo com a Resolução Normativa nº 414 da ANEEL, quando o montante de Demanda Medida (*DM*) excede em mais de 5% (cinco por cento) o valor da Demanda Contratada (*DC*), a cobrança pela ultrapassagem deve ser adicionada ao faturamento regular. O valor da tarifa da Demanda de Ultrapassagem (*DU*) equivale ao dobro do valor da tarifa de demanda (ANEEL, 2010).

2.3.2.1 Critérios para determinar a demanda faturada

A partir do valor da Demanda Medida, três critérios são utilizados para se obter a Demanda Faturada (para cada mês), que representa o valor considerado para fins de faturamento com a aplicação das respectivas tarifas (ANEEL, 2010).

Na Tabela 7 são apresentados os três critérios, sendo que as siglas representam: Demanda Medida (*DM*); Demanda Contratada (*DC*); Demanda Limite (*DL*); e Demanda de Ultrapassagem (*DU*).

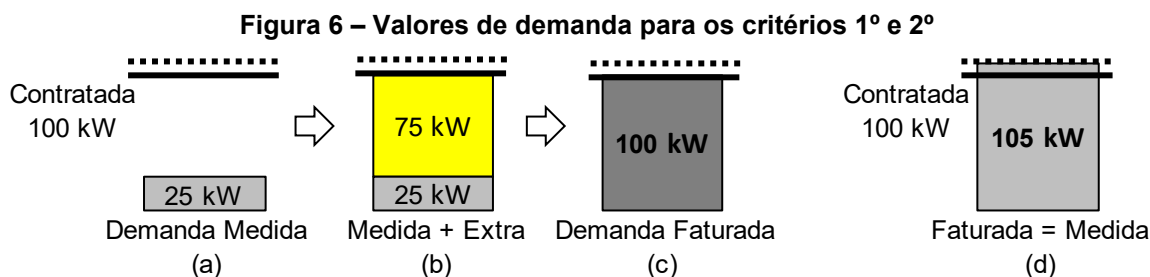
Tabela 7 – Critérios para determinar a Demanda Faturada

	1	2	3
Critério	$DM < DC$	$DC \leq DM \leq DL$	$DL < DM$
Demanda Faturada (DF)	DC	DM	$DM + DU$

Fonte: Adaptado de Agência Nacional de Energia Elétrica (2000).

De acordo com o 1º critério, quando a Demanda Medida (*DM*) for menor que a Demanda Contratada (*DC*), deve ser pago integralmente o valor da Demanda Contratada (*DC*). Na Figura 6 é apresentado um exemplo, onde em (a) é observada uma demanda medida hipotética (de 25 kW) com fundo cinza, e a demanda contratada (100 kW) representada pelo traço contínuo. Pode se verificar em (b), que como a Demanda Medida (*DM*) ficou abaixo da Demanda Contratada (*DC*), será necessário o pagamento de uma quantia “extra” de 75 kW (com fundo amarelo) que não foi utilizada (não foi solicitada pela carga instalada na unidade consumidora).

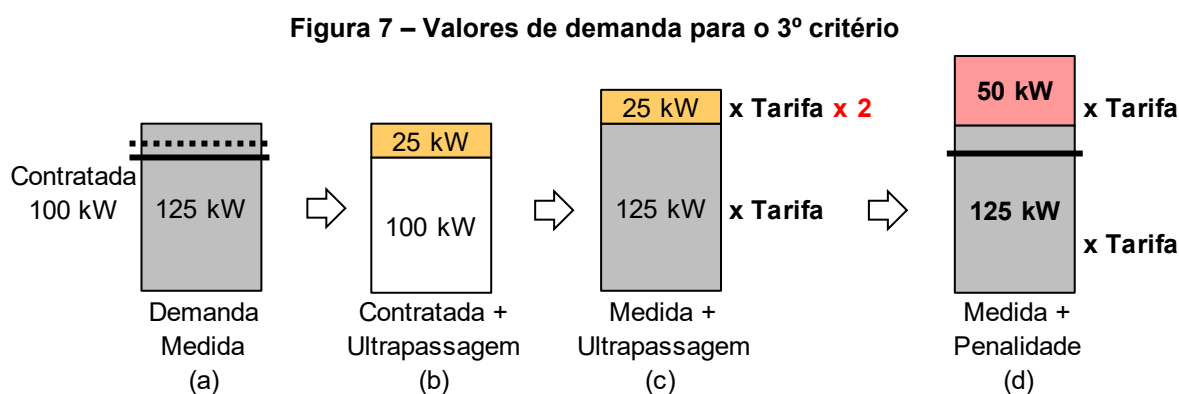
Na Figura 6(c) pode ser observado o valor da demanda que será faturado (100 kW), ou seja, a demanda que deverá ser efetivamente paga. De acordo com o 2º critério, quando o valor da Demanda Medida (*DM*) estiver entre a Demanda Contratada (*DC*) e a Demanda Limite (*DL*), deverá se paga a própria *DM*. Na Figura 6(d) pôde ser observada esta condição, onde a Demanda Medida (105 kW) é a própria Demanda Faturada.



De acordo com o 3º critério apresentado na Tabela 6, se a Demanda Medida (*DM*) for maior que o limite (*DL*) que possui tipicamente 5% de tolerância, deverá ser paga a Demanda Medida (*DM*) somada à Demanda de Ultrapassagem (*DU*).

Observa-se na Figura 7(a) que a Demanda Contratada é igual a 100 kW (representada pelo traço preto contínuo) e a Demanda Medida é de 125 kW (com fundo cinza). Desta forma, a demanda medida é maior que o limite de tolerância (linha tracejada) e a cobrança pela ultrapassagem deverá ser adicionada à fatura.

Na Figura 7(b) observa-se a separação da Demanda Medida em duas partes somente para que seja representado o valor da Demanda de Ultrapassagem (*DU*), equivalente a 25 kW. Na sequência, em (c), podem ser observadas as demandas que serão faturadas pela concessionária, sendo que a tarifa de Demanda de Ultrapassagem equivale ao dobro do valor da tarifa de demanda.



Para facilitar a visualização das despesas, para todos os gráficos (que serão apresentados nos Capítulos 3 e 4) foi adotada a consideração apresentada na Figura 7(d). Como a tarifa de ultrapassagem é o dobro da tarifa de demanda, o valor apresentado nos gráficos será a penalidade, equivalente ao dobro da Demanda de Ultrapassagem ($DU \times 2$), que neste exemplo é 50 kW (com fundo vermelho).

2.3.2.2 Adequação da demanda contratada

A partir da determinação dos valores faturados, observa-se que pode haver o pagamento de uma quantia extra (desnecessária) de duas formas: quando a Demanda Medida fica abaixo da Demanda Contratada (1º critério), ou quando a Demanda Medida excede o limite e ocorre a cobrança pela ultrapassagem (3º critério). Ou seja, o consumidor pode estar sofrendo perdas monetárias que poderiam ser minimizadas com um contrato de demanda adequado.

Uma publicação no website do governo do estado do Mato Grosso informa que a Secretaria de Estado de Gestão (Seges) realizou um estudo para adequação tarifária de energia elétrica em cerca de 2.800 unidades consumidoras de órgãos e entidades do poder executivo. Foi constatado que cerca de 800 unidades apresentavam desconformidade no valor da Demanda Contratada, seja para mais ou para menos. Entre os serviços ofertados pela empresa especializada contratada estavam o enquadramento tarifário e a adequação do contrato de demanda. De acordo com a reportagem a economia gerada aos cofres públicos seria na ordem de R\$ 3 milhões anuais (MATO GROSSO, 2016).

A reportagem citada não apresenta o rigor de uma publicação científica, no entanto são informações oficiais de um website governamental. Sua referência serve para destacar a importância da análise dos contratos de energia de consumidores do grupo A para a determinação do valor do contrato de demanda. Deve-se destacar que para o ajuste de contratos não é necessário realizar investimentos (não gera despesas) e a economia obtida pode ser significativa.

Outro ponto que deve ser considerado é que, de acordo com a REN nº 414, não é permitido realizar mais de uma redução de demanda em um período de 12 (doze) meses (ANEEL, 2010).

2.3.3 Bandeiras Tarifárias

A diminuição no volume de chuva nas áreas das bacias hidrográficas que abastecem reservatórios de hidrelétricas gera preocupação para o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), pois 64,9% da eletricidade no Brasil é gerada por hidrelétricas. Para garantir o fornecimento em períodos de estiagem são utilizadas usinas termelétricas, nas quais o custo de geração é mais elevado. A

Agência Nacional de Energia Elétrica (2013, 2014) publicou a Resolução Normativa nº 547 (atualizada pela REN 626) que estabelece os procedimentos comerciais para a aplicação do sistema de bandeiras tarifárias.

O mecanismo de Bandeiras Tarifárias funciona de acordo com as condições de geração de eletricidade, ou seja, de acordo com a participação dos diferentes tipos de usinas geradoras. Sua finalidade é promover uma correção temporária no valor da tarifa caso sejam acionadas usinas com maiores custos para a produção de energia (como as termelétricas).

No sistema de Bandeiras Tarifárias são consideradas 3 (três) bandeiras, com a divisão da bandeira vermelha em 2 patamares, da seguinte forma: Bandeira Verde, quando as condições de geração de energia são favoráveis, na qual não ocorre nenhuma cobrança de valor adicional; Bandeira Amarela para condições menos favoráveis; Bandeira Vermelha para condições de geração desfavoráveis, a qual pode ser cobrada no patamar 1 ou 2.

A partir dos valores regulamentados pela ANEEL, as distribuidoras adicionam os valores de tributos e impostos. Na Tabela 8 podem ser observados os valores vigentes referentes a cada bandeira, definidos pela ANEEL (sem impostos) e os valores aplicados pela concessionária Copel (com impostos).

Tabela 8 – Valores para as bandeiras tarifárias aplicados pela Copel

Bandeira	Sem tributos/Impostos (por kWh)	Com tributos/impostos (por kWh)
Verde	R\$ 0,0	R\$ 0,0
Amarela	R\$ 0,01343	R\$ 0,019471
Vermelha - Patamar 01	R\$ 0,04169	R\$ 0,061280
Vermelha - Patamar 02	R\$ 0,06243	R\$ 0,091765

Fonte: Adaptado de Copel (2021).

Além dos valores das tarifas, apresentados na Tabela 6 (p. 37), a aplicação de Bandeiras Tarifárias pode elevar o valor da fatura de energia elétrica. Desta forma, no contexto de previsão do consumo de energia e gastos relacionados se faz relevante considerar as Bandeiras Tarifárias.

Na Tabela 9 pode ser observado o histórico de aplicação das bandeiras tarifárias, desde a sua implantação no ano de 2015. No ano de 2020, de março a novembro em função dos problemas relacionados à pandemia de Covid-19, foi mantida a Bandeira Verde para não elevar o valor das faturas de energia elétrica.

Tabela 9 – Histórico de bandeiras tarifárias

Mês	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Jan.	Vermelha P1	Vermelha P2	Verde	Verde	Verde	Amarela	Amarela
Fev.	Vermelha P1	Vermelha P1	Verde	Verde	Verde	Verde	Amarela
Mar.	Vermelha P2	Amarela	Amarela	Verde	Verde	Mantida a bandeira Verde em função da Covid-19	Amarela
Abr.	Vermelha P2	Verde	Vermelha P1	Verde	Verde		Amarela
Mai.	Vermelha P2	Verde	Vermelha P1	Amarela	Amarela		Vermelha P1
Jun.	Vermelha P2	Verde	Verde	Vermelha P2	Verde		Vermelha P2
Jul.	Vermelha P2	Verde	Amarela	Vermelha P2	Amarela		
Ago.	Vermelha P2	Verde	Vermelha P1	Vermelha P2	Vermelha P1		
Set.	Vermelha P2	Verde	Amarela	Vermelha P2	Vermelha P1		
Out.	Vermelha P2	Verde	Vermelha P2	Vermelha P2	Amarela		
Nov.	Vermelha P2	Amarela	Vermelha P2	Amarela	Vermelha P1		
Dez.	Vermelha P2	Verde	Vermelha P1	Verde	Amarela		Vermelha P2

Fonte: Adaptado de Agência Nacional de Energia Elétrica (2021).

O sistema de bandeiras tarifárias substituiu o sinal sazonal que apresentava valores diferentes para as tarifas durante o período seco (de maio a novembro) e o período úmido (de dezembro a abril). Com o novo sistema, a correção momentânea das tarifas é aplicada mês a mês (caso haja necessidade).

2.3.4 Trabalhos Relacionados ao Contrato de Energia

De forma similar à apresentada na subseção 2.2.3 (p. 32), foi realizada uma pesquisa no portal de periódicos CAPES, com a opção de busca em todo o conteúdo dos trabalhos e todos os tipos de publicação.

Foram utilizados diferentes termos (em inglês) relacionados ao contrato de energia, combinados com características consideradas na abordagem de solução, como geração própria e grandes consumidores (ou indústrias). Além disso, foi realizada uma pesquisa específica por “tarifa azul”, relacionada ao contexto de tarifação brasileiro, como pode ser observado na Tabela 10.

Tabela 10 – Pesquisa com combinação de termos relacionados à tarifação

Termos da Pesquisa	Trabalhos Encontrados
(“contract electric power” OR “net metering” OR “contract capacity” OR “contract demand” OR “power purchase agreement” OR “electricity power agreement”) AND (“local generation” OR “own generation”) AND (“large consumers” OR “industries”)	53
(“brazilian energy tariff” OR “blue tariff”) AND “Brazil”	5

Fonte: Autoria própria.

A partir dos trabalhos encontrados foi possível realizar a leitura dos títulos (e resumos, se necessário). Desta forma, foram desconsiderados os trabalhos pouco relacionados com esta tese, os quais apresentam como foco, por exemplo: o Sistema Elétrico de Potência; contratos relacionados a outras formas de energia (como energia térmica); análise de sistemas isolados; consumidores residenciais; e o desenvolvimento de políticas públicas.

Na sequência são apresentados alguns artigos relacionados. Destaca-se que não foram encontrados trabalhos que levem em consideração o contexto da Integração pelo Lado da Demanda aliado às características específicas da tarifação brasileira de acordo com o modelo proposto na abordagem de solução desta tese.

De acordo com Chen e Liao (2011) a determinação da capacidade do contrato de eletricidade é um problema enfrentado por todos os clientes industriais de Taiwan. Citam que na literatura são propostas soluções para o problema usando meta-heurísticas, como algoritmo genético e otimização por enxame de partículas, as quais, nos casos observados, exigiam tempo de computação substancial para serem resolvidas. Os autores propõem um modelo em Programação Linear, o qual busca uma solução globalmente ótima e usa menos tempo de computação em comparação com a abordagem meta-heurística avaliada.

Fernandez *et al.* (2012) propõem uma metodologia que utiliza ferramentas estatísticas e de otimização para aproveitar as informações obtidas a partir do comportamento histórico do consumidor de forma a equilibrar o contrato de energia para grandes consumidores na Espanha.

Alcayde *et al.* (2019) propõem a utilização de algoritmos genéticos para otimizar a seleção tarifária na Espanha. O objetivo é minimizar o custo da energia contratada e as pesadas penalidades por excesso de demanda de energia.

Os autores Tu *et al.* (2020) propõem um algoritmo estocástico aprimorado para estimar a fatura de eletricidade anual mínima. A demanda histórica é utilizada para prever a demanda mensal para o próximo ano, desta forma é possível minimizar a fatura anual de eletricidade e encontrar o valor otimizado para o contrato de acordo com o contexto tarifário de Taiwan. A concessionária de energia (*Taiwan Power Company*) emprega 3 (três) critérios para o faturamento de demanda parecidos com os critérios empregados pela ANEEL (seção 2.3.2.1), sendo: 1) Se a Demanda Medida (DM) for menor que a Demanda Contratada (DC), é necessário pagar o valor integral da contratada; 2) se a DM for até 10% maior que a DC, o valor

que excedeu a DC é multiplicado pelo dobro da tarifa; 3) se a DM for maior que 10% da DC, o valor excedente é multiplicado pelo triplo da tarifa.

Para as características do Brasil, Oliveira, Castro e Domingues (2006) apresentam uma metodologia para obter o valor ideal de demanda contratada baseada na analogia entre opções financeiras e o sistema tarifário. Também destacam que a análise das faturas de energia deve ser considerada como uma possibilidade para redução do custo da eletricidade, uma vez que pode ser obtida economia apenas com a escolha ideal para a demanda contratada.

Os autores Albuquerque e Scarpel (2016) propõem um modelo de otimização robusta para a escolha do valor ótimo para a demanda contratada que minimize os custos anuais com a fatura de energia elétrica, considerando incerteza na demanda medida futura.

Lima *et al.* (2018) propõem um modelo estatístico para estimar os valores de demanda a partir do histórico da fatura, e um modelo de otimização estocástico para obter o valor da demanda contratada.

Martins *et al.* (2019) realizaram um estudo para redução de custos com a fatura de energia elétrica de um consumidor do Grupo A no Brasil. Foi considerado o direcionamento (ajuste da inclinação) dos painéis do sistema fotovoltaico instalado, a adequação tarifária (análise entre as modalidades Azul e Verde) e foi realizada a otimização do contrato de demanda de energia ativa.

Uma alternativa para diminuir (ou zerar) o consumo de energia da concessionária durante o horário de ponta, bem como reduzir o valor da Demanda Contratada para o horário de ponta, é a utilização de geração própria de energia. De acordo com Pandiaraj *et al.* (2002), os grupos geradores a diesel tradicionalmente usados para geração de energia em *stand-by*, podem ser utilizados em paralelo com a concessionária para atender à demanda no horário de ponta no local do consumidor. Essa operação conhecida como corte de pico (*peak shaving*), além de reduzir as despesas para o consumidor (se a geração a diesel tiver um custo menor que a tarifa praticada pela concessionária) ajuda a reduzir a sobrecarga do sistema nos momentos de maior demanda.

Deve-se destacar que o diesel é um combustível fóssil (não renovável) e que existem comercialmente grupos geradores abastecidos com etanol. Também pode ser mencionada a realização de pesquisas relacionadas à eficiência na utilização do biodiesel (REIS *et al.*, 2013; SANTOS *et al.*, 2018).

Além do armazenamento do diesel para ser utilizado como fonte de energia, Martins *et al.* (2018) informam que existe um interesse crescente no armazenamento de energia em baterias, principalmente para a aplicação de corte de pico de demanda no setor industrial. Os autores propõem uma estrutura geral para o dimensionamento do sistema de armazenamento em baterias. O modelo matemático desenvolvido com Programação Linear revela os melhores padrões de operação, considerando a relação entre a troca de energia com a concessionária, a tarifa no horário de pico e envelhecimento da bateria. Os resultados demonstraram que o *payback* pode ser reduzido quando as baterias são utilizadas em aplicações de corte de pico para grandes cargas industriais.

Os autores Dranka e Ferreira (2020) relatam que ainda existem poucos estudos no Brasil que abordam os principais desafios e oportunidades relacionados a um sistema elétrico de potência inteligente (*Smart Grid Power System*). Destacam o crescimento da implantação de políticas de Geração Distribuída e novos esquemas relacionados à tarifação. No entanto, a implantação de tecnologias de armazenamento está em um ritmo lento de crescimento. Sugerem a necessidade de desenvolver novos modelos de negócios para atender às várias tecnologias e serviços de energia descentralizados que estão surgindo no setor.

2.4 CONTRIBUIÇÃO À LITERATURA

A revisão apresentada (na subseção 2.2.3) aponta estudos que consideram a técnica do deslocamento de cargas, utilizada no Gerenciamento pelo Lado da Demanda, para evitar a utilização de energia elétrica (principalmente) no horário de ponta. No entanto, para alguns consumidores esta técnica é inviável, ou seja, não é possível alterar o horário do funcionamento de determinados equipamentos.

Outros estudos utilizam técnicas de Resposta à Demanda para ligar ou desligar cargas ou fontes com monitoramento em tempo real, de acordo com o preço dos combustíveis e das tarifas. No entanto, nos estudos revisados, não é realizada uma projeção das despesas relacionadas à energia elétrica para os próximos 12 (doze) meses, e não é realizada a adequação do contrato de demanda.

Em alguns trabalhos é verificada a viabilidade para a utilização de geração própria durante o horário de ponta, mas não é considerada a utilização para a redução dos picos de demanda durante qualquer horário fora de ponta.

Estudos propõem a determinação do valor otimizado para o contrato da demanda (subseção 2.3.4), inclusive levando em consideração a incerteza nos valores da demanda medida futura. No entanto, não são consideradas ações conjuntas para a redução dos valores da demanda medida (cortes de pico).

Não foram encontrados trabalhos que considerem, de modo concomitante, a análise para a utilização de geração própria de energia elétrica (seja por fontes já instaladas, compradas ou alugadas) para a realização do corte de pico de demanda e o ajuste do contrato de fornecimento de energia. Deste modo, propõe-se um modelo matemático capaz de atender simultaneamente às seguintes funcionalidades:

- Indicar a viabilidade para a utilização de geração própria, tanto para a redução do consumo como para a realização do corte de pico de demanda, de acordo com o custo da geração e das tarifas (incluindo a aplicação de bandeiras tarifárias);
- Indicar, não só a viabilidade para a utilização de fontes já existentes (já instaladas) na unidade consumidora, mas também a viabilidade para a compra ou para o aluguel de equipamentos para a geração própria de energia elétrica;
- Indicar o horário específico de utilização de cada fonte alternativa, de acordo com o gráfico de perfil de demanda para os dias úteis e finais de semana de cada mês, para um próximo período de 12 meses;
- Realizar a adequação do contrato de fornecimento de energia, com a apresentação do valor otimizado para o contrato de demanda.

Desta forma, é proposto um modelo matemático, em Programação Linear Inteira Mista, com o objetivo de contribuir com uma abordagem de solução exata e que atenda de modo conjunto às quatro funcionalidades mencionadas *a priori*.

No Capítulo 3 é detalhada a abordagem de solução, com a apresentação das considerações de modelagem necessárias para o entendimento e a correta utilização do modelo matemático, que será apresentado no Capítulo 4.

3 ABORDAGEM DE SOLUÇÃO

Na seção 3.1 são apresentadas as considerações de modelagem e os parâmetros necessários para o modelo matemático. Também são apresentadas as considerações sobre os valores de demanda horária diária, que devem ser obtidos a partir de todos os registros de demanda para o período de análise (12 meses).

A seção 3.2 apresenta comentários sobre a nomenclatura. Destaca-se a apresentação dos sufixos (referentes às fontes instaladas, comprada e alugadas) utilizados com as Fontes Alternativas (FA) e Fontes Intermitentes (FI). De modo complementar, menciona-se que o Apêndice A traz a nomenclatura utilizada de forma concatenada e ordenada.

Na seção 3.3 é apresentada a sequência de execução, pois é necessária uma execução inicial (Execução de Referência) para a obtenção de dois parâmetros de referência, essenciais para a execução do modelo matemático.

3.1 CONSIDERAÇÕES DE MODELAGEM

Para a análise do problema abordado neste trabalho propõem-se um modelo matemático em Programação Linear Inteira Mista (PLIM), o qual será detalhado a partir da seção 3.2 (p. 62). O modelo leva em consideração conceitos relacionados ao Gerenciamento pelo Lado da Demanda, Resposta à Demanda e Integração pelo Lado da Demanda, conforme detalhado na seção 2.2 (p. 27).

Objetiva-se verificar a possibilidade da utilização de fontes alternativas para a geração própria de energia elétrica, para que ocorra a redução das despesas relacionadas à fatura de energia elétrica. São consideradas como opções as fontes que já estejam instaladas na unidade consumidora, fontes analisadas para a compra ou fontes consideradas para o aluguel mensal.

Com a utilização de Fontes Intermitentes (FI), como a geração fotovoltaica ou eólica, pode ocorrer somente a redução do consumo de energia elétrica da concessionária. No entanto, com a utilização de Fontes Alternativas (FA) cujo combustível pode ser armazenado (como geração a diesel ou biogás) além da redução do consumo pode haver a redução dos picos de demanda, viabilizando a análise de adequação da demanda contratada.

Para as ações de Resposta à Demanda inicialmente devem ser considerados todos os valores de demanda registrados em cada mês (aproximadamente 2.880 valores por mês), como apresentado na seção 3.1.5, para que sejam criados dois perfis da demanda diária, um para os dias úteis e outro para os finais de semana, para cada mês.

Com a utilização do perfil diário, o modelo busca o melhor modo de utilizar a geração própria (seja já instalada, analisada pra a compra ou para o aluguel) para reduzir o consumo de energia e os picos de demanda. De modo complementar, o modelo também sugere de modo otimizado o valor para o contrato de demanda.

Uma característica importante, é que não são utilizados no modelo (ou seja, não são parâmetros) fatores como eficiência de conversão, irradiação solar, entre outros. Todos os parâmetros utilizados pelo modelo matemático são expressos em uma das 3 (três) unidades dimensionais, da seguinte forma:

- 1) Quilowatts (kW), referente, por exemplo, à potência máxima de cada Fonte Alternativa (FA) e aos valores de Demanda Medida;
- 2) Quilowatts-hora (kWh), referente, por exemplo, ao consumo de energia elétrica e à geração mensal de cada Fonte Intermitente (FI).
- 3) Unidade monetária (\$), referente às tarifas da concessionária e às despesas, como custo de geração e aluguel de equipamentos.

Desta forma, foi desenvolvido um modelo que pode ser aplicado para consumidores com tarifação binômia (grupo A), os quais podem avaliar a utilização de diferentes opções de fontes para a geração de energia elétrica. Devem ser informadas determinadas características das fontes alternativas em análise (como potência, custo da geração, valor de compra, valor do aluguel); o resultado obtido com o modelo matemático auxilia no processo de decisão da utilização de cada fonte, para cada hora, nos dias úteis e finais de semana, para cada mês.

3.1.1 Considerações Sobre Tarifas e Bandeiras

O modelo desenvolvido leva em conta os valores das tarifas do consumo em cada um dos meses do período avaliado (12 meses). Ressaltam-se dois motivos principais para a referida consideração mensal:

- 1) Aumento no valor da tarifa. Isto é, se estiver previsto um reajuste no valor da tarifa a partir de determinado mês, este acréscimo deverá ser considerado para que os custos apresentados pelo modelo sejam mais próximos dos valores reais;
- 2) Bandeiras tarifárias. Mesmo que não seja considerado o aumento no valor das tarifas, mensalmente ocorre a aplicação das Bandeiras Tarifárias, conforme os dados apresentados na Tabela 9 (p. 42).

A Tabela 11 ilustra as considerações necessárias sobre tarifas e bandeiras. Neste exemplo foi considerado um reajuste da tarifa no mês de março, e outro reajuste no mês de dezembro. O valor da tarifa utilizada pelo modelo será a tarifa da concessionária somada ao acréscimo relacionado à bandeira tarifária.

Tabela 11 – Exemplo de tarifas e bandeiras para utilização no modelo

Mês	Tarifa da concessionária para o horário de ponta (R\$)	Bandeira Tarifária (R\$)	Tarifa utilizada no modelo (R\$)
1	2,00	0,0 (Verde)	2,000
2	2,00	0,023 (Amarela)	2,023
3	2,10 (reajuste 1)	0,023 (Amarela)	2,123
4	2,10 (reajuste 1)	0,092 (Vermelha)	2,192
...
12	2,20 (reajuste 2)	0,0 (Verde)	2,200

Fonte: Autoria própria.

Deve-se destacar que se não forem consideradas as bandeiras tarifárias, a despesa estimada para o consumo de energia elétrica será menor. De fato, não utilizar as bandeiras é um contexto que não representa a realidade vivenciada pelo setor elétrico nos últimos anos (vide seção 2.3.3, pág. 40).

3.1.2 Histórico do Consumo de Energia Elétrica

O modelo matemático precisa dos valores do histórico do consumo de energia elétrica mensal (em kWh), para o período em análise (um ano), tanto para o horário de ponta como para o horário fora de ponta.

Caso o consumidor não tenha alterado o seu perfil de consumo (isto é, não modificou as instalações ou horários de utilização de equipamentos), a partir do histórico do consumo dos últimos 12 meses, o modelo irá estimar qual deverá ser o

valor pago pela energia elétrica para um próximo período de 12 meses, levando em consideração as alterações no valor das tarifas e a aplicação das bandeiras tarifárias. No entanto, caso estejam previstas modificações no perfil de utilização da energia elétrica, o consumidor deverá assumir que o consumo será maior e informar os parâmetros de modo adequado.

A partir da premissa básica para o cálculo, quando é considerada a utilização de uma Fonte Intermitente (FI), como eólica e fotovoltaica, o modelo relaciona a energia mensal produzida e seu custo de geração, para indicar a economia obtida em relação à utilização da energia da concessionária.

Quando é utilizada alguma Fonte Alternativa (FA), em que a energia pode ser armazenada, a economia pode ser obtida de duas maneiras. Além da redução do consumo de energia da concessionária, estas fontes são utilizadas para redução de picos de demanda, que pode resultar na modificação do contrato de demanda, como será abordado na seção 3.1.3 a seguir.

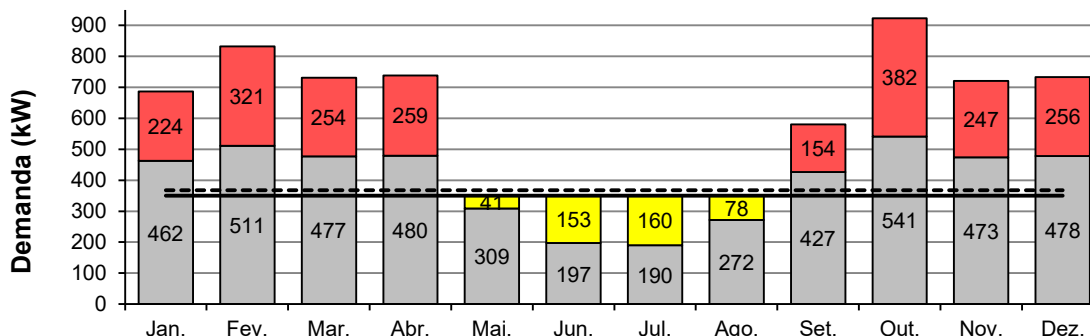
3.1.3 Determinação do Valor Otimizado para o Contrato da Demanda

Todo consumidor do grupo A (com tarifação binômica) deve realizar um contrato de demanda com a concessionária de energia elétrica (tópico detalhado na seção 2.3.2). Como forma de diminuir as despesas, o consumidor deve analisar os valores de demanda medida dos últimos 12 meses, e utilizar os critérios apresentados na seção 2.3.2.1 (p. 38) para determinar um valor otimizado para o contrato de demanda.

Deve-se destacar que, se não ocorreram alterações significativas no perfil de demanda, o valor obtido (a partir de dados passados) pode ser considerado como o valor otimizado para o ajuste do valor da Demanda Contratada.

A Figura 8 apresenta um exemplo (que utiliza registros de uma unidade consumidora real) no qual podem ser observados os valores de Demanda Medida (com fundo cinza) para cada mês, sendo que a linha preta representa a Demanda Contratada (de 350 kW) e a linha tracejada representa o valor da Demanda Limite (de 368 kW). Verifica-se que no registro de 8 meses a Demanda Medida ultrapassou o limite de tolerância. Também pode ser observada a diferença entre o maior e o menor valor da demanda medida, em outubro 541 kW, e em julho 190 kW.

Figura 8 – Exemplo com a demanda contratada igual a 350 kW

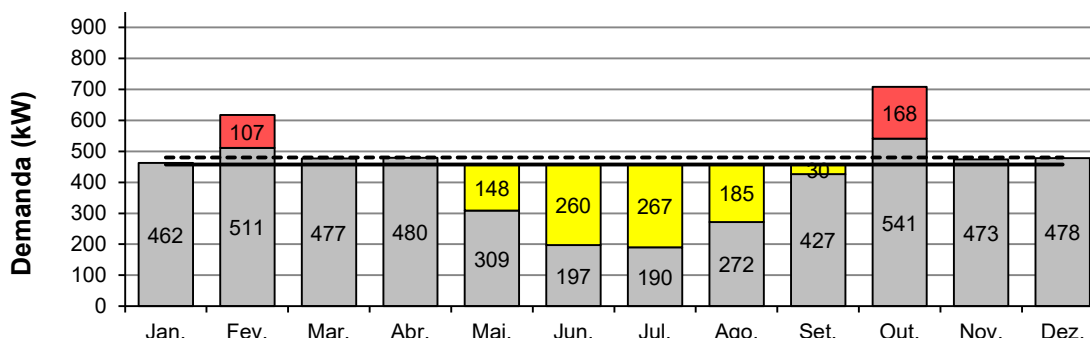


Fonte: Autoria própria.

Os quatro valores apresentados com fundo amarelo representam uma quantidade de demanda que foi paga sem ter sido efetivamente utilizada pelo consumidor. Os valores com fundo vermelho representam o pagamento de uma penalidade, isto é, o valor que excedeu a contratada multiplicado por 2 (dois).

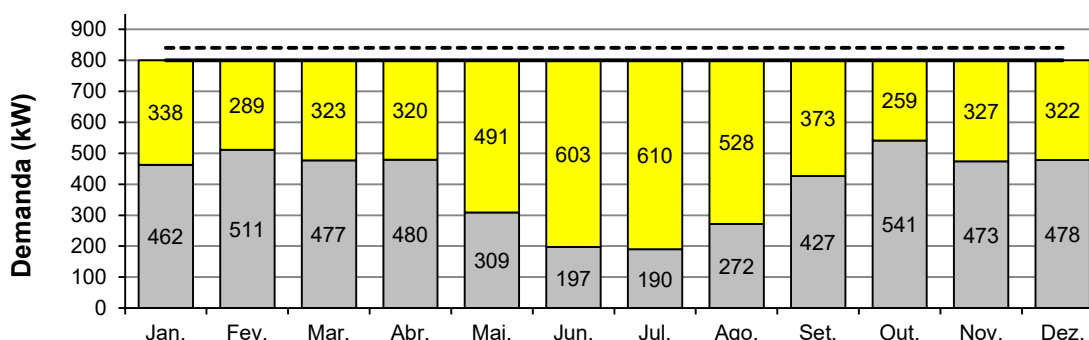
Na Figura 9 podem ser observados os valores faturados mensalmente, caso tivesse sido utilizado o valor ótimo para o contrato de demanda, que para este caso o modelo matemático indicou 457 kW, conforme detalhado *a posteriori*. Observa-se a ocorrência de penalidade em 2 meses (fevereiro e outubro), no entanto, esta é a situação onde ocorre o menor pagamento total anual relacionado à demanda.

Figura 9 – Exemplo com o valor ótimo para a demanda contratada



Fonte: Autoria própria.

Alguns consumidores optam simplesmente por realizar o contrato de demanda de acordo com o valor máximo que pode ser fornecido pela sua subestação. Para a unidade consumidora utilizada neste exemplo o valor máximo (da subestação) é de 800 kW. Desta forma, na Figura 10 pode ser observado todo o valor extra (com fundo amarelo) que seria pago, e a demanda total anual seria igual a 9.600 kW (12 vezes 800 kW).

Figura 10 – Exemplo com a demanda contratada igual à máxima da subestação

Fonte: Autoria própria.

Uma comparação entre os resultados obtidos para os três casos pode ser observada na Tabela 12, na qual o valor da demanda total anual é referente à soma da Demanda Faturada mais a Demanda de Ultrapassagem. Com utilização do valor ótimo para a Demanda Contratada, seria obtida uma redução próxima a 14% em relação ao cenário atual.

Tabela 12 – Comparação entre os valores da Demanda Faturada anual

Demanda contratada (DC)	Demanda total anual (kW)	Redução do total anual
Valor atual	7.345	---
Valor ótimo	6.322	13,93%
Máximo da subestação	9.600	-30,70%

Fonte: Autoria própria.

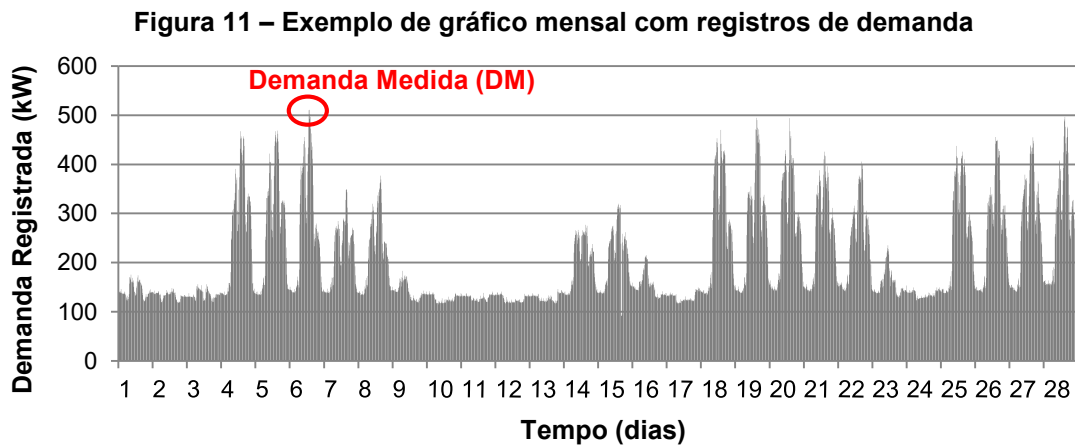
Com utilização do valor máximo de acordo com a subestação, seria necessário o pagamento de um valor 30,70% superior à despesa atual. Desta forma, observa-se que, de fato, o ajuste otimizado do contrato de demanda poderia gerar uma economia significativa.

3.1.4 Registros horários

De acordo com as figuras da seção 3.1.3, no mês de fevereiro a valor da Demanda Medida foi de 511 kW. Um dos objetivos do modelo matemático desenvolvido é verificar a possibilidade da redução dos valores da Demanda Medida (que equivale ao maior registro mensal). Para que isto seja possível é necessário analisar todos os registros de demanda realizados durante o referido mês.

Com o acesso à Agência Virtual, por meio do website da concessionária Copel (2019), o consumidor localizado no estado do Paraná tem acesso aos dados

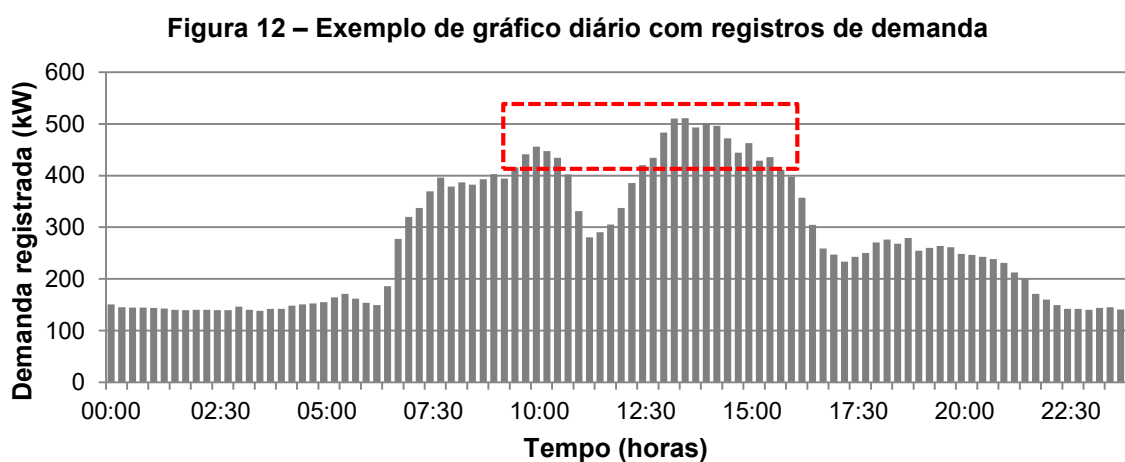
da memória de massa, onde então armazenados todos os valores de demanda registrados a cada 15 minutos. Portanto, para o mês de fevereiro (considerado no exemplo) são 2.688 registros de demanda, que podem ser observados em formato de gráfico na Figura 11.



Fonte: Adaptado de Copel (2019).

Conforme apresentado na seção 2.3.2.1 (p. 38), o valor da Demanda Medida (que será considerado para fins de faturamento) é o maior entre esses 2.688 valores e foi registrado no dia 6 de fevereiro. A Figura 12 exemplifica um gráfico diário, com um registro a cada 15 minutos.

Na seção 2.2.1 (p. 28) foram apresentadas 4 (quatro) estratégias para o GLD, e a Figura 4(a) representou a estratégia chamada “corte de pico”. Esta estratégia pode ser utilizada para reduzir os picos de demanda destacados pelo retângulo tracejado na Figura 12, para manter o valor máximo próximo a 400 kW.



Fonte: Adaptado de Copel (2019).

O modelo matemático desenvolvido neste trabalho não considera o desligamento de cargas, mas sim a utilização de geração própria de energia elétrica nos momentos em que ocorrem os picos de demanda, estratégia relacionada com a Resposta à Demanda. Desta forma, com a utilização de um gráfico de demanda diário, o modelo busca indicar quando há viabilidade para utilização da geração própria para reduzir os picos de demanda, de acordo com o horário do dia em que houver necessidade.

Como resultado desta estratégia de corte de pico, é possível obter a redução do valor da Demanda Medida e, conseqüentemente, deve ser recalculado o valor ótimo para o contrato de demanda.

No caso do consumidor possuir, por exemplo, um sistema de mini/micro geração hidrelétrica ou um sistema com biodigestor, poderia ocorrer a geração de energia elétrica permanentemente (24 horas por dia). Desta forma, o consumo de energia elétrica e todos os registros de demanda seriam reduzidos, o que, do ponto de vista da concessionária, seria equivalente à abordagem de conservação estratégica, apresentada na seção 2.2.1 (p. 28).

3.1.5 Demanda Horária Utilizada no Modelo

Na Figura 12 foi apresentado o gráfico com os valores da demanda registrada a cada 15 minutos para o dia exato em que foi registrada a Demanda Medida. Para que sejam obtidos os valores por hora, os 4 (quatro) registros de cada hora são agrupados e o maior valor deve ser considerado.

Durante os finais de semana e feriados nacionais não ocorre o horário de ponta. Desta forma, para que o modelo matemático considere a utilização das fontes alternativas adequadamente nos horários de ponta, de acordo com a quantidade correta de dias em que eles ocorrem, os registros de demanda horária (para cada mês) foram separados em dois Tipos de Dia (parâmetro TD): um que representa os dias úteis ($TD = 1$), outro que representa os finais de semana e feriados ($TD = 2$).

Para que sejam obtidos os valores da Demanda Horária (DH) que representem o dia útil de um determinado mês, deve ser considerado o maior valor de demanda horária (destacados com fundo vermelho), para cada hora, entre todos os dias úteis do mês, como pode ser observado na Figura 13(a).

Figura 13 – Exemplo de registros de demanda horária para (a) dia útil, e (b) final de semana

Dia Útil	Horas									
	0	1	2	3	4	5	6	...	23	
1	54	56	54	54	55	54	105	...	72	
2	67	65	64	65	63	62	128	...	65	
3	0	0	0	0	0	0	0	...	0	
4	0	0	0	0	0	0	0	...	0	
5	54	52	53	53	53	51	122	...	116	
6	73	67	66	64	64	67	182	...	91	
7	66	60	61	58	60	60	125	...	85	
8	63	66	61	58	56	60	148	...	90	
9	61	58	58	59	56	55	125	...	90	
10	0	0	0	0	0	0	0	...	0	
11	0	0	0	0	0	0	0	...	0	
12	63	61	61	63	59	67	122	...	104	
13	76	73	67	69	67	62	146	...	105	
14	83	79	78	72	72	74	157	...	111	
15	76	74	70	63	66	64	144	...	84	
16	66	62	60	56	60	56	134	...	91	
17	0	0	0	0	0	0	0	...	0	
18	0	0	0	0	0	0	0	...	0	
19	68	72	61	58	59	59	118	...	99	
20	78	74	70	63	65	68	155	...	96	
21	67	63	60	57	61	56	137	...	99	
22	73	66	62	58	55	60	160	...	89	
23	63	64	68	65	58	60	122	...	88	
24	0	0	0	0	0	0	0	...	0	
25	0	0	0	0	0	0	0	...	0	
26	51	53	52	53	52	51	141	...	83	
27	60	56	55	54	57	56	119	...	88	
28	67	60	58	59	59	60	125	...	76	
29	63	61	58	54	55	56	114	...	80	
30	0	0	0	0	0	0	0	...	0	
31	0	0	0	0	0	0	0	...	0	
DH =	83	79	78	72	72	74	182	...	116	

(a)

Final Seman.	Horas									
	0	1	2	3	4	5	6	...	23	
1	0	0	0	0	0	0	0	...	0	
2	0	0	0	0	0	0	0	...	0	
3	63	58	57	59	58	55	117	...	54	
4	55	56	52	57	55	52	53	...	53	
5	0	0	0	0	0	0	0	...	0	
6	0	0	0	0	0	0	0	...	0	
7	0	0	0	0	0	0	0	...	0	
8	0	0	0	0	0	0	0	...	0	
9	0	0	0	0	0	0	0	...	0	
10	69	69	61	63	60	62	106	...	66	
11	64	60	60	57	54	57	50	...	63	
12	0	0	0	0	0	0	0	...	0	
13	0	0	0	0	0	0	0	...	0	
14	0	0	0	0	0	0	0	...	0	
15	0	0	0	0	0	0	0	...	0	
16	0	0	0	0	0	0	0	...	0	
17	70	69	66	63	63	61	110	...	64	
18	58	65	61	60	58	60	52	...	67	
19	0	0	0	0	0	0	0	...	0	
20	0	0	0	0	0	0	0	...	0	
21	0	0	0	0	0	0	0	...	0	
22	0	0	0	0	0	0	0	...	0	
23	0	0	0	0	0	0	0	...	0	
24	67	60	59	55	59	63	156	...	60	
25	58	58	57	59	55	55	52	...	52	
26	0	0	0	0	0	0	0	...	0	
27	0	0	0	0	0	0	0	...	0	
28	0	0	0	0	0	0	0	...	0	
29	0	0	0	0	0	0	0	...	0	
30	61	54	54	59	52	53	51	...	57	
31	56	54	53	53	54	51	73	...	51	
DH =	70	69	66	63	63	63	156	...	67	

(b)

Fonte: Autoria própria.

Para os valores da Demanda Horária (DH) que representem o final de semana (e feriados nacionais) de um determinado mês, deve ser considerado o maior valor de demanda horária (destacados com fundo vermelho), para cada hora, entre os dias específicos, como pode ser observado na Figura 13(b).

A partir da identificação dos maiores valores para cada hora (das 0h às 23h) para cada mês (de janeiro a dezembro) é construída a tabela com os valores de Demanda Horária (DH) que serão utilizados pelo modelo matemático. Na Figura 14(a) podem ser observados os valores de DH para o dia útil, e na Figura 14(b) os valores para o final de semana.

Figura 14 – Exemplo de Demanda Horária (DH) para (a) dia útil, e (b) final de semana

	Horário de ponta									
	0	1	...	17	18	19	20	21	22	23
Jan	65	72	...	110	86	76	84	81	75	69
Fev	74	85	...	324	255	180	158	129	84	78
Mar	83	79	...	514	363	419	397	326	244	116
Abr	90	81	...	429	344	372	339	306	241	119
Mai	73	69	...	376	257	299	280	276	206	91
Jun	76	73	...	189	166	185	171	153	118	92
Jul	67	63	...	173	163	192	162	145	116	78
Ago	73	68	...	311	246	266	242	193	154	90
Set	73	73	...	344	231	245	233	208	161	92
Out	79	79	...	444	321	356	301	263	205	100
Nov	85	79	...	423	429	348	331	251	126	98
Dez	83	78	...	296	295	262	226	174	91	78

(a)

	Horário de ponta									
	0	1	...	17	18	19	20	21	22	23
Jan	65	66	...	60	60	61	68	67	67	66
Fev	67	67	...	69	62	68	72	67	69	67
Mar	70	69	...	95	73	72	73	70	68	67
Abr	73	75	...	99	93	95	87	82	80	75
Mai	68	67	...	65	60	63	61	60	60	60
Jun	61	60	...	68	59	60	65	60	62	57
Jul	54	56	...	67	54	61	59	58	59	57
Ago	60	56	...	58	54	60	57	57	56	54
Set	73	67	...	107	93	83	81	76	85	79
Out	71	71	...	74	79	93	87	80	85	75
Nov	71	62	...	142	101	92	90	82	79	75
Dez	67	63	...	68	65	65	73	67	65	60

(b)

Fonte: Autoria própria.

Com a utilização dos valores de Demanda Horária o modelo matemático busca determinar em qual hora, para o perfil de demanda do dia útil e do final de semana de cada mês, seria viável a utilização de uma fonte alternativa para a geração própria de energia elétrica. A fonte alternativa poderá ser utilizada tanto para a redução do consumo de energia (principalmente no horário de ponta) como para a redução (corte) dos picos de demanda, fato que, conseqüentemente, provoca o ajuste do contrato de demanda.

3.1.6 Geração com Fontes Alternativas (FA)

Foram consideradas como Fontes Alternativas (FA) as fontes para geração própria de energia elétrica em que o combustível pode ser armazenado (como a geração a partir de grupo motor-gerador a diesel, gás natural, biogás, entre outras).

As Fontes Alternativas podem ser utilizadas para suprir a demanda por energia elétrica em 3 (três) situações:

- 1) No horário de ponta, no qual o valor da tarifa paga pela energia da concessionária é mais elevado;
- 2) Em momentos de pico de demanda, com a realização da estratégia conhecida como “corte de pico” (apresentada na Figura 4(a), p. 29), que será detalhada na subseção 5.3.2 (p. 102);
- 3) De forma permanente, relacionada à “conservação estratégica”, observada na Figura 5(b) (p. 29). Neste caso a fonte alternativa (como a geração hidrelétrica ou a partir de biomassa) poderia ser utilizada 24 horas por dia, reduzindo o consumo de energia da concessionária e os registros de demanda em todos os horários.

São consideradas 3 opções de Fonte Alternativa (FA) para a geração de energia elétrica: a fonte que já está instalada na unidade consumidora (FAi); a fonte comprada (FAc); e, a fonte alugada (FAa). Os parâmetros necessários para cada opção serão apresentados nas três subseções seguintes.

Deve ser destacado que, para que seja possível a utilização de fontes alternativas com diferentes características, todos os parâmetros devem ser informados para cada mês.

3.1.6.1 Fonte Alternativa instalada

Para a Fonte Alternativa instalada (FAi) devem ser informados os valores para a potência da geração, potência mínima, capacidade máxima diária de geração, e o custo de geração, como apresentado na Tabela 13.

A potência da geração (parâmetro $gFAi$) deve ser indicada em quilowatt (kW) e além de representar a capacidade de geração horária, também representa a demanda que pode ser atendida pela fonte alternativa para a realização do “corte de pico”, que será realizado na seção 5.3.2.

Tabela 13 – Exemplo de parâmetros para uma FAi

Mês	Potência da Geração (kW)	Potência Mínima (kW)	Capacidade Máx. Diária (kWh)	Custo de geração por kWh (R\$)
1	100	50	600	1,50
2	100	50	600	1,50
...
12	100	50	600	1,70

Fonte: Autoria própria.

Algumas fontes alternativas (como, por exemplo, um grupo motor-gerador a diesel) comumente são utilizadas para fornecer um valor “fixo” de potência. Para este caso, a potência da geração ($gFAi$) e a potência mínima ($minFAi$) possuem o mesmo valor. Caso fosse considerado, por exemplo, um sistema de armazenamento em baterias, seria necessário a utilização de um conversor CC-CA (inversor). Desta forma, seria possível “variar” a potência fornecida de acordo com a necessidade em cada hora. Portanto, deve ser indicado (ao modelo matemático) um valor referente à potência mínima (em kW) que poderia ser fornecida pela geração alternativa.

A capacidade de geração máxima diária (parâmetro $maxFAi$) é uma restrição relacionada, por exemplo, com a limitação de geração imposta pelo tamanho do tanque de combustível. Como apresentado na Tabela 13, se um grupo motor-gerador possuir o tanque de combustível suficiente para operar por 6 horas, a capacidade de geração máxima diária seria de 600 kWh. Se não existir a limitação de combustível, deve ser informado (neste exemplo) o valor máximo de 2.400 kWh, ou seja, a potência máxima (100 kW) multiplicada por 24 horas.

O consumidor deve determinar o custo efetivo da geração (parâmetro $cFAi$) para cada 1 kWh, que pode estar relacionado com a compra de combustível somado ao custo da manutenção (por exemplo, no caso de geração a partir de diesel ou gás

natural), ou somente com a manutenção (no caso de mini/micro geração hidrelétrica ou geração a partir de biogás). O custo é indicado mensalmente, pois pode sofrer alteração no valor (ex. com o aumento do custo do combustível) ao longo do ano.

3.1.6.2 Fonte Alternativa comprada

O modelo matemático desenvolvido é capaz de avaliar a opção de comprar uma fonte alternativa (FAc). Neste caso, além dos 4 parâmetros já mencionados para a FAi, são necessários 2 parâmetros referentes à compra (Investimento e Depreciação), como indicado na Tabela 14.

Tabela 14 – Exemplo de parâmetros para uma FAc

Mês	Potência da Geração (kW)	Potência Mínima (kW)	Cap. Máx. Diária (kWh)	Custo por kWh (\$)	Investimento (R\$)	Depreciação (R\$)
1	100	100	2400	1,50		
2	100	100	2400	1,50	100.000,00	10.000,00
...		
12	100	100	2400	1,70		

Fonte: Autoria própria.

O investimento (em valores monetários \$) é referente ao valor necessário para a compra do equipamento (parâmetro vc_{FA}), e será comparado com o valor de investimento máximo (parâmetro Inv_{Max}) destinado, pelo consumidor, para a compra de equipamentos para a geração própria de energia.

O valor da depreciação da compra (parâmetro vDc_{FA}) é referente a depreciação do gerador após 1 ano (período de análise do modelo). Desta forma é possível se determinar um valor de despesa para a compra. Ou seja, independente do consumidor vender ou permanecer com o equipamento, o valor da depreciação será perdido, o que representa uma despesa anual essencial para a análise da viabilidade para a compra, a qual é internamente incorporada às decisões tomadas pelo modelo de otimização.

3.1.6.3 Fonte Alternativa alugada

O modelo matemático é capaz de avaliar a opção de alugar mensalmente uma fonte alternativa. Neste caso, além dos 4 parâmetros já indicados para a FAi, são necessários 2 parâmetros referentes ao aluguel, como indicado na Tabela 15.

Tabela 15 – Exemplo de parâmetros para uma FAa

Mês	Potência da geração (kW)	Potência Mínima (kW)	Cap. Máx. Diária (kWh)	Custo por kWh (R\$)	Aluguel (R\$)	Franquia (horas)
1	100	100	2400	0,80	1000	60
2	100	100	2400	0,80	1000	60
...
12	100	100	2400	1,00	1100	60

Fonte: Autoria própria.

O valor do aluguel (parâmetro va_{FA}) representa o custo mensal (em valores monetários \$) do aluguel para a determinada Fonte Alternativa alugada (FAa), e deve ser indicado mensalmente, pois poderia haver reajustes no valor do aluguel durante o ano. Comumente os contratos de aluguel possuem valores de franquia, ou seja, uma quantidade de horas de utilização para o equipamento. Portanto, deve ser informada a quantidade de horas de utilização (que representa um limite superior, *Upper Bound*) da franquia contratada (parâmetro fr_h).

Deve ser observado que, no caso do aluguel, normalmente a manutenção é de responsabilidade da empresa proprietária do equipamento. Desta forma, o custo da geração estaria relacionado apenas com a compra do combustível.

3.1.7 Geração com Fontes Intermitentes (FI)

De acordo com a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2012), as fontes fotovoltaica e eólica são consideradas fontes de energia intermitentes, e que não podem ser armazenadas em sua forma original. Por essa característica, as Fontes Intermitentes (FI) são consideradas, no presente trabalho, para a redução do consumo de energia, mas não são consideradas para a diminuição (corte) dos picos de demanda. Deve-se destacar que com a utilização de armazenamento de energia das FI (ex. em um banco de baterias) a geração intermitente mais o armazenamento (FI + baterias) poderia ser considerada como uma Fonte Alternativa (FA) dentro das funcionalidades da abordagem proposta.

Da mesma forma apresentada para a FA, são consideradas 3 opções de Fonte Intermitente (FI) para a geração de energia elétrica: a fonte intermitente que já está instalada na unidade consumidora (Fli); a fonte analisada para a compra (Fic); e a fonte alugada (Fia). Os parâmetros necessários para cada opção serão apresentados nas três subseções na sequência.

3.1.7.1 Fonte Intermitente instalada

Para que seja possível considerar a utilização de Fontes Intermitentes instaladas (Fli) com diferentes características, é necessário informar a capacidade de geração mensal estimada (em kWh) e o custo mensal para a geração (pois alterações de valor ao longo do ano podem ser consideradas), como pode ser observado na Tabela 16.

Tabela 16 – Exemplo de parâmetros para uma Fli

Mês	Geração mensal estimada (kWh)		Custo mensal da geração (R\$/kWh)
	Horário de Ponta (PT)	Horário Fora de Ponta (FP)	
1	0	4.012,70	0,07
2	0	3.661,91	0,07
...
12	0	4.486,25	0,10

Fonte: Autoria própria.

Para geração mensal estimada (parâmetro $gmFli$) devem ser consultados bancos de dados ou o histórico da geração de outros consumidores que estejam localizados nas proximidades (ex. na mesma cidade). O custo mensal (parâmetro $cFli$) pode se referir, por exemplo, à despesa com a manutenção preventiva.

Deve ser destacado que a geração mensal foi considerada separadamente para os horários de ponta (PT) e fora de ponta (FP). Caso o consumidor possua registros horários de geração, é relevante informar os valores da geração no horário de ponta, pois neste horário a energia da concessionária é mais cara. Desta forma, a economia obtida com a utilização das fontes intermitentes tende a ser maior.

3.1.7.2 Fonte Intermitente comprada

O modelo matemático é capaz de avaliar a opção de comprar uma fonte intermitente (Fic). Neste caso, além dos 2 parâmetros apresentados para a Fli, são necessários mais 3 parâmetros, como indicado na Tabela 17. Da mesma forma considerada para a Fonte Alternativa comprada (FAc), o investimento (\$) é referente ao valor necessário para a compra do equipamento (parâmetro vc_{FI}). O valor da depreciação da compra (parâmetro vDc_{FI}) é referente à depreciação do equipamento após 1 ano (período de análise do modelo), que representa a despesa anual para a análise da viabilidade para a compra.

Tabela 17 – Exemplo de parâmetros para uma FIC

Mês	Nº de painéis	Geração mensal estimada (kWh)		Custo mensal da geração (R\$/kWh)	Investimento (R\$)	Depreciação (R\$)
		Horário PT	Horário FP			
1	100	0	4.012,70	0,07	100.000,00	10.000,00
2		0	3.661,91	0,07		
...			
12		0	4.486,25	0,10		

Fonte: Autoria própria.

Para o caso de sistemas fotovoltaicos deve ser indicada a quantidade de painéis (parâmetro pn_{FIC}), para que a quantidade total comprada e/ou alugada esteja de acordo com o espaço disponível, vide restrições (75) e (82).

3.1.7.3 Fonte Intermitente alugada

O modelo matemático avalia a opção de alugar mensalmente uma fonte intermitente (FIA). Neste caso, além dos 2 parâmetros apresentados para a FIC (geração estimada e custo da geração), são necessários mais 2 parâmetros (número de painéis e valor do aluguel), como mostrado na Tabela 18.

Tabela 18 – Exemplo de parâmetros para uma FIA

Mês	Número de painéis	Geração mensal estimada (kWh)		Custo mensal da geração (R\$/kWh)	Aluguel (R\$)
		Horário de Ponta	Horário Fora de Ponta		
1	100	0	4.012,70	0,07	2.000,00
2		0	3.661,91	0,07	2.000,00
...	
12		0	4.486,25	0,10	2.100,00

Fonte: Autoria própria.

Para o caso do aluguel de um sistema fotovoltaico deve ser indicada a quantidade de painéis (pn_{FIA}) e o valor do aluguel (va_{FI}). Caso seja considerado o aluguel de um gerador eólico, a quantidade será igual a zero.

O principal motivo para que o modelo contemple a possibilidade do aluguel mensal é que, em determinada região, o histórico de maior geração mensal (seja para eólica ou a fotovoltaica) poderia coincidir com os meses em que, historicamente, ocorre a bandeira tarifária vermelha. Desta forma, a maior geração nos meses de maiores tarifas tornaria mais vantajoso o aluguel dessas fontes intermitentes em meses específicos.

3.1.8 Energia Injetada na Rede

De acordo com a Resolução Normativa nº 482 da ANEEL, a energia excedente (proveniente da geração própria) que for injetada na rede elétrica da concessionária se transforma em “crédito de energia”. O consumidor gera e disponibiliza uma quantidade de energia para a concessionária (obtem o crédito de energia) e pode consumir essa mesma quantidade em outro momento. No entanto, quando o consumidor utiliza o crédito de energia é necessário pagar o ICMS sobre a parcela referente à tarifa de utilização do sistema de distribuição (TUSD).

Para representar a economia obtida (valores monetários) no modelo é considerado que a energia excedente é “vendida” para a concessionária. Desta forma, o consumidor deve identificar a partir da fatura de energia o valor equivalente à “venda” da energia excedente (parâmetro $vvEx$).

3.2 COMENTÁRIOS SOBRE A NOMENCLATURA

Todos os índices, conjuntos, parâmetros e variáveis utilizadas no modelo matemático são descritos no Apêndice A. No entanto, existem três sufixos que precisam ser detalhados para facilitar o entendimento das expressões matemáticas que serão apresentadas no Capítulo 4.

Como apresentado nas seções 3.1.6 e 3.1.7, foram considerados dois tipos principais de fontes para geração própria de energia elétrica: *FA*, que representa uma Fonte Alternativa que pode ser utilizada no momento em que for necessário; e *FI*, que representa uma Fonte alternativa Intermitente (como a eólica e fotovoltaica). A fonte pode estar presente (instalada) na unidade consumidora ou pode estar sendo analisada a possibilidade para a sua compra ou aluguel. Desta forma, existem três opções para cada tipo de fonte, de acordo com o sufixo utilizado em *FA* e *FI*:

- O sufixo “*i*” representa as fontes que já se encontram instaladas na unidade consumidora. Para a Fonte Alternativa instalada (*FAi*) será verificada a sua utilização em cada hora do dia, nos dias úteis e finais de semana, para todos os meses, de acordo com a subseção 4.2.1 (p. 71). Para a Fonte Intermitente instalada (*FIi*), será verificada sua utilização anual, de acordo com a subseção 4.2.4.

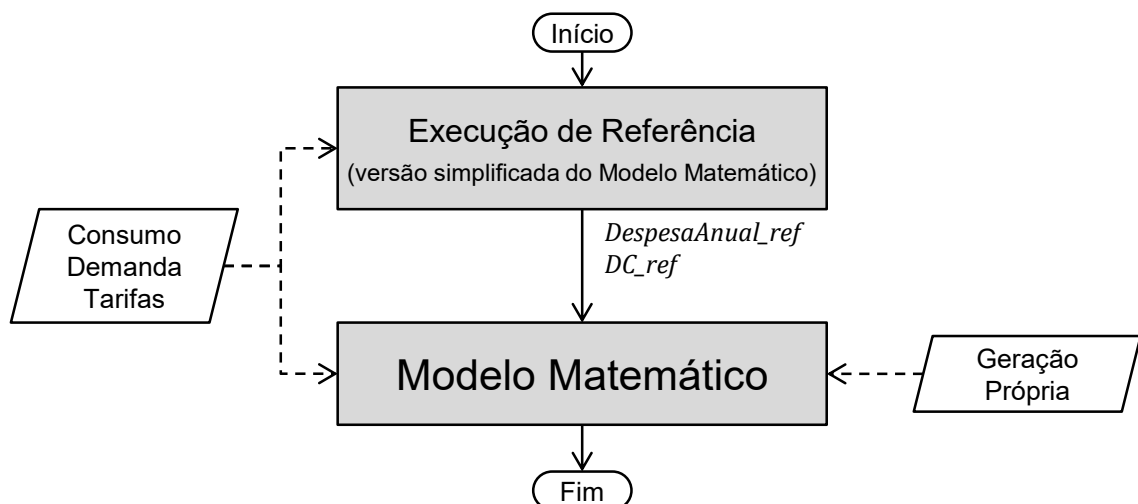
- O sufixo “c” representa as fontes que serão consideradas para compra. Ou seja, se *FAc* (ou *F1c*) for utilizada no mínimo por uma hora durante o ano ela será comprada, de acordo com as subseções 4.2.2 e 4.2.5.
- O sufixo “a” indica as fontes que poderiam ser alugadas. Desta forma, se *FAa* for utilizada pelo menos por uma hora no mês, ela será alugada para aquele mês (subseção 4.2.3). Se *F1a* for utilizada no mês, ela será alugada para aquele mês, de acordo com a subseção 4.2.6 (p. 86).

3.3 SEQUÊNCIA DE EXECUÇÃO

A Figura 15 apresenta um diagrama simplificado para a utilização da abordagem de solução proposta. Destacam-se dois blocos de execução (Execução de Referência e Modelo Matemático) e dois conjuntos de parâmetros. O conjunto de parâmetros referentes aos registros de Consumo, de Demanda e de Tarifas da concessionária é fornecido tanto à Execução de Referência quanto ao Modelo Matemático; o conjunto de parâmetros referentes à geração própria é fornecido somente ao Modelo Matemático.

Evidencia-se que, antes da execução do Modelo Matemático para avaliar a utilização de geração própria, é necessária a obtenção de parâmetros (realizado pela Execução de Referência), o qual é um procedimento determinístico que utiliza parte do equacionamento do Modelo Matemático detalhado no Capítulo 4.

Figura 15 – Diagrama simplificado para a utilização do modelo matemático



Fonte: Autoria própria.

3.3.1 Execução de Referência

A Execução de Referência é realizada para estimar a despesa anual com a utilização de energia elétrica (*DespesaAnual*) para um próximo período de 12 meses e sugerir o valor otimizado para a Demanda Contratada (*DC*). Os dados de entrada (parâmetros) necessários para esta execução são os registros de consumo (kWh), demanda (kW), e os valores das tarifas da concessionária (\$).

Não é considerada a utilização de geração própria de energia elétrica, desta forma, os parâmetros que indicam se o modelo deve considerar as opções de fontes alternativas (FA) e intermitentes (FI) instaladas, compradas ou alugadas (*conFAi*, *conFAC*, *conFAa*, *conFLi*, *conFLc* e *conFLa*) devem ser iguais a “0” (zero).

O modelo matemático desenvolvido possui a característica de ser gerado de modo esparsos, ou seja, é gerado apenas o conjunto específico de restrições de acordo com os parâmetros considerados. Os autores Sikora *et al.* (2015) relatam que esta técnica de modelagem tende a colaborar com o desempenho computacional da abordagem de solução.

Portanto, na Execução de Referência são geradas apenas as expressões matemáticas (1) a (18) e (85) a (111), ou seja, 45 expressões de um total de 111 do Modelo Matemático completo, apresentado no Capítulo 4. Destaca-se que não são geradas as restrições referentes à geração própria e, deste modo, variáveis atreladas às referidas fontes assumem o valor zero.

A variável “*DespesaAnual*” obtida na Execução de Referência será o parâmetro “*DespesaAnual_ref*” para as execuções do Modelo Matemático, o qual agrega a análise das opções de fontes alternativas e intermitentes para a geração própria de energia elétrica. O referido parâmetro será também utilizado como limite superior (*Upper Bound*). Deste modo, com a obtenção da “*DespesaAnual_ref*” é possível determinar a economia obtida (se houver); ou seja, a potencial redução das despesas com energia elétrica quando é utilizada geração própria.

A variável correspondente ao valor ótimo para a Demanda Contratada (*DC*) obtida na Execução de Referência será o parâmetro “*DC_ref*” para as execuções do Modelo Matemático. O parâmetro será utilizado como limite superior (*Upper Bound*), posto que, com a utilização de geração própria para realizar cortes de pico de demanda, a tendência é obter um valor para o contrato de demanda menor ou igual ao obtido na Execução de Referência (premissa do trabalho).

3.3.2 Execução do Modelo Matemático

Para a utilização do Modelo Matemático, novamente são utilizados os parâmetros referentes aos registros de consumo, demanda, e os valores das tarifas da concessionária, com a adição dos valores de *Upper Bound* obtidos na Execução de Referência (*DespesaAnual_ref* e *DC_ref*).

Um dos objetivos do modelo matemático desenvolvido é avaliar a utilização de geração própria de energia elétrica, com o intuito de reduzir as despesas anuais relacionadas à energia elétrica. Desta forma, para a execução do Modelo Matemático devem ser fornecidos alguns parâmetros relacionados às fontes alternativas (FA) e intermitentes (FI) que serão avaliadas pelo modelo, tais como: potência máxima (em kW); capacidade máxima diária de geração (em kWh); potência mínima de geração (kW); geração mensal para FI (kWh); custo da geração (\$); valor da compra (\$); depreciação do valor de compra (\$); quantidade de painéis fotovoltaicos; valor do aluguel (\$); e valor da franquia (em horas) referente ao contrato de aluguel.

No Capítulo 4 é apresentado o equacionamento do modelo matemático desenvolvido em Programação Linear Inteira Mista, com o detalhamento de grupos de restrições separados em subseções.

4 MODELO MATEMÁTICO

Na seção 4.1 será apresentada a função objetivo, detalhando-se o grupo de variáveis relacionadas à fatura de energia elétrica e o grupo de variáveis relacionadas à utilização de geração própria de energia elétrica.

Na seção 4.2 são apresentados inicialmente os grupos de restrições para as Fontes Alternativas e Fontes Intermitentes (instaladas, compradas e alugadas). Na sequência, as restrições relacionadas à quantidade de fontes e o investimento, as restrições para a demanda, para a geração total e energia excedente, e as restrições para a opção tarifária.

Ressalta-se que a consulta à nomenclatura, detalhada no Apêndice A, é de fundamental importância para o entendimento da formulação proposta.

4.1 FUNÇÃO OBJETIVO

A função objetivo, apresentada na Equação (1), visa minimizar o valor anual com as despesas relacionadas à utilização da energia elétrica. Leva-se em consideração a redução do consumo e da demanda com a utilização, compra e/ou aluguel de fontes alternativas e intermitentes para a geração própria.

$$\text{Minimizar } Z = \text{DespesaAnual} \quad (1)$$

4.1.1 Despesa Anual

Foram consideradas 14 variáveis, todas em unidade monetária (\$), para compor a *DespesaAnual* apresentada na Equação (2), de acordo com 2 grupos de variáveis que serão apresentados em detalhes nas próximas duas subseções.

Inicialmente, são consideradas 8 variáveis comuns para os consumidores do grupo A, diretamente relacionadas com a Fatura de Energia Elétrica, sendo elas: o consumo de energia elétrica no horário de ponta (*consumoPT*) e horário fora de ponta (*consumoFP*); para a modalidade tarifária Azul são considerados os valores de Demanda Faturada nos horários de ponta (*demandaPT*) e fora de ponta (*demandaFP*),

e para a modalidade tarifária Verde é considerada uma única Demanda Faturada sem distinção de horário ao longo do dia (*demandaDia*); a Demanda de Ultrapassagem para os horários de ponta (*ultrapPT*) e fora de ponta (*ultrapFP*) são consideradas para a tarifa Azul, enquanto a Verde considera todos os horários durante o dia (*ultrapDia*).

Na sequência são consideradas 6 variáveis relacionadas à Geração Própria de energia elétrica, sendo elas: a despesa relacionada com a geração alternativa (geração própria) para os horários de ponta (*geracaoPT*) e fora de ponta (*geracaoFP*); o crédito (ou “desconto”) referente à energia injetada na rede elétrica da concessionária nos horários de ponta (*creditoPT*) e fora de ponta (*creditoFP*); a Despesa com o Investimento (*Desp_Investimento*) relacionada à depreciação do equipamento comprado; e a despesa com o aluguel (*Aluguel*) caso o modelo matemático indique a viabilidade.

$$\begin{aligned}
 DespesaAnual = & consumoPT + consumoFP + \\
 & + demandaPT + demandaFP + demandaDia + \\
 & + ultrapPT + ultrapFP + ultrapDia + \\
 & + geracaoPT + geracaoFP - creditoPT - creditoFP + \\
 & + Desp_Investimento + Aluguel
 \end{aligned} \tag{2}$$

4.1.1.1 Grupo de Variáveis para a fatura de energia elétrica

O consumo para os horários de ponta e fora de ponta é obtido com o somatório da variável que representa o consumo de energia elétrica em reais (*s_CEE*) para todos os meses (*m*). Sendo que para o horário de ponta são somados os valores para o horário de consumo (*hc*) igual a “1”, e para o horário fora de ponta são somados os valores para o horário de consumo igual a 2 (*hc = 2*), como pode ser observado nas Equações (3) e (4).

$$consumoPT = \sum_{m \in M} \sum_{\substack{hc \in HC \\ |hc=1}} s_CEE_{m,hc} \tag{3}$$

$$consumoFP = \sum_{m \in M} \sum_{\substack{hc \in HC \\ |hc=2}} s_CEE_{m,hc} \tag{4}$$

Para a modalidade tarifária Azul são considerados os valores de demanda de ponta e fora de ponta, como apresentado nas Equações (5) e (6). A partir do somatório dos valores mensais da demanda faturada em reais (s_{DF}) é obtida a demanda de ponta quando o horário de demanda (hd) é igual a “1”, e para o horário fora de ponta, quando hd é igual a “2”.

$$demandaPT = \sum_{m \in M} \sum_{\substack{hd \in HD \\ |hd=1}} s_{DF_{m,hd}} \quad (5)$$

$$demandaFP = \sum_{m \in M} \sum_{\substack{hd \in HD \\ |hd=2}} s_{DF_{m,hd}} \quad (6)$$

Para a modalidade tarifária Verde não existe distinção entre horário de ponta e fora de ponta. Desta forma a $demandaDia$ é calculada pelo somatório da demanda faturada em reais (s_{DF}) para todos os meses (m) no horário de demanda (hd) igual a “3”, como pode ser observado na Equação (7).

$$demandaDia = \sum_{m \in M} \sum_{\substack{hd \in HD \\ |hd=3}} s_{DF_{m,hd}} \quad (7)$$

Os valores de demanda de ultrapassagem para os horários de ponta ($hd = 1$) fora de ponta ($hd = 2$) e ao longo de todo o período do dia ($hd = 3$) são obtidos após o somatório de todos os meses (m) da demanda de ultrapassagem (s_{DU}) para cada horário de demanda (hd), como pode ser observado nas Equações (8), (9) e (10).

$$ultrapFP = \sum_{m \in M} \sum_{\substack{hd \in HD \\ |hd=1}} s_{DU_{m,hd}} \quad (8)$$

$$ultrapFP = \sum_{m \in M} \sum_{\substack{hd \in HD \\ |hd=2}} s_{DU_{m,hd}} \quad (9)$$

$$ultrapDia = \sum_{m \in M} \sum_{\substack{hd \in HD \\ |hd=3}} s_{DU_{m,hd}} \quad (10)$$

4.1.1.2 Grupo de variáveis para a geração própria

A geração alternativa possui um custo de geração por kWh, que pode ser referente à compra de combustível e/ou manutenção dos equipamentos. O custo de geração no horário de ponta ($hc = 1$) é o somatório da geração total em reais (s_TG) em todos os meses (m), como pode ser visto na Equação (11). Para o horário fora de ponta, Restrição (12), é utilizado o horário de consumo (hc) igual a “2”.

$$geracaoPT = \sum_{m \in M} \sum_{\substack{hc \in HC \\ |hc=1}} s_TG_{m,hc} \quad (11)$$

$$geracaoFP = \sum_{m \in M} \sum_{\substack{hc \in HC \\ |hc=2}} s_TG_{m,hc} \quad (12)$$

A energia excedente (proveniente da geração própria) que foi injetada na rede da concessionária gera um valor de crédito (s_Cred). Com o somatório dos valores para cada mês (m), é obtido o crédito anual para o horário de ponta ($hc = 1$) e horário fora de ponta ($hc = 2$), como representado pelas Equações (13) e (14).

$$creditoPT = \sum_{m \in M} \sum_{\substack{hc \in HC \\ |hc=1}} s_Cred_{m,hc} \quad (13)$$

$$creditoFP = \sum_{m \in M} \sum_{\substack{hc \in HC \\ |hc=2}} s_Cred_{m,hc} \quad (14)$$

O valor da Despesa com o Investimento ($Desp_Investimento$) é referente ao somatório da despesa com o investimento em Fontes Alternativas (s_DinvFA) e Intermitentes (s_DinvFI), como apresentado na Equação (15).

$$Desp_Investimento = \sum_{fac \in FAc} s_DinvFA_{fac} + \sum_{fic \in FIc} s_DinvFI_{fic} \quad (15)$$

O valor do *Aluguel* representa o somatório das despesas com aluguel para todas as Fontes Alternativas (s_aluFA) e Intermitentes (s_aluFI) para todos os meses (m) em que a fonte foi alugada, como pode ser observado na Equação (16).

$$Aluguel = \sum_{faa \in FAa} \sum_{m \in M} s_aluFA_{faa,m} + \sum_{fia \in FIa} \sum_{m \in M} s_aluFI_{fia,m} \quad (16)$$

Deste modo, o modelo matemático considera os fatores presentes na Equação (2) para a obtenção de uma solução. Assim, as diferentes variáveis consideradas na função objetivo, expressas em grandezas monetárias (\$), influenciam a resposta de otimização obtida. A seção 4.2 a seguir detalha os grupos de restrições incorporados à modelagem matemática.

4.2 RESTRIÇÕES

A Restrição (17) representa um limite superior (*Upper Bound*) para a solução do Modelo Matemático. Esse limite é obtido por meio da Execução de Referência, a qual não considera a utilização de geração própria. Portanto, parte-se do princípio que a Despesa Anual no Modelo Matemático, com a possível utilização de geração própria (*DespesaAnual*), deve ser menor ou igual à despesa anual sem a utilização de qualquer fonte alternativa (*DespesaAnual_ref*).

$$DespesaAnual \leq DespesaAnual_ref \quad (17)$$

A economia obtida (se houver) com a utilização de geração própria de energia é referente à diferença entre a *DespesaAnual* e a despesa anual de referência (*DespesaAnual_ref*), como pode ser observado na Equação (18).

$$Economia = DespesaAnual_ref - DespesaAnual \quad (18)$$

No modelo matemático existem grupos de restrições que são geradas apenas se determinada opção de fonte for considerada para a execução. Por este motivo, inicialmente é realizada a apresentação dos grupos de restrições para cada opção de fonte (subseções 4.2.1 a 4.2.6). Na sequência, as restrições para a quantidade de fontes e investimento (subseção 4.2.7), restrições para a demanda (subseção 4.2.8), geração total e energia excedente (subseção 4.2.9), e as restrições para a opção tarifária (subseção 4.2.10). Deste modo, o modelo matemático é gerado de modo esparsos; isto é, o conjunto de restrições é gerado de

modo estritamente necessário à representação do conjunto de dados em análise. Esta técnica de modelagem tende a colaborar para o desempenho computacional da abordagem de solução, conforme exemplificado por Sikora *et al.* (2015).

4.2.1 Grupo de Restrições para a Fonte Alternativa Instalada

Todas as restrições apresentadas nesta subseção estão relacionadas ao parâmetro “*conFAi*” (considerar FAi). O parâmetro deve ser igual a “1” para que o modelo considere a opção de Fonte Alternativa instalada. Caso o valor do parâmetro seja zero, nenhuma restrição, da (19) a (30), será gerada.

Para cada hora (*h*), em cada mês (*m*), de acordo com o tipo do dia (*d*), para cada Fonte Alternativa instalada (*fai*) em que a variável binária que representa a utilização da Fonte Alternativa instalada (*uFAi*) for zero, a variável da geração horária da Fonte Alternativa instalada (*ghFAi*, variável contínua) também será zero, como observado na Implicação (19). Ressalta-se que a referida implicação (\Rightarrow) envolvendo variáveis binárias (no antecedente da implicação) e contínuas (no conseqüente da implicação) pode ser transformada em inequações algébricas, conforme detalhado em Magatão (2005).

$$\underbrace{uFAi_{fai,d,m,h} = 0}_{\text{antecedente}} \Rightarrow \underbrace{ghFAi_{fai,d,m,h} = 0}_{\text{consequente}} \quad \forall fai \in FAi, d \in TD, m \in M, h \in Horas \quad (19) \\ |conFAi = 1$$

Na Implicação (20) pode ser observado o símbolo “ \wedge ” que significa “e” (operador booleano AND), desta forma, quando a variável binária da utilização da Fonte Alternativa instalada (*uFAi*) for igual a “1”: para cada hora (*h*), em cada mês (*m*), para cada tipo do dia (*d*), a variável que representa a geração horária da Fonte Alternativa instalada (*ghFAi*) deve ser menor ou igual ao valor do parâmetro da geração da Fonte Alternativa instalada (*gFAi*), para cada fonte alternativa instalada (*fai*); e (\wedge), a geração horária (*ghFAi*) deve ser maior ou igual à geração mínima considerada para a Fonte Alternativa instalada (*minFAi*).

$$\begin{aligned} uFAi_{fai,d,m,h} = 1 \Rightarrow \\ ghFAi_{fai,d,m,h} \leq gFAi_{fai,m} \\ \wedge ghFAi_{fai,d,m,h} \geq minFAi_{fai} \end{aligned} \quad \forall fai \in FAi, d \in TD, m \in M, h \in Horas \quad (20) \\ |conFAi = 1$$

Tendo em vista o desenvolvimento de um modelo que atenda as características das fontes disponíveis para o consumidor, alguma fonte alternativa poderia possuir um limite máximo de geração diária. Por exemplo, a geração a diesel (ou biodiesel) é limitada pela capacidade de armazenamento do tanque de combustível. Desta forma, a Restrição (21) é responsável por garantir que o somatório da geração horária ($ghFAi$) para cada tipo de dia (d), de cada fonte alternativa instalada (fai), para cada mês (m), seja menor que o parâmetro da capacidade máxima de geração diária ($maxFAi$).

$$\sum_{h \in \text{Horas}} ghFAi_{fai,d,m,h} \leq maxFAi_{fai} \quad \forall fai \in FAi, d \in TD, m \in M \quad (21)$$

$$|conFAi = 1$$

A Restrição (22) é utilizada para determinar a geração nos dias úteis ($d = 1$), a partir da geração horária ($ghFAi$) de cada fonte alternativa instalada (fai), multiplicada pela quantidade de *Dias* de cada tipo (d) em cada mês (m). Para o horário de ponta (quando $hc = 1$) é realizado o somatório da geração horária ($ghFAi$) de cada hora (h) entre o início (iPT) e (\wedge) o término (tPT) do horário de ponta.

$$gdFAi_{fai,d,m,hc} = \sum_{\substack{h \in \text{Horas} \\ h \geq iPT \wedge h < tPT}} ghFAi_{fai,d,m,h} \cdot Dias_{d,m} \quad (22)$$

$$\forall fai \in FAi, d \in TD, m \in M, hc \in HC \mid d = 1, hc = 1, conFAi = 1$$

A Equação (23) é utilizada para determinar a geração nos dias úteis ($d = 1$), no horário fora de ponta ($hc = 2$) de cada Fonte Alternativa instalada. O somatório da geração horária ($ghFAi$) é realizado para toda hora (h) que esteja fora do horário de ponta, isto é, que seja menor que o início do horário de ponta (iPT), ou (\vee), maior ou igual ao término do horário de ponta (tPT).

$$gdFAi_{fai,d,m,hc} = \sum_{\substack{h \in \text{Horas} \\ h < iPT \vee h \geq tPT}} ghFAi_{fai,d,m,h} \cdot Dias_{d,m} \quad (23)$$

$$\forall fai \in FAi, d \in TD, m \in M, hc \in HC \mid d = 1, hc = 2, conFAi = 1$$

Deve ser destacado que não é considerado o horário de ponta nos finais de semana. Desta forma, a geração nos finais de semana (quando $d = 2$) para o horário de ponta ($hc = 1$) será sempre igual a zero, de acordo com a Equação (24).

$$gdFAi_{fai,d,m,hc} = 0 \quad (24)$$

$$\forall fai \in FAi, d \in TD, m \in M, hc \in HC \mid d = 2, hc = 1, conFAi = 1$$

Para o horário fora de ponta ($hc = 2$) ocorre o somatório da geração ($ghFAi$) em todos os horários (h), como apresentado pela Restrição (25).

$$gdFAi_{fai,d,m,hc} = \sum_{h \in Horas} ghFAi_{fai,d,m,h} \cdot Dias_{d,m} \quad (25)$$

$$\forall fai \in FAi, d \in TD, m \in M, hc \in HC \mid d = 2, hc = 2, conFAi = 1$$

A Restrição (26) representa a geração mensal da Fonte Alternativa instalada ($gmFAi$), de cada fonte (fai), em cada mês (m), nos horários de consumo (hc), a partir do somatório da geração nos dias úteis ($d = 1$) e finais de semana ($d = 2$).

$$gmFAi_{fai,m,hc} = \sum_{d \in TD} gdFAi_{fai,d,m,hc} \quad \forall fai \in FAi, m \in M, hc \in HC \mid conFAi = 1 \quad (26)$$

A Equação (27) representa a geração total para as Fontes Alternativas instaladas ($gtFAi$) em cada mês (m) para cada horário de consumo (hc), a partir do somatório da geração mensal ($gmFAi$) de todas as fontes (fai).

$$gtFAi_{m,hc} = \sum_{fai \in FAi} gmFAi_{fai,m,hc} \quad \forall m \in M, hc \in HC \mid conFAi = 1 \quad (27)$$

A geração mensal de cada Fonte Alternativa instalada ($gmFAi$), para cada mês (m) e horário de consumo (hc), é multiplicada pelo respectivo custo de geração ($cFAi$) para cada mês (m) e seu somatório representa a despesa (valor monetário \$) referente à geração a partir das Fontes Alternativas instaladas (sG_FAi), como apresentado na Equação (28).

$$sG_FAi_{m,hc} = \sum_{fai \in FAi} gmFAi_{fai,m,hc} \cdot cFAi_{fai,m} \quad \forall m \in M, hc \in HC \mid conFAi = 1 \quad (28)$$

A Equação (29) indica que a demanda atendida pelas Fontes Alternativas instaladas ($deFAi$) é igual ao valor da geração horária ($ghFAi$), para cada fonte (fai), em cada tipo de dia (d), mês (m) e hora (h). Na Equação (30) é realizado o somatório

da demanda atendida por cada fonte ($deFAi$), para encontrar a demanda total que pode ser atendida ($dtFAi$) em cada hora (h), para cada mês (m) e tipo de dia (d).

$$deFAi_{fai,d,m,h} = ghFAi_{fai,d,m,h} \quad \forall fai \in FAi, d \in TD, m \in M, h \in Horas \quad (29)$$

$$|conFAi = 1$$

$$dtFAi_{d,m,h} = \sum_{fai \in FAi} deFAi_{fai,d,m,h} \quad \forall d \in TD, m \in M, h \in Horas \quad (30)$$

$$|conFAi = 1$$

4.2.2 Grupo de Restrições para a Fonte Alternativa Comprada

Todas as restrições apresentadas nesta subseção estão relacionadas ao parâmetro “ $conFAC$ ” (considerar FAc). O parâmetro deve ser igual a “1” para que o modelo considere a opção de Fonte Alternativa comprada. Caso o valor do parâmetro seja zero, nenhuma restrição, da (31) a (48), será gerada.

A Implicação (31) representa a utilização da Fonte Alternativa comprada ($uFAC$). Para cada hora (h), em cada mês (m), de acordo com o tipo do dia (d), para cada Fonte Alternativa comprada (fac) em que a variável binária que representa a utilização da Fonte Alternativa comprada ($uFAC$) for zero, a variável da geração horária da Fonte Alternativa comprada ($ghFAC$) também será zero.

$$uFAC_{fac,d,m,h} = 0 \Rightarrow ghFAC_{fac,d,m,h} = 0 \quad \forall fac \in FAC, d \in TD, m \in M, h \in Horas \quad (31)$$

$$|conFAC = 1$$

Na Implicação (32) observa-se que quando a variável binária da utilização da Fonte Alternativa comprada ($uFAC$) for igual a “1”: para cada hora (h) e mês (m), para cada tipo do dia (d), a geração horária da Fonte Alternativa comprada ($ghFAC$) deve ser menor ou igual ao valor do parâmetro da geração da Fonte Alternativa comprada ($gFAC$), para cada fonte alternativa comprada (fac); e (\wedge), a geração horária ($ghFAC$) deve ser maior ou igual à capacidade de geração mínima ($minFAC$).

$$uFAC_{fac,d,m,h} = 1 \Rightarrow$$

$$ghFAC_{fac,d,m,h} \leq gFAC_{fac,m} \quad \forall fac \in FAC, d \in TD, m \in M, h \in Horas \quad (32)$$

$$\wedge ghFAC_{fac,d,m,h} \geq minFAC_{fac} \quad |conFAC = 1$$

A Restrição (33) é responsável por garantir que o somatório da geração horária ($ghFAC$) para cada tipo de dia (d), de cada fonte alternativa comprada (fac), para cada mês (m), seja menor que o parâmetro da capacidade máxima de geração diária ($maxFAC$).

$$\sum_{h \in Horas} ghFAC_{fac,d,m,h} \leq maxFAC_{fac} \quad \forall fac \in FAC, d \in TD, m \in M \quad (33)$$

$$|conFAC = 1$$

Para a Fonte Alternativa comprada (FAC) deve ser verificada a sua utilização durante o ano. Na Equação (34) pode ser observado que o uso durante o ano ($uAno$) para cada fonte alternativa comprada (fac) é igual ao somatório das horas (h) de utilização da fonte alternativa comprada ($uFAC$) em todos os meses (m) nos dias úteis e finais de semana (d).

$$uAno_{fac} = \sum_{d \in TD} \sum_{m \in M} \sum_{h \text{ in Horas}} uFAC_{fac,d,m,h} \quad \forall fac \in FAC \quad (34)$$

$$|conFAC = 1$$

Se a fonte não foi utilizada nenhuma hora durante o ano ($uAno = 0$), a variável binária que representa a compra da fonte ($comFA$) é igual a zero e (\wedge) as variáveis que representam o valor do investimento em reais (s_invFA), e o valor da despesa com o investimento (s_DinvFA), também recebem o valor zero, como indicado na Implicação (35).

$$uAno_{fac} = 0 \Rightarrow comFA_{fac} = 0 \quad \forall fac \in FAC \quad (35)$$

$$\wedge s_invFA_{fac} = 0$$

$$\wedge s_DinvFA_{fac} = 0$$

$$|conFAC = 1$$

Se a fonte alternativa for utilizada ($uAno$) pelo menos por uma hora durante o ano (período de análise), a fonte será comprada. Neste caso a variável binária que indica a compra da fonte alternativa ($comFA$) será igual a "1". A variável que indica o investimento em reais (s_invFA) será igual ao parâmetro com o valor da compra da fonte alternativa (vc_FA), e a despesa com o investimento (s_DinvFA), será igual ao parâmetro que indica o valor da depreciação da compra (vDc_FA), como pode ser observado na Implicação (36).

$$\begin{aligned}
uAno_{fac} \geq 1 &\Rightarrow comFA_{fac} = 1 \\
&\wedge s_invFA_{fac} = vc_FA_{fac} \\
&\wedge s_DinvFA_{fac} = vDc_FA_{fac}
\end{aligned}
\quad \begin{array}{l}
\forall fac \in FAc \\
|conFAc = 1
\end{array}
\quad (36)$$

Na Restrição (37) é realizado o somatório das variáveis binárias que indicam a compra ($comFA$) para se determinar a quantidade de fontes alternativas que será comprada (qtd_FAc).

$$qtd_FAc = \sum_{fac \in FAc} comFA_{fac} \quad |conFAc = 1 \quad (37)$$

A Restrição (38) é responsável por limitar (devido a questões técnicas ou limitação de espaço) a quantidade de fontes que podem ser compradas. Ou seja, a quantidade comprada (qtd_FAc) deve ser menor ou igual ao parâmetro que indica a quantidade máxima que pode ser comprada ($qmax_FAc$).

$$qtd_FAc \leq qmax_FAc \quad |conFAc = 1 \quad (38)$$

Na Equação (39) é realizado o somatório com o valor do investimento para cada fonte FA (s_invFA) que será comprada, para que seja obtido o valor total necessário para a compra das Fontes Alternativas (s_invest_FA).

$$s_invest_FA = \sum_{fac \in FAc} s_invFA_{fac} \quad |conFAc = 1 \quad (39)$$

A Restrição (40) é utilizada para determinar a geração nos dias úteis ($d = 1$), a partir da geração horária ($ghFAc$) de cada fonte alternativa comprada (fac), multiplicada pela quantidade de *Dias* de cada tipo (d) em cada mês (m). Para o horário de ponta ($hc = 1$) é realizado o somatório da geração horária ($ghFAc$) de cada hora (h) entre o início (iPT) e (\wedge) o término (tPT) do horário de ponta.

$$gdFAc_{fac,d,m,hc} = \sum_{\substack{h \in Horas \\ h \geq iPT \wedge h < tPT}} ghFAc_{fac,d,m,h} \cdot Dias_{d,m} \quad (40)$$

$$\forall fac \in FAc, d \in TD, m \in M, hc \in HC \mid d = 1, hc = 1, conFAc = 1$$

A Equação (41) é utilizada para determinar a geração nos dias úteis ($d = 1$), no horário fora de ponta ($hc = 2$) de cada Fonte Alternativa comprada. O somatório da geração horária ($ghFAC$) é realizado para toda hora (h) que esteja fora do horário de ponta, isto é, que seja menor que o início do horário de ponta (iPT), ou (v), maior ou igual ao término do horário de ponta (tPT).

$$gdFAC_{fac,d,m,hc} = \sum_{\substack{h \in \text{Horas} \\ h < iPT \vee h \geq tPT}} ghFAC_{fac,d,m,h} \cdot Dias_{d,m} \quad (41)$$

$$\forall fac \in FAC, d \in TD, m \in M, hc \in HC \mid d = 1, hc = 2, conFAC = 1$$

Não ocorre o horário de ponta nos finais de semana ($d = 2$). Desta forma, para o horário de ponta ($hc = 1$) a geração será sempre igual a zero, de acordo com a Equação (42). Para o horário fora de ponta ($hc = 2$) ocorre o somatório da geração ($ghFAC$) em todos os horários (h), como apresentado pela Restrição (43).

$$gdFAC_{fac,d,m,hc} = 0 \quad (42)$$

$$\forall fac \in FAC, d \in TD, m \in M, hc \in HC \mid d = 2, hc = 1, conFAC = 1$$

$$gdFAC_{fac,d,m,hc} = \sum_{h \in \text{Horas}} ghFAC_{fac,d,m,h} \cdot Dias_{d,m} \quad (43)$$

$$\forall fac \in FAC, d \in TD, m \in M, hc \in HC \mid d = 2, hc = 2, conFAC = 1$$

A Restrição (44) representa a geração mensal da Fonte Alternativa comprada ($gmFAC$), de cada fonte (fac), em cada mês (m), nos horários de consumo (hc), a partir do somatório da geração de cada fonte nos dias úteis ($d = 1$) e finais de semana ($d = 2$).

$$gmFAC_{fac,m,hc} = \sum_{d \in TD} gdFAC_{fac,d,m,hc} \quad \forall fac \in FAC, m \in M, hc \in HC \quad (44)$$

$$|conFAC = 1$$

A Equação (45) representa a geração total para as Fontes Alternativas compradas ($gtFAC$) em cada mês (m) para cada horário de consumo (hc), a partir do somatório da geração mensal ($gmFAC$) de todas as fontes (fac).

$$gtFAC_{m,hc} = \sum_{fac \in FAC} gmFAC_{fac,m,hc} \quad \forall m \in M, hc \in HC \quad (45)$$

$$|conFAC = 1$$

A geração mensal de cada fonte ($gmFAC$), para cada mês (m) e horário de consumo (hc), é multiplicada pelo respectivo custo de geração ($cFAC$), e seu somatório representa a despesa (valor monetário \$) referente à geração a partir das Fontes Alternativas compradas (sG_FAC), como apresentado na Equação (46).

$$sG_FAC_{m,hc} = \sum_{fac \in FAC} gmFAC_{fac,m,hc} \cdot cFAC_{fac,m} \quad \forall m \in M, hc \in HC \quad (46)$$

$$|conFAC = 1$$

A Equação (47) indica que a demanda atendida pelas Fontes Alternativas compradas ($deFAC$) é igual ao valor da geração horária ($ghFAC$), para cada fonte (fac), em cada tipo de dia (d), mês (m) e hora (h). Na Equação (48) é realizado o somatório da demanda atendida por cada fonte ($deFAC$), para encontrar a demanda total que pode ser atendida ($dtFAC$) em cada hora do dia (h), para cada mês (m) e para cada tipo de dia (d).

$$deFAC_{fac,d,m,h} = ghFAC_{fac,d,m,h} \quad \forall fac \in FAC, d \in TD, m \in M, h \in Horas \quad (47)$$

$$|conFAC = 1$$

$$dtFAC_{d,m,h} = \sum_{fac \in FAC} deFAC_{fac,d,m,h} \quad \forall d \in TD, m \in M, h \in Horas \quad (48)$$

$$|conFAC = 1$$

4.2.3 Grupo de Restrições para a Fonte Alternativa Alugada

Todas as restrições apresentadas nesta subseção estão relacionadas ao parâmetro “ $conFAa$ ” (considerar FAa). O parâmetro deve ser igual a “1” para que o modelo considere a opção de Fonte Alternativa alugada. Caso o valor do parâmetro seja zero, nenhuma restrição, da (49) a (67), será gerada.

A Implicação (49) representa a utilização da Fonte Alternativa alugada. Para cada hora (h), em cada mês (m), de acordo com o tipo do dia (d), para cada Fonte Alternativa alugada (faa) em que a variável binária que representa a utilização da Fonte Alternativa alugada ($uFAa$) for zero, a variável da geração horária da Fonte Alternativa alugada ($ghFAa$) também será zero.

$$uFAa_{faa,d,m,h} = 0 \Rightarrow ghFAa_{faa,d,m,h} = 0 \quad \forall faa \in FAa, d \in TD, m \in M, h \in Horas \quad (49)$$

$$|conFAa = 1$$

Na Implicação (50) pode ser observado que quando a variável binária da utilização da Fonte Alternativa alugada ($uFAa$) for igual a “1”: para cada hora (h), em cada mês (m), para cada tipo do dia (d), a variável que representa a geração horária da Fonte Alternativa alugada ($ghFAa$) deve ser menor ou igual ao valor do parâmetro da geração da Fonte Alternativa alugada ($gFAa$), para cada fonte alternativa alugada (faa); e (\wedge), a geração horária ($ghFAa$) deve ser maior ou igual à geração mínima considerada para a Fonte Alternativa alugada ($minFAa$).

$$\begin{aligned} uFAa_{faa,m,h} = 1 &\Rightarrow \\ ghFAa_{faa,d,m,h} &\leq gFAa_{faa,m} \\ \wedge ghFAa_{faa,d,m,h} &\geq minFAa_{faa} \end{aligned} \quad \begin{aligned} \forall faa \in FAa, d \in TD, m \in M, h \in Horas \\ |conFAa = 1 \end{aligned} \quad (50)$$

A Restrição (51) é responsável por garantir que o somatório da geração horária ($ghFAa$) para cada tipo de dia (d), de cada fonte alternativa alugada (faa), para cada mês (m), seja menor que o parâmetro da capacidade máxima de geração diária ($maxFAa$).

$$\sum_{h \in Horas} ghFAa_{faa,d,m,h} \leq maxFAa_{faa} \quad \begin{aligned} \forall faa \in FAa, d \in TD, m \in M \\ |conFAa = 1 \end{aligned} \quad (51)$$

Deve ser verificada se ocorreu a utilização mensal para a fonte alugada. Na Equação (52) pode ser observado que a quantidade de horas utilizadas por mês ($uMes$) é o somatório da utilização da fonte alternativa alugada ($uFAa$), para cada hora (h), mês (m) e tipo de dia (d), multiplicado pela quantidade de dias de cada tipo “ d ” (útil ou final de semana), em cada mês (m).

$$uMes_{faa,m} = \sum_{d \in TD} \sum_{h \in Horas} uFAa_{faa,d,m,h} \cdot Dias_{d,m} \quad \begin{aligned} \forall faa \in FAa, m \in M \\ |conFAa = 1 \end{aligned} \quad (52)$$

Para que o modelo decida se a fonte será alugada, deve ser verificado se a quantidade de horas de utilização no mês ($uMes$) é menor do que a franquia de horas contratada (fr_h), de acordo com a Restrição (53).

$$uMes_{faa,m} \leq fr_h_{faa} \quad \forall faa \in FAa, m \in M |conFAa = 1 \quad (53)$$

Se a fonte não foi utilizada por nenhuma hora durante o mês, a variável binária que indica o aluguel da fonte alternativa ($aluFA$) será zero, e o valor do aluguel em reais (s_aluFA) também será zero, como se observa na Implicação (54).

$$\begin{aligned} uMes_{faa,m} = 0 &\Rightarrow aluFA_{faa,m} = 0 && \forall faa \in FAa, m \in M \\ &\wedge s_aluFA_{faa,m} = 0 && |conFAa = 1 \end{aligned} \quad (54)$$

Se a fonte alternativa alugada (faa) for utilizada ($uMes$) pelo menos por uma hora (h) durante o mês (m), a variável binária ($aluFA$) será "1". Neste caso o valor do aluguel (va_FA) será atribuído à variável que representa o aluguel em reais (s_aluFA), para cada fonte alternativa alugada (faa) em cada mês (m), como apresentado na Implicação (55).

$$\begin{aligned} uMes_{faa,m} \geq 1 &\Rightarrow aluFA_{faa,m} = 1 && \forall faa \in FAa, m \in M \\ &\wedge s_aluFA_{faa,m} = va_FA_{faa} && |conFAa = 1 \end{aligned} \quad (55)$$

Na Restrição (56) é realizado o somatório da variável binária que indica o aluguel ($aluFA$) em cada mês (m) das diferentes fontes avaliadas, para determinar a quantidade de fontes alternativas que foi alugada (qtd_FAa) em cada mês.

$$qtd_FAa_m = \sum_{faa \in FAa} aluFA_{faa,m} \quad \forall m \in M |conFAa = 1 \quad (56)$$

A Restrição (57) é responsável por limitar (devido a questões técnicas ou limitação de espaço) a quantidade de fontes que podem ser alugadas. A quantidade alugada (qtd_FAa), em cada mês (m) deve ser menor ou igual ao parâmetro que indica a quantidade máxima que pode ser alugada ($qmax_FAa$).

$$qtd_FAa_m \leq qmax_FAa \quad \forall m \in M |conFAa = 1 \quad (57)$$

A Restrição (58) é utilizada para determinar a geração nos dias úteis ($d = 1$), a partir da geração horária ($ghFAa$) de cada fonte alternativa alugada (faa), multiplicada pela quantidade de *Dias* de cada tipo (d) em cada mês (m). Para o horário de ponta (quando $hc = 1$) é realizado o somatório da geração horária ($ghFAa$) de cada hora (h) entre o início (iPT) e (\wedge) o término (tPT) do horário de ponta.

$$gdFAa_{faa,d,m,hc} = \sum_{\substack{h \in \text{Horas} \\ h \geq iPT \wedge h < tPT}} ghFAa_{faa,d,m,h} \cdot Dias_{d,m} \quad (58)$$

$$\forall faa \in FAa, d \in TD, m \in M, hc \in HC \mid d = 1, hc = 1, conFAa = 1$$

A Equação (59) é utilizada para determinar a geração nos dias úteis ($d = 1$), no horário fora de ponta ($hc = 2$) de cada Fonte Alternativa alugada. O somatório da geração horária ($ghFAa$) é realizado para toda hora (h) que esteja fora do horário de ponta, isto é, que seja menor que o início do horário de ponta (iPT), ou (v), maior ou igual ao término do horário de ponta (tPT).

$$gdFAa_{faa,d,m,hc} = \sum_{\substack{h \in \text{Horas} \\ h < iPT \vee h \geq tPT}} ghFAa_{faa,d,m,h} \cdot Dias_{d,m} \quad (59)$$

$$\forall faa \in FAa, d \in TD, m \in M, hc \in HC \mid d = 1, hc = 2, conFAa = 1$$

De acordo com a legislação brasileira, não ocorre a cobrança pelo horário de ponta nos finais de semana ($d = 2$). Desta forma, para o horário de ponta ($hc = 1$) a geração será sempre igual a zero, de acordo com a Equação (60).

$$gdFAa_{faa,d,m,hc} = 0 \quad (60)$$

$$\forall faa \in FAa, d \in TD, m \in M, hc \in HC \mid d = 2, hc = 1, conFAa = 1$$

Para o horário fora de ponta ($hc = 2$) ocorre o somatório da geração ($ghFAa$) em todos os horários (h), como apresentado pela Restrição (61).

$$gdFAa_{faa,d,m,hc} = \sum_{h \in \text{Horas}} ghFAa_{faa,d,m,h} \cdot Dias_{d,m} \quad (61)$$

$$\forall faa \in FAa, d \in TD, m \in M, hc \in HC \mid d = 2, hc = 2, conFAa = 1$$

A Restrição (62) representa a geração mensal da Fonte Alternativa alugada ($gmFAa$), de cada fonte (faa), em cada mês (m), nos horários de consumo (hc), a partir do somatório da geração nos dias úteis ($d = 1$) e finais de semana ($d = 2$).

$$gmFAa_{faa,m,hc} = \sum_{d \in TD} gdFAa_{faa,d,m,hc} \quad \forall faa \in FAa, m \in M, hc \in HC \mid conFAa = 1 \quad (62)$$

Para a fonte alugada foi adicionada a Restrição (63), com o objetivo de verificar se a geração mensal ($gmFAa$) não excede o valor da franquia em kWh (fr_kWh) em cada mês (m), para cada fonte (faa).

$$\sum_{hc \in HC} gmFAa_{faa,m,hc} \leq fr_kWh_{faa} \quad \forall faa \in FAa, m \in M \quad (63)$$

$$|conFAa = 1$$

A Equação (64) representa a geração total para as Fontes Alternativas compradas ($gtFAc$) em cada mês (m) para cada horário de consumo (hc), a partir do somatório da geração mensal ($gmFAa$) de todas as fontes (fac).

$$gtFAa_{m,hc} = \sum_{faa \in FAa} gmFAa_{faa,m,hc} \quad \forall m \in M, hc \in HC \quad (64)$$

$$|conFAa = 1$$

A geração mensal de cada fonte ($gmFAa$), para cada mês (m) e horário de consumo (hc), é multiplicada pelo respectivo custo de geração ($cFAa$), e seu somatório representa a despesa (valor monetário \$) referente à geração a partir das Fontes Alternativas alugadas (sG_FAa), como apresentado na Equação (65).

$$sG_FAa_{m,hc} = \sum_{faa \in FAa} gmFAa_{faa,m,hc} \cdot cFAa_{faa,m} \quad \forall m \in M, hc \in HC \quad (65)$$

$$|conFAa = 1$$

A Equação (66) indica que a demanda atendida pelas Fontes Alternativas alugadas ($deFAa$) é igual ao valor da geração horária ($ghFAa$), para cada fonte (faa), em cada tipo de dia (d), mês (m) e hora (h).

$$deFAa_{faa,d,m,h} = ghFAa_{faa,d,m,h} \quad \forall faa \in FAa, d \in TD, m \in M, h \in Horas \quad (66)$$

$$|conFAa = 1$$

Na Equação (67) é realizado o somatório da demanda atendida por cada fonte ($deFAa$), para encontrar a demanda total que pode ser atendida ($dtFAa$) em cada hora do dia (h), para cada mês (m) e cada tipo de dia (d).

$$dtFAa_{d,m,h} = \sum_{faa \in FAa} deFAa_{faa,d,m,h} \quad \forall d \in TD, m \in M, h \in Horas \quad (67)$$

$$|conFAa = 1$$

4.2.4 Grupo de Restrições para a Fonte Intermitente Instalada

Todas as restrições apresentadas nesta subsecção estão relacionadas ao parâmetro “*conFli*” (considerar Fli). O parâmetro deve ser igual a “1” para que o modelo considere a opção de Fonte Intermitente instalada. Caso o valor do parâmetro seja zero, nenhuma restrição, da (68) a (71), será gerada.

A Implicação (68) indica a utilização (ou não) das fontes intermitentes já instaladas na unidade consumidora, para todo o período de análise. Quando a variável binária que representa a utilização da Fonte Intermitente instalada (*uFli*) for zero, a geração mensal da Fonte Intermitente instalada (*gmFli*) será zero.

$$uFli_{fii} = 0 \Rightarrow gmFli_{fii,m,hc} = 0 \quad \forall fii \in Fli, m \in M, hc \in HC \quad (68)$$

$$|conFli = 1$$

Quando a variável binária “*uFli*” for “1”, o valor da variável da geração mensal da fonte intermitente (*gmFli*) será o mesmo da geração mensal (*gFli*) de cada fonte intermitente instalada (*fii*) para os horários de consumo (*hc*).

$$uFli_{fii} = 1 \Rightarrow gmFli_{fii,m,hc} = gFli_{fii,m,hc} \quad \forall fii \in Fli, m \in M, hc \in HC \quad (69)$$

$$|conFli = 1$$

Na Equação (70) é encontrado o valor da geração intermitente total (*gtFli*), pelo somatório da geração mensal (*gmFli*) de cada fonte intermitente instalada (*fii*), para cada mês (*m*) em cada horário de consumo (*hc*).

$$gtFli_{m,hc} = \sum_{fii \in Fli} gmFli_{fii,m,hc} \quad \forall m \in M, hc \in HC | conFli = 1 \quad (70)$$

A geração mensal de cada Fonte Intermitente instalada (*gmFli*) é multiplicada pelo respectivo custo de geração (*cFli*) para cada mês (*m*) e horários de consumo (*hc*), e seu somatório representa a despesa (\$) com a geração a partir das Fontes Intermitentes instaladas (*sG_Fli*), como apresentado na Equação (71).

$$sG_Fli_{m,hc} = \sum_{fii \in Fli} gmFli_{fii,m,hc} \cdot cFli_{fii,m} \quad \forall m \in M, hc \in HC \quad (71)$$

$$|conFli = 1$$

4.2.5 Grupo de Restrições para a Fonte Intermitente Comprada

Todas as restrições apresentadas nesta subseção estão relacionadas ao parâmetro “*conFlc*” (considere *Flc*). O parâmetro deve ser igual a “1” para que o modelo considere a opção de Fonte Intermitente comprada. Caso o valor do parâmetro seja zero, nenhuma restrição, da (72) a (78), será gerada.

A Implicação (72) é utilizada para decidir se a Fonte Intermitente será comprada. Se a variável comprar Fonte Intermitente (*comFI*) for igual a zero, a geração mensal da Fonte Intermitente comprada (*gmFlc*) será zero, o valor do investimento (*s_invFI*) será zero, a despesa com o investimento (*s_DinvFI*) será zero, e a quantidade de painéis comprados (*qtd_pnFlc*) será zero.

$$\begin{aligned}
 comFI_{fic} = 0 &\Rightarrow gmFlc_{fic,m,hc} = 0 \\
 \wedge s_invFI_{fic} &= 0 && \forall fic \in Flc, m \in M, hc \in HC \\
 \wedge s_DinvFI_{fic} &= 0 && |conFlc = 1 \\
 \wedge qtd_pnFlc_{fic} &= 0
 \end{aligned} \tag{72}$$

Quando a variável binária que representa a compra (*comFI*) for “1”, a variável da geração mensal da Fonte Intermitente comprada (*gmFlc*) será igual ao parâmetro da geração (*gFlc*) de cada fonte intermitente comprada (*fic*) em cada mês (*m*). Para a variável que representa o investimento (*s_invFI*) será atribuído o valor da compra da fonte intermitente (*vc_FI*) e a despesa com o investimento (*s_DinvFI*) será igual ao valor da depreciação da compra (*vDc_FI*).

$$\begin{aligned}
 comFI_{fic} = 1 &\Rightarrow gmFlc_{fic,m,hc} = gFlc_{fic,m,hc} \\
 \wedge s_invFI_{fic} &= vc_FI_{fic} && \forall fic \in Flc, m \in M, hc \in HC \\
 \wedge s_DinvFI_{fic} &= vDc_FI_{fic} && |conFlc = 1 \\
 \wedge qtd_pnFlc_{fic} &= pn_Flc_{fic}
 \end{aligned} \tag{73}$$

A última igualdade da Implicação (73) indica que a variável da quantidade de painéis comprados (*qtd_pnFlc*) será igual ao parâmetro com a quantidade de painéis da Fonte Intermitente comprada (*pn_Flc*). Optou-se por nomear as variáveis e parâmetros relacionados à limitação física (para *Flc* e *Fla*) como “quantidade de painéis” devido ao crescente interesse na utilização de sistemas fotovoltaicos. Caso

seja considerada a utilização de geradores eólicos, deve ser informado zero no parâmetro “ pn_Fic ”. Adicionalmente, uma lógica correlata à limitação de painéis pode ser adaptada para a quantidade máxima de geradores eólicos.

Na Restrição (74) é realizado o somatório das variáveis que indicam a quantidade de painéis de cada Fonte Intermitente comprada (qtd_pnFic) para se determinar a quantidade total de painéis comprados (qtd_Fic).

$$qtd_Fic = \sum_{fic \in Fic} qtd_pnFic_{fic} \quad \forall fic \in Fic | conFic = 1 \quad (74)$$

A Restrição (75) é responsável por limitar (devido a questões técnicas ou limitação de espaço) a quantidade de painéis que podem ser comprados. Ou seja, a quantidade comprada (qtd_Fic) deve ser menor ou igual ao parâmetro que indica a quantidade máxima de painéis que pode ser comprada ($qmax_Fic$).

$$qtd_Fic \leq qmax_Fic \quad | conFic = 1 \quad (75)$$

Na Equação (76) é realizado o somatório com o valor do investimento para cada fonte FI (s_invFic) que foi comprada, para que seja obtido o valor total necessário para a compra das Fontes Intermitentes (s_invest_FI).

$$s_invest_FI = \sum_{fic \in Fic} s_invFic_{fic} \quad | conFic = 1 \quad (76)$$

Na Equação (77) é encontrado o valor da geração total ($gtFic$), pelo somatório da geração mensal ($gmFic$) de cada Fonte Intermitente comprada (fic), para cada mês (m) em cada horário de consumo (hc).

$$gtFic_{m,hc} = \sum_{fic \in Fic} gmFic_{fic,m,hc} \quad \forall m \in M, hc \in HC | conFic = 1 \quad (77)$$

A geração mensal de cada fonte comprada ($gmFic$) é multiplicada pelo respectivo custo de geração ($cFic$) para cada mês (m) e horários de consumo (hc), e seu somatório representa a despesa com a geração a partir das Fontes Intermitentes compradas (sG_Fic), como apresentado na Equação (78).

$$sG_FIC_{m,hc} = \sum_{fic \in FIC} gmFIC_{fic,m,hc} \cdot cFIC_{fic,m} \quad \forall m \in M, hc \in HC \quad (78)$$

$$|conFIC = 1$$

4.2.6 Grupo de Restrições para a Fonte Intermitente Alugada

Todas as restrições apresentadas nesta subseção estão relacionadas ao parâmetro “conFla” (considerar Fla). O parâmetro deve ser igual a “1” para que o modelo considere a opção de Fonte Intermitente alugada. Caso o valor do parâmetro seja zero, nenhuma restrição, da (79) a (84), será gerada.

Quando a fonte Intermitente não for alugada ($aluFI = 0$), será zero o valor da geração mensal ($gmFla$), aluguel (s_aluFI), e quantidade de painéis (qtd_pnFAa), para cada fonte (fia) em cada mês (m), de acordo com a Implicação (79).

$$aluFI_{fia,m} = 0 \Rightarrow gmFla_{fia,m,hc} = 0 \quad \forall fia \in Fla, m \in M, hc \in HC \quad (79)$$

$$\wedge s_aluFI_{fia,m} = 0 \quad |conFla = 1$$

$$\wedge qtd_pnFla_{fia,m} = 0$$

A Implicação (80) é utilizada para toda Fonte Intermitente que foi alugada ($aluFI = 1$). A geração mensal ($gmFla$) é igual a geração da fonte ($gFla$), e será atribuído o valor do parâmetro do aluguel da Fonte Intermitente (va_FI) na variável referente ao aluguel (s_aluFI) para cada mês (m) em que a fonte (fia) foi alugada. A variável da quantidade de painéis (qtd_pnFla) será igual ao parâmetro com a quantidade de painéis da Fonte Intermitente alugada (pn_Fla), para cada mês (m).

$$aluFI_{fia,m} = 1 \Rightarrow gmFla_{fia,m,hc} = gFla_{fia,m,hc} \quad \forall fia \in Fla, m \in M, hc \in HC \quad (80)$$

$$\wedge s_aluFI_{fia,m} = va_FI_{fia} \quad |conFla = 1$$

$$\wedge qtd_pnFla_{fia,m} = pn_Fla_{fia,m}$$

Na Restrição (81) é realizado o somatório das variáveis que indicam a quantidade de painéis de cada Fonte Intermitente alugada (qtd_pnFla) para se determinar a quantidade total de painéis alugados (qtd_Fla), em cada mês (m).

$$qtd_Fla_m = \sum_{fia \in Fla} qtd_pnFla_{fia,m} \quad \forall m \in M |conFla = 1 \quad (81)$$

A Restrição (82) é responsável por limitar (devido a questões técnicas ou limitação de espaço) a quantidade de painéis que podem ser alugados. Ou seja, a quantidade (qtd_Fla) deve ser menor ou igual ao parâmetro que indica a quantidade máxima de painéis que pode ser alugada ($qmax_Fla$), para cada mês (m).

$$qtd_Fla_m \leq qmax_Fla \quad \forall m \in M | conFla = 1 \quad (82)$$

Na Equação (83) é encontrado o valor da geração total ($gtFla$), pelo somatório da geração mensal ($gmFla$) de cada fonte intermitente alugada (fia), para cada mês (m) em cada horário de consumo (hc).

$$gtFla_{m,hc} = \sum_{fia \in Fla} gmFla_{fia,m,hc} \quad \forall m \in M, hc \in HC | conFla = 1 \quad (83)$$

A geração mensal de cada fonte ($gmFla$) é multiplicada pelo respectivo custo de geração ($cFla$) para cada mês (m) e horários de consumo (hc), e seu somatório representa a despesa (valor monetário \$) com a geração a partir das Fontes Intermitentes alugadas (sG_Fla), como apresentado na Equação (84).

$$sG_Fla_{m,hc} = \sum_{fia \in Fla} gmFla_{fia,m,hc} \cdot cFla_{fia,m} \quad \forall m \in M, hc \in HC | conFla = 1 \quad (84)$$

4.2.7 Restrições para a Quantidade de Fontes e Investimento

De acordo com os comentários realizados nas Restrições (37) e (57), devido a questões técnicas ou limitação de espaço, pode haver um limite para a quantidade de fontes que podem ser compradas ou alugadas. De modo complementar, pelas Restrições (85) e (86) são consideradas as limitações da quantidade máxima de fontes ($qmax_FA$ e $qmax_FI$), levando-se em conta as duas opções (compradas e alugadas). Observa-se que, para as fontes compradas a consideração é anual, enquanto as fontes alugadas são consideradas para cada mês (m).

$$qtd_FAc + qtd_FAa_m \leq qmax_FA \quad \forall m \in M \quad (85)$$

$$qtd_FIc + qtd_Fla_m \leq qmax_FI \quad \forall m \in M \quad (86)$$

De acordo com a Equação (39), o investimento necessário para a compra das Fontes Alternativas foi registrado na variável s_invest_FA , e para a compra das Fontes Intermitentes foi registrado em s_invest_FI de acordo com a Equação (76). O Investimento Total (Inv_Total) que deverá ser realizado pelo consumidor é a soma dos valores necessários para FA e FI, de acordo com a Equação (87).

$$Inv_Total = s_invest_FA + s_invest_FI \quad (87)$$

A Restrição (88) é utilizada para limitar o valor do investimento, ou seja, o Investimento Total (Inv_Total) deve ser menor ou igual ao parâmetro do Investimento Máximo (Inv_Max) definido pelo consumidor.

$$Inv_Total \leq Inv_Max \quad (88)$$

4.2.8 Restrições Para a Demanda

A partir da definição de qual fonte alternativa será utilizada em cada hora (h), de cada tipo de dia (d) de cada mês (m), o parâmetro da Demanda Horária (DH) é subtraído da demanda total atendida por cada opção de fonte ($dtFA$). Desta forma é obtido o valor da nova Demanda Horária (nDH), para cada hora (h) e tipo de dia (d) em cada mês (m), como apresentado na Equação (89).

$$nDH_{d,m,h} = DH_{d,m,h} - dtFAi_{d,m,h} - dtFAc_{d,m,h} - dtFAa_{d,m,h} \quad \forall d \in TD, m \in M, h \in Horas \quad (89)$$

Como apresentado na Seção 2.3, para a tarifa Azul é necessário contratar um valor de demanda para o horário de ponta ($hd = 1$) e outro valor para o horário fora de ponta ($hd = 2$). Para a modalidade tarifária Verde é realizado o contrato de apenas um valor, para todos os horários do dia ($hd = 3$). Além disso, nos dias úteis ($d = 1$) ocorrem os horários de ponta e fora de ponta. Nos finais de semana ($d = 2$) ocorre somente o horário fora de ponta.

Por possuírem diferentes considerações sobre os tipos de dias e horários, as restrições para a obtenção dos valores de Demanda Medida foram agrupadas de acordo com a modalidade tarifária (Azul e Verde) e serão apresentadas nas duas subseções na sequência.

4.2.8.1 Valores de Demanda Medida para a MTH Azul

Deve ser destacado que as Restrições (90), (91) e (92) serão geradas somente quando for considerada a modalidade tarifária Azul ($conAzul = 1$). Caso não seja considerada ($conAzul = 0$), serão geradas as Restrição (93).

Como pode ser observado na Restrição (90), para o dia útil ($d = 1$) no horário de ponta ($hd = 1$) de todos os meses (m), a Demanda Medida (DM) será o maior valor da nova Demanda Horária (nDH) entre a hora (h) de início (iPT) e de término (tPT) do horário de ponta. Adicionalmente, a variável DM só pode assumir um valor menor que o parâmetro Demanda Medida máxima ($DMmax$).

$$\begin{aligned} DM_{m,hd} &\geq nDH_{d,m,h} && \forall d \in TD, m \in M, hd \in HD, h \in Horas \\ \wedge DM_{m,hd} &\leq DMmax_{m,hd} && |d = 1, hd = 1, h \geq iPT \wedge h < tPT, conAzul = 1 \end{aligned} \quad (90)$$

Na Restrição (91), para o dia útil ($d = 1$) no horário fora de ponta ($hd = 2$), a Demanda Medida (DM) deve ser maior ou igual a nDH e (\wedge) menor que $DMmax$, registrado entre as horas fora do horário de ponta. Ou seja, todas as horas (h) antes do início do horário de ponta (iPT) ou a partir do término do horário de ponta (tPT).

$$\begin{aligned} DM_{m,hd} &\geq nDH_{d,m,h} && \forall d \in TD, m \in M, hd \in HD, h \in Horas \\ \wedge DM_{m,hd} &\leq DMmax_{m,hd} && |d = 1, hd = 2, h < iPT \vee h \geq tPT, conAzul = 1 \end{aligned} \quad (91)$$

Durante os finais de semana ($d = 2$) todas as horas (h) são consideradas no horário fora de ponta ($hd = 2$), como observa-se na Restrição (92). Portanto, de acordo com as Restrições (91) e (92), o valor da DM é o maior valor da nova Demanda Horária (nDH), qualquer que seja o tipo de dia (útil ou final de semana).

$$\begin{aligned} DM_{m,hd} &\geq nDH_{d,m,h} && \forall d \in TD, m \in M, hd \in HD, h \in Horas \\ \wedge DM_{m,hd} &\leq DMmax_{m,hd} && |d = 2, hd = 2, conAzul = 1 \end{aligned} \quad (92)$$

Se a modalidade tarifária horária Azul não for considerada ($conAzul = 0$), os valores da Demanda Medida (DM) para os horários de demanda (hd) de ponta e fora de ponta serão iguais a zero, como apresentado na Restrição (93).

$$DM_{m,hd} = 0 \quad \forall m \in M, hd \in HD | hd = \{1, 2\}, conAzul = 0 \quad (93)$$

4.2.8.2 Valores de Demanda Medida para a MTH Verde

Quando é utilizada a modalidade tarifária Verde existe apenas um valor de Demanda Medida (DM), equivalente ao maior valor da nDH e (\wedge) menor ou igual ao parâmetro da Demanda Medida máxima ($DMmax$), registrado em qualquer hora (h) do dia ($hd = 3$), independente do tipo de dia (d), como apresentado na Restrição (94).

$$\begin{aligned} DM_{m,hd} &\geq nDH_{d,m,h} && \forall d \in TD, m \in M, hd \in HD, h \in Horas \\ \wedge DM_{m,hd} &\leq DMmax_{m,hd} && |hd = 3, conVerde = 1 \end{aligned} \quad (94)$$

Se a MTH Verde não for a modalidade considerada pelo modelo ($conVerde = 0$), a Restrição (94) não é gerada, e o valor da Demanda Medida (DM), para $hd = 3$, será igual a zero, como pode ser observado na Restrição (95).

$$DM_{m,hd} = 0 \quad \forall m \in M, hd \in HD | hd = 3, conVerde = 0 \quad (95)$$

4.2.8.3 Determinação do valor ótimo para a Demanda Contratada

Conforme ilustrado na Figura 15, a Execução de Referência é realizada sem a utilização de fontes alternativas, e são obtidos os valores ótimos para o contrato de demanda nos três horários de demanda (hd). A Restrição (96) é utilizada para garantir que o valor da Demanda Contratada (DC) seja menor ou igual à Demanda Contratada obtida na Execução de Referência (DC_{ref}).

$$DC_{hd} \leq DC_{ref_{hd}} \quad \forall hd \in HD \quad (96)$$

De acordo com o artigo 63 da Resolução nº 414 da ANEEL (2010), o valor mínimo (em pelo menos um horário de consumo) para a Demanda Contratada por consumidores do Grupo A é de 30 kW. Desta forma, a Restrição (97) estabelece que a Demanda Contratada (DC) deverá ser maior ou igual a um valor mínimo (DC_{min}).

$$DC_{hd} \geq DC_{min_{hd}} \quad \forall hd \in HD \quad (97)$$

A Demanda Limite (DL), calculada pela Equação (98), é o valor da Demanda Contratada (DC) multiplicada pela tolerância (Tol), tipicamente de 5%, e deve ser calculada para os três horários de demanda (hd).

$$DL_{hd} = DC_{hd} \cdot \left(1 + \frac{Tol}{100}\right) \quad \forall hd \in HD \quad (98)$$

De acordo com a seção 2.3.2.1 (p. 38), a partir dos valores da Demanda Medida (DM), para todos os meses (m) e horários de demanda (hd), existem 3 (três) critérios para se determinar o valor da Demanda Faturada (DF).

O critério 1 ocorre quando a Demanda Medida (DM) é menor ou igual à Demanda Contratada (DC). Neste caso a Demanda Faturada (DF) é igual à Demanda Contratada e (\wedge) não ocorre a cobrança da Demanda de Ultrapassagem (DU), como apresentado na Implicação (99).

$$\begin{aligned} DM_{m,hd} \leq DC_{hd} &\Rightarrow Crit_{m,hd} = 1 \\ \wedge DF_{m,hd} &= DC_{hd} \\ \wedge DU_{m,hd} &= 0 \end{aligned} \quad \forall m \in M, hd \in HD \quad (99)$$

O critério 2 ocorre quando a Demanda Medida (DM), em cada mês (m) e cada horário de demanda (hd), estiver entre a Demanda Contratada (DC) e o valor da Demanda Limite (DL). Para este caso a Demanda Faturada (DF) é a própria Demanda Medida e (\wedge) também não ocorre a cobrança pela Demanda de Ultrapassagem (DU), como pode ser visto na Restrição (100).

$$\begin{aligned} DC_{hd} < DM_{m,hd} \leq DL_{hd} &\Rightarrow Crit_{m,hd} = 2 \\ \wedge DF_{m,hd} &= DM_{m,hd} \\ \wedge DU_{m,hd} &= 0 \end{aligned} \quad \forall m \in M, hd \in HD \quad (100)$$

Pode-se observar que para os critérios 1 e 2, Restrições (99) e (100), não existe a cobrança por Demanda de Ultrapassagem ($DU = 0$). A Restrição (101) representa o critério 3, no qual a DF é igual a DM e é considerada a Demanda de Ultrapassagem (DU), que equivale à subtração da Demanda Medida (DM) pela Demanda Contratada (DC).

$$\begin{aligned} DM_{m,hd} > DL_{hd} &\Rightarrow Crit_{m,hd} = 3 \\ \wedge DF_{m,hd} &= DM_{m,hd} \\ \wedge DU_{m,hd} &= DM_{m,hd} - DC_{hd} \end{aligned} \quad \forall m \in M, hd \in HD \quad (101)$$

4.2.9 Restrições para a Geração Total e a Energia Excedente

A Equação (102) é utilizada para encontrar a energia Total Gerada ($enTG$) por meio da soma da geração total das Fontes Alternativas ($gtFA$) e pelas Fontes Intermitentes ($gtFI$), para cada mês (m) nos horários de consumo (hc) ponta ($hc = 1$) e fora de ponta ($hc = 2$).

$$\begin{aligned} enTG_{m,hc} = & gtFAi_{m,hc} + gtFAC_{m,hc} + gtFAa_{m,hc} \\ & + gtFII_{m,hc} + gtFIC_{m,hc} + gtFIA_{m,hc} \end{aligned} \quad \forall m \in M, hc \in HC \quad (102)$$

A Implicação (103) indica que quando o *Consumo* de energia for maior ou igual à quantidade de energia total gerada ($enTG$) pelo consumidor, será necessária a utilização de energia da concessionária (enC), que é a diferença entre o *Consumo* e a energia total gerada ($enTG$). Neste caso, não haverá energia excedente ($enEx$) que poderia ser injetada na rede. Para cada mês (m) em cada horário de consumo (hc)

$$\begin{aligned} Consumo_{m,hc} \geq enTG_{m,hc} \Rightarrow \\ enC_{m,hc} = Consumo_{m,hc} - enTG_{m,hc} \quad \forall m \in M, hc \in HC \quad (103) \\ \wedge enEx_{m,hc} = 0 \end{aligned}$$

Se o *Consumo* for menor que a energia total gerada ($enTG$) pelo consumidor, haverá energia elétrica excedente ($enEx$) que poderá ser injetada na rede elétrica da concessionária, como pode ser observado na Implicação (104).

$$\begin{aligned} enTG_{m,hc} \geq Consumo_{m,hc} \Rightarrow \\ enC_{m,hc} = 0 \quad \forall m \in M, hc \in HC \quad (104) \\ \wedge enEx_{m,hc} = enTG_{m,hc} - Consumo_{m,hc} \end{aligned}$$

A despesa Total da Geração (s_TG) é a soma dos custos da geração proveniente das Fontes Alternativas (sG_FA) e Intermitentes (sG_FI), instaladas, compradas e alugadas, para cada mês (m) no horário de consumo (hc), como apresentado na Equação (105).

$$\begin{aligned} s_TG_{m,hc} = & sG_FAi_{m,hc} + sG_FAC_{m,hc} + sG_FAa_{m,hc} \\ & + sG_FII_{m,hc} + sG_FIC_{m,hc} + sG_FIA_{m,hc} \end{aligned} \quad \forall m \in M, hc \in HC \quad (105)$$

Por meio da Equação (106) é encontrado o crédito (s_Cred) recebido quando ocorre a injeção da energia elétrica excedente na rede elétrica da concessionária. Este valor é obtido com a multiplicação da energia excedente ($enEx$) gerada pelo consumidor, pelo parâmetro equivalente ao valor de “venda” da energia excedente ($vvEx$), para todos os meses (m) nos dois horários de consumo (hc).

$$s_Cred_{m,hc} = enEx_{m,hc} \cdot vvEx_{mt,m,hc} \quad \forall mt \in MT, m \in M, hc \in HC \quad (106)$$

4.2.10 Restrições para a Opção Tarifária

Caso a Modalidade Tarifária Horária Azul não seja considerada para a execução do modelo, o parâmetro “ $conAzul$ ” deve ser igual a zero. Desta forma, a Restrição (107) é responsável por garantir que a tarifa Azul ($mt = 1$) será zero e, conseqüentemente, somente a tarifa Verde será utilizada.

$$Tarifa_{mt} = 0 \quad \forall mt \in MT | mt = 1, conAzul = 0 \quad (107)$$

Caso não seja possível (de acordo com os critérios de enquadramento apresentados na Seção 2.3) a utilização da MTH Verde, o parâmetro “ $conVerde$ ” deve ser igual a zero. A Restrição (108) garante que a tarifa Verde ($mt = 2$) seja sempre zero e o modelo utilize apenas a tarifa Azul.

$$Tarifa_{mt} = 0 \quad \forall mt \in MT | mt = 2, conVerde = 0 \quad (108)$$

Caso seja possível a utilização das duas MTH ($conAzul = 1$ e $conVerde = 1$), o modelo será utilizado para verificar o enquadramento tarifário. De acordo com a Restrição (109), a variável binária $Tarifa$ pode assumir o valor “1” apenas para uma das opções de modalidade tarifária (mt).

$$\sum_{mt \in MT} Tarifa_{mt} = 1 \quad (109)$$

O valor que será pago para a concessionária pelo consumo de energia elétrica (s_CEE) é igual à energia da concessionária (enC) multiplicada pela tarifa de consumo (taC), de acordo com a Implicação (110). A despesa é referente ao

consumo em cada mês (m) para cada horário de consumo (hc), de acordo com a modalidade tarifária (mt) definida.

$$\begin{aligned} & Tarifa_{mt} = 1 \Rightarrow \\ & s_{CEE_{m,hc}} = enC_{m,hc} \cdot taC_{mt,m,hc} \quad \forall mt \in MT, m \in M, hc \in HC \quad (110) \end{aligned}$$

Com a utilização da Restrição (111) os valores de Demanda Faturada (DF) e Demanda de Ultrapassagem (DU) são multiplicados pelos valores das respectivas tarifas (taD e taU). Desta forma são obtidos os valores das despesas para cada mês (m), da Demanda Faturada (s_{DF}) e da Demanda de Ultrapassagem (s_{DU}) para os horários de demanda (hd).

$$\begin{aligned} & Tarifa_{mt} = 1 \Rightarrow \\ & s_{DF_{m,hd}} = DF_{m,hd} \cdot taD_{mt,hd} \quad \forall mt \in MT, m \in M, hd \in HD \quad (111) \\ & \wedge s_{DU_{m,hd}} = DU_{m,hd} \cdot taU_{mt,hd} \end{aligned}$$

Desta forma, as Expressões (1) a (111) apresentam o modelo matemático desenvolvido. No Capítulo 5 são realizados estudos quantitativos para evidenciar as funcionalidades do referido modelo.

5 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Este capítulo tem como objetivo apresentar e explicar com detalhes as funcionalidades do modelo matemático desenvolvido. O modelo foi implementado no ambiente de modelagem e otimização IBM ILOG CPLEX *Optimization Studio* 12.8, e executado em um computador com processador Intel Xeon E3-1240 (3,4 GHz).

Na seção 5.1 são apresentados os parâmetros de entrada que foram utilizados para as execuções do modelo matemático.

Na seção 5.2 são apresentadas as duas funcionalidades referentes à adequação do contrato, que são a determinação do valor ótimo para o contrato de demanda e a verificação do enquadramento tarifário.

A seção 5.3 apresenta as quatro situações para utilização das fontes, que podem ocorrer devido à comparação de preços (entre a tarifa da concessionária e o custo de geração), para realização de corte de pico de demanda, para a geração permanente e ou para a geração intermitente.

Na seção 5.4 são exemplificadas as três opções para uma fonte, que pode ser a opção de utilizar uma fonte já instalada na unidade consumidora, a opção de comprar, ou a opção de alugar.

Na seção 5.5 é verificado como a alteração de alguns parâmetros interfere na resposta do modelo, sendo eles: valor do crédito obtido com a injeção da energia excedente na rede; tarifas e bandeiras tarifárias; geração mínima e capacidade de geração máxima (diária); limitação de espaço disponível para a instalação de novos equipamentos, e valor máximo disponível para investimento. Deve ser destacado que da seção 5.2 à 5.5 as execuções são realizadas para apresentar individualmente as funcionalidades do modelo.

Na seção 5.6 é apresentado o desempenho computacional do modelo, a partir de testes realizados de acordo com a alteração de parâmetros e a quantidade de fontes consideradas.

Na seção 5.7 é apresentado um Exemplo de Aplicação, no qual foram consideradas 10 fontes (6 FA e 4 FI) com a opção de compra ou aluguel. As execuções foram realizadas com a alteração do custo de geração e o aumento da tarifa da concessionária para se verificar as decisões sobre as fontes que serão compradas ou alugadas e seus respectivos horários de utilização.

5.1 PARÂMETROS DE ENTRADA

Os dados de consumo e demanda utilizados para as execuções do modelo são de uma universidade localizada na região oeste do Paraná, enquadrada, a princípio, na modalidade tarifária horária Verde, subgrupo A4, com o valor da Demanda Contratada (*DC*) igual a 450 kW.

No Apêndice B podem ser observados os 24 valores de consumo, referentes aos horários de ponta e fora de ponta para um período de 12 meses. Bem como os 576 valores para a Demanda Horária, referentes a 1 registro por hora, para os dias úteis e finais de semana, para cada um dos 12 meses. Deve-se destacar que os registros de Demanda Horária (*DH*), necessários para a execução do modelo, foram obtidos de acordo com a subseção 3.1.5 (p. 54).

No Apêndice B também são encontradas as tabelas com os valores mensais para as tarifas de consumo e demanda das duas modalidades tarifárias (Azul e Verde) e para as tarifas referentes às bandeiras tarifárias. No entanto, as bandeiras foram consideradas apenas na subseção 5.5.1.

Para os exemplos apresentados nas subseções de 5.2 a 5.6 as tarifas (de consumo, de demanda e de multa por ultrapassagem) possuem o mesmo valor para todo o período de análise (12 meses). Os valores utilizados para as duas Modalidades Tarifárias Horárias (MTH) podem ser observados na Tabela 19.

Tabela 19 – Tarifas consideradas para as execuções do modelo

Modalidade Tarifária	Consumo		Demanda Faturada			Multa por Ultrapassagem		
	PT	FP	PT	FP	Dia	PT	FP	Dia
Azul	R\$ 0,80	R\$ 0,50	R\$ 22	R\$ 50	---	R\$ 44	R\$ 100	---
Verde	R\$ 2,00	R\$ 0,50	---	---	R\$ 22	---	---	R\$ 44

Fonte: Autoria própria.

Para a geração própria de energia elétrica foram consideradas, como situação base, duas Fontes Alternativas (FA1 e FA2) e uma Fonte alternativa Intermitente (FI): FA1 representa um grupo motor-gerador a diesel com potência máxima de 100 kW; FA2 representa a geração a partir de um grupo motor-gerador alimentado com biogás, que possui funcionamento ininterrupto (24 horas por dia) e potência máxima de 52 kW; FI representa um sistema fotovoltaico composto por 100 painéis de 335 Wp (watts-pico), totalizando a potência instalada de 33,5 kWp.

Para a obtenção do custo efetivo de geração para cada 1 kWh de cada fonte alternativa, foram realizados contatos com empresas que utilizam tais fontes e possuem registros das despesas relacionadas à compra de combustível e/ou manutenção. Desta forma, foi obtido um custo estimado para a geração de energia elétrica a partir do grupo motor-gerador diesel (FA1) na ordem de R\$ 1,50; para a geração a partir do grupo motor-gerador a biogás (FA2) o custo foi estimado na ordem de R\$ 0,10. Não foram consideradas despesas com manutenção do sistema fotovoltaico, portanto, o custo de geração foi considerado R\$ 0,00.

As informações básicas das três fontes consideradas são apresentadas na Tabela 20. Destaca-se que para as Fontes Alternativas (FA) a geração mensal não é um parâmetro, uma vez que o modelo indica o horário de utilização para cada fonte, para cada mês. Para a Fonte Intermitente (FI) é necessário informar a geração estimada (em kWh) para cada mês.

Para a capacidade mensal da geração fotovoltaica (FI) foi considerado o histórico mensal (Tabela P6 do Apêndice B) de um sistema fotovoltaico instalado na mesma cidade onde se localiza a unidade consumidora que serve de exemplo.

Tabela 20 – Fontes alternativas consideradas para as execuções do modelo

Nome	Tipo da fonte alternativa para geração de energia elétrica	Potência (kW)	Geração mensal (kWh)	Custo de geração
FA1	Grupo motor-gerador a diesel	100	---	R\$ 1,50
FA2	Grupo motor-gerador a biogás	52	---	R\$ 0,10
FI	Sistema Fotovoltaico	---	Valores mensais	R\$ 0,00

Fonte: Autoria própria.

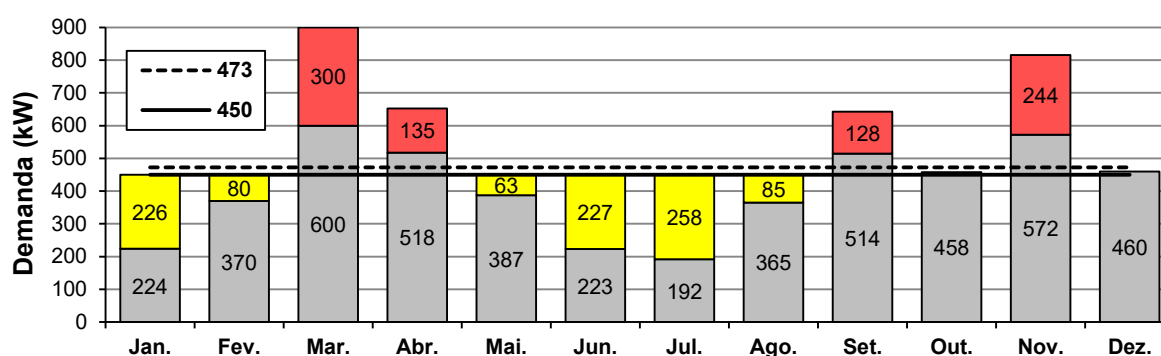
Foi considerado o mesmo custo de geração para todo o período de análise, por exemplo, o custo da geração diesel é R\$ 1,50 para os 12 meses. No entanto, no modelo matemático o parâmetro do custo de geração (de cada fonte) deve ser fornecido com 12 valores (Tabela P7 do Apêndice B).

As execuções realizadas da seção 5.2 a 5.5 são utilizadas para apresentar individualmente as funcionalidades do modelo. Para cada uma destas execuções, o tempo de convergência até a otimalidade foi inferior a 10 segundos; os modelos gerados apresentaram números de restrições e de variáveis inferiores a, respectivamente, 4.300 e 9.500. A partir da seção 5.6 (que apresenta o desempenho computacional do modelo) as restrições, variáveis e o tempo computacional são detalhados para cada execução.

5.2 FUNCIONALIDADE BÁSICA: ADEQUAÇÃO DE CONTRATO

A unidade consumidora está enquadrada na MTH Verde com Demanda Contratada igual a 450 kW (representada pelo traço preto contínuo na Figura 16). Os valores com fundo cinza representam a Demanda Medida (DM), com fundo amarelo representam a demanda extra que foi paga sem ter sido efetivamente utilizada, e com fundo vermelho são os valores referentes à multa por ultrapassagem (de acordo com a subseção 2.3.2, p. 37).

Figura 16 – Gráfico anual da demanda para o cenário atual



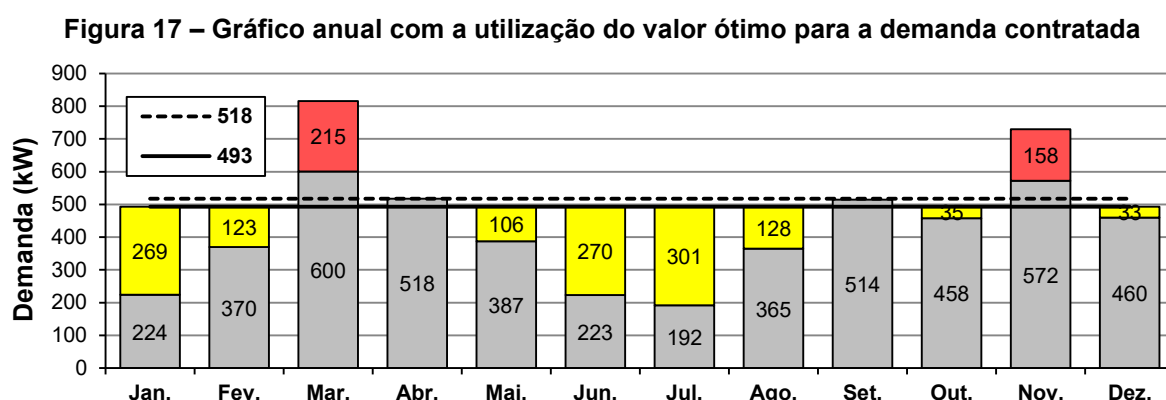
Fonte: Autoria própria.

5.2.1 Valor Sugerido (Otimizado) para o Contrato de Demanda

Conforme as restrições apresentadas na subseção 4.2.8 (p. 88), o modelo matemático proposto determina o valor ótimo para o contrato de demanda. Deve ser destacado que o valor “ótimo” indicado pelo modelo matemático é obtido tendo por base a utilização do histórico de registros de Demanda Medida. Portanto, o valor “ótimo” representa, de fato, um valor sugerido (otimizado) para o ajuste do contrato de demanda para um próximo período de 12 meses. Alternativamente, o consumidor pode também estimar valores futuros de demanda, se mudanças (ex. substituição de equipamentos) são planejadas, e o modelo determinará o valor do contrato de demanda tendo por base os parâmetros fornecidos.

Esta funcionalidade de sugestão de um valor adequado para o contrato de demanda é utilizada em todas as execuções do modelo. Ou seja, para todas as alterações de parâmetros e considerações sobre a utilização de geração própria (que serão apresentadas nas próximas seções) a solução sugere o valor “otimizado” para o contrato de demanda.

Na Figura 17 pode ser observado que a obtenção do valor ótimo para a Demanda Contratada (493 kW) não significa obrigatoriamente a exclusão do pagamento de multa por ultrapassagem, como pode ser observado nos meses de março e novembro. Em relação à Figura 16, aumenta-se a Demanda Contratada (traço contínuo), diminuem os valores de multa por ultrapassagem (com fundo vermelho), mas aumentam os valores de demanda que não foram efetivamente utilizados (com fundo amarelo).



Fonte: Autoria própria.

Destaca-se que a unidade consumidora possui a Modalidade Tarifária Horária (MTH) Verde, na qual é realizado o contrato de apenas um valor para a Demanda Contratada (*DC*) para todos os horários do dia. No caso da utilização da modalidade tarifária Azul, devem ser considerados dois gráficos (como o apresentado na Figura 17), um que considera os registros de demanda apenas para o horário de Ponta, e outro para o horário Fora de Ponta.

5.2.2 Enquadramento Tarifário

Existe a possibilidade da utilização da Modalidade Tarifária Horária Azul ou da MTH Verde. Os parâmetros “*conAzul*” e “*conVerde*”, são utilizados para considerar o uso de cada modalidade. Ou seja, se o parâmetro for “1” a modalidade será considerada, se for “0” não será considerada para a execução do modelo. Quando é possível escolher uma entre as duas MTH (*conAzul* = 1 e *conVerde* = 1), o modelo analisa concomitantemente as duas opções, e indica qual a melhor MTH para ser adotada para a unidade consumidora, de acordo com as regras de enquadramento tarifário apresentadas na seção 2.3 (p. 35).

5.2.3 Resultado da Adequação de Contrato

Na Tabela 21 são apresentados os resultados do ajuste do contrato de demanda e adequação tarifária em comparação com a configuração Atual, a qual possui a MTH Verde e a Demanda Contratada igual a 450 kW. Ressalta-se que, para a configuração Atual, os valores estimados para o consumo e a demanda são obtidos, simplesmente, a partir da multiplicação dos valores medidos pelos valores vigentes das tarifas da concessionária.

Para a execução do modelo matemático somente com a utilização da modalidade tarifária Verde, deve ser atribuído o valor “1” apenas para o seu parâmetro, ou seja: $conAzul = 0$, $conVerde = 1$. Pode ser observado que não ocorre alteração nos valores de consumo de energia elétrica, pois na configuração Atual a unidade consumidora já está enquadrada na modalidade Verde. O valor da Demanda Contratada (DC) foi elevado para 493 kW, o que provocou o aumento da despesa com a Demanda Faturada (kR\$ 135,3). Entretanto, a redução na despesa com Ultrapassagem (de kR\$ 17,8 para kR\$ 8,2) ocasiona a diminuição da Despesa Anual com a fatura de energia elétrica, o que provoca uma economia de 0,30% apenas com o ajuste do valor da Demanda Contratada (DC).

Tabela 21 – Comparação das despesas com a adequação de contrato

Modalidade Tarifária	Consumo (kR\$)		DC (kW)	Demanda Faturada (kR\$)			Ultrapassagem (kR\$)			Despesa Anual (kR\$)	Economia Obtida
	PT	FP		PT	FP	Dia	PT	FP	Dia		
Atual (Verde)	232,9	422,8	450	---	---	128,1	---	---	17,8	801,6	---
Verde	232,9	422,8	493	---	---	135,3	---	---	8,2	799,2	0,30%
Azul	93,2	422,8	354 e 493	220,4	135,3	---	14,0	8,2	---	893,7	-11,50%

Fonte: Autoria própria.

Para a execução somente com a utilização da MTH Azul, deve ser atribuído o valor “1” apenas para o seu parâmetro: $conAzul = 1$, $conVerde = 0$. Neste caso é necessária a contratação de dois valores de demanda. A Demanda Contratada para o horário Fora de Ponta (FP) também foi de 493 kW, e a demanda para o horário de Ponta (PT) foi de 354 kW. Ocorreu uma significativa redução do valor do consumo no horário de ponta (de 232,9 para 93,2 kR\$) devido à tarifa de consumo ser menor (vide Tabela 1), mas a necessidade do pagamento da demanda na ponta (kR\$ 220,4) elevou o valor da Despesa Anual para kR\$ 893,7. Portanto, a MTH Verde é a melhor opção, com o valor ótimo para a Demanda Contratada igual a 493 kW.

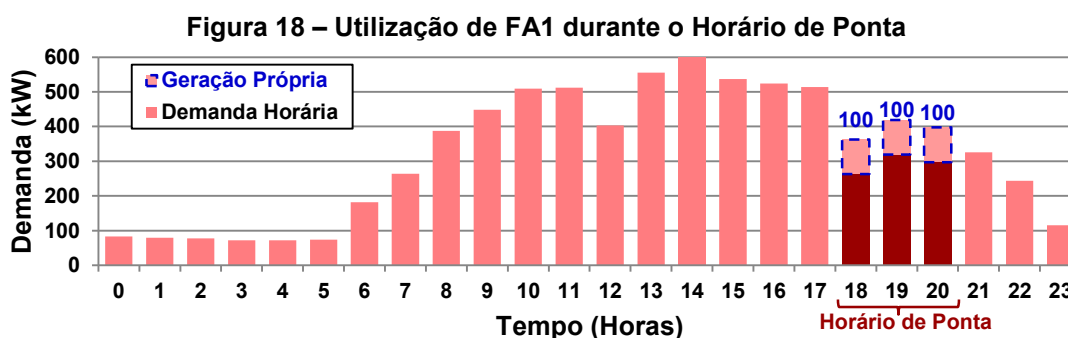
5.3 FUNCIONALIDADE BÁSICA: TIPO DE UTILIZAÇÃO DAS FONTES

Foram consideradas 4 (quatro) situações para apresentar como são utilizadas as fontes alternativas: 1) utilização quando o custo da geração própria é menor do que o custo da tarifa de energia da concessionária; 2) utilização para a redução (corte) dos picos de demanda; 3) utilização para geração permanente (sem interrupção) de energia, como, por exemplo, geração a partir de biogás; 4) utilização de Fontes alternativas Intermitentes (FI), como a fotovoltaica ou eólica.

Cada situação será explicada em uma subseção na sequência, para que seja possível apresentar as diferenças entre os parâmetros considerados e o efeito provocado na resposta. Além disso, são apresentados os gráficos para destacar o horário da utilização das Fontes Alternativas (FA) e a alteração provocada nos valores de Demanda Horária, para os dias úteis do mês de março (escolhido por ter o maior valor de demanda registrada, 600 kW).

5.3.1 Comparação entre Tarifa da Concessionária e Custo da Geração Própria

Para a apresentação desta funcionalidade foi considerada somente a utilização da fonte alternativa FA1 e a unidade consumidora enquadrada na Modalidade Tarifária Verde. Como a tarifa da concessionária no horário de ponta é de R\$ 2,00 e o custo da geração alternativa é de R\$ 1,50, a fonte alternativa é utilizada para reduzir o consumo no horário de Ponta. Conseqüentemente, ocorre a redução dos valores de demanda registrados durante o horário de Ponta, como pode ser observado entre às 18h e às 21h na Figura 18, na qual a geração própria (de 100 kW) foi destacada com a linha tracejada na cor azul.



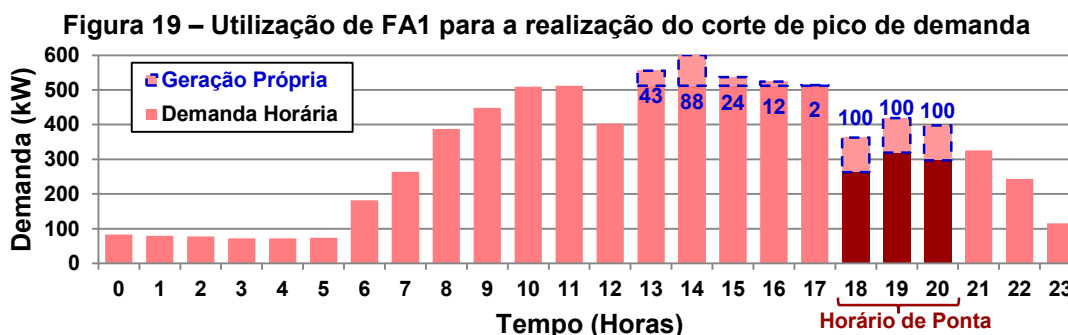
Fonte: Autoria própria.

Pela comparação simples dos valores dos custos, a geração alternativa não é utilizada no horário Fora de Ponta, uma vez que a tarifa é de R\$ 0,50. Contudo, quando é considerado o corte de pico de demanda a situação pode ser diferente, como será apresentado na próxima subseção.

5.3.2 Utilização de FA para Corte de Pico de Demanda

Como pôde ser observado da Figura 17 (p. 99), nos meses de março e novembro foram registrados os maiores valores de demanda, sendo de 600 kW e 572 kW. Um dos objetivos do modelo desenvolvido é verificar a viabilidade para reduzir esses valores de Demanda Medida com a utilização de Fontes Alternativas (geração própria de energia). No entanto, para que esta estratégia seja possível, é necessária a utilização dos valores de demanda diária, como apresentado na subseção 3.1.5 (p. 54).

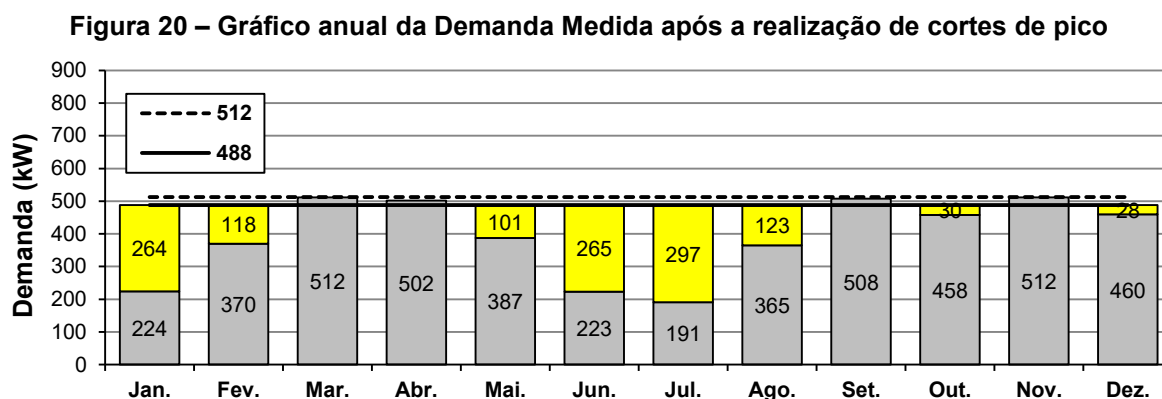
Foi considerada a utilização de uma Fonte Alternativa (FA1) para realizar o corte de pico, ou seja, fornecer energia através de geração própria para reduzir os picos de demanda. Desta forma, os maiores valores horários de demanda (na faixa entre 500 kW e 600 kW) foram reduzidos para, aproximadamente, 500 kW, como pode ser observado na Figura 19.



Fonte: Autoria própria.

Além do Horário de Ponta, ocorreu a utilização de FA1 nos horários das 13h às 17h. Cabe ressaltar, que no horário Fora de Ponta a tarifa de energia elétrica é de R\$ 0,50 e o custo da geração (a partir da fonte FA1) é R\$ 1,50, ou seja, um valor três vezes maior. No entanto, mesmo com o custo de geração mais elevado, diminuir cinco picos de demanda (para o valor de 512 kW) foi a opção mais vantajosa por ocorrer a redução do valor da Demanda Medida.

O maior registro de cada mês (que no caso da Figura 19 foi de 512 kW) é considerado como Demanda Medida, como observa-se na Figura 20. Desta forma é recalculado o valor ótimo para a Demanda Contratada, que passou de 450 kW para 488 kW (linha preta contínua). Pode ser destacado que neste caso não ocorreu o pagamento de multa por ultrapassagem, pois nenhum valor excedeu a Demanda Limite, que também é 512 kW (linha preta tracejada).

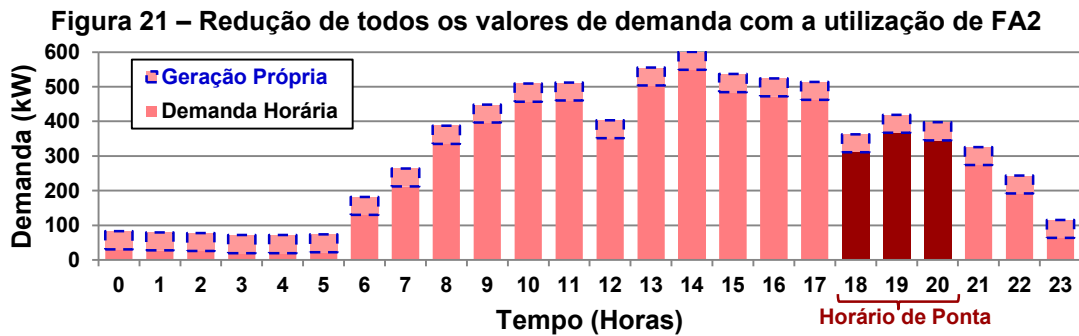


Fonte: Autoria própria.

Neste exemplo foi considerada a fonte alternativa FA1 como um grupo motor-gerador a diesel. Entretanto, pode ser avaliada a utilização de fontes que utilizem outros combustíveis (como o biodiesel ou gás natural) ou a utilização de energia armazenada em baterias. Quanto menor for o custo (do kWh) para a geração alternativa, maior poderá ser a quantidade de picos de demanda compensados pela geração própria (desde que haja energia/combustível suficiente disponível). Consequentemente, se reduz a Demanda Medida e atualiza-se o valor da Demanda Contratada.

5.3.3 Utilização de FA para Geração Permanente

A segunda Fonte Alternativa (FA2), possui capacidade de geração permanente de 52 kW, isto é, a geração ocorre 24 horas por dia sem interrupção. Do ponto de vista da concessionária pode ser considerada como uma estratégia de Conservação Estratégica, apresentada *a priori* na seção 2.2 (p. 27), pois ocorre a redução permanente dos valores do consumo e da demanda. Na Figura 21 pode ser observada a redução de todos os valores de demanda horária.



Caso exista uma limitação na produção de energia ou no armazenamento de combustível, o valor da capacidade máxima diária de geração de energia elétrica ($maxFA_i$) deve ser informado. As considerações sobre a capacidade máxima de geração serão apresentadas na subseção 5.5.4 (p. 113).

5.3.4 Utilização de Fonte Alternativa Intermitente

A Fonte alternativa Intermitente (FI) é utilizada para reduzir as despesas com o consumo de energia elétrica, e não é considerada para a redução dos picos de demanda. Entretanto, se houver a utilização de baterias para o armazenamento de energia, pode ser empregada para o corte de pico (subseção 5.3.2).

Como será apresentado na Tabela 22 (subseção 5.3.5) não houve redução no consumo no horário de Ponta (PT), pois os valores da geração fotovoltaica foram considerados somente para o período Fora de Ponta (FP), como pode ser observado na Tabela P6 do Apêndice B. No entanto, o modelo matemático permite que sejam utilizados dados de geração para os dois horários. Se o consumidor possuir registros da geração a partir das 18h, os valores poderiam ser adicionados à análise, principalmente pelo fato da tarifa no horário de ponta ser mais elevada. Desta forma, a economia obtida seria maior.

5.3.5 Comparação entre as Funcionalidades Básicas do Modelo

Na Tabela 22 é apresentada uma comparação entre a configuração Atual e as funcionalidades básicas apresentadas nas subseções anteriores. No primeiro caso (i), com a realização apenas do ajuste de contrato (determinação do valor ótimo para a Demanda Contratada e enquadramento tarifário), foi obtida uma

economia anual de 0,30%. Como identificado na tabela (com um asterisco), com exceção à configuração Atual, o ajuste de contrato é realizado para todas as execuções do modelo matemático.

No segundo caso (*ii*), com a utilização de FA1 somente no Horário de Ponta (Comparação de Preço) o consumo foi reduzido significativamente de 232,9 kR\$ para 92,3 kR\$, porém, ocorre a despesa com a geração própria (113,4 kR\$). A energia injetada na rede gera um crédito de 10,6 kR\$ (com o sinal negativo pois é descontado das outras despesas) e a economia obtida é de 5,01%.

Com a realização dos cortes de picos de demanda (*iii*) foi reduzido o valor da demanda contratada (de 493 kW para 488 kW), reduzidas as despesas com consumo e demanda, mas aumentou a despesa com a geração própria. A economia anual obtida é de 5,74% em relação à configuração Atual.

Tabela 22 – Comparação das despesas com a utilização funcionalidades básicas do modelo

Funcionalidade / Tipo de Utilização	DC (kW)	Consumo (kR\$)		Demanda (kR\$)	Geração (kR\$)		Crédito (kR\$)	Despesa Anual (kR\$)	Economia Obtida
		PT	FP		PT	FP			
Configuração Atual	450	232,9	422,8	145,9	0	0	0	801,6	---
<i>i</i> *Ajuste de Contrato	493	232,9	422,8	143,5	0	0	0	799,2	0,30%
<i>ii</i> Comparação de Preço *	493	92,3	422,8	143,5	113,4	0	-10,6	761,4	5,01%
<i>iii</i> Corte de Pico *	488	92,3	419,3	130,7	113,4	10,5	-10,6	755,6	5,74%
<i>iv</i> Geração Permanente *	444	155,6	215,1	130,0	3,9	41,6	-1,7	544,5	32,07%
<i>v</i> Geração Intermitente *	493	232,9	401,4	143,5	0	0	0	777,8	2,97%

Fonte: Autoria própria.

No quarto caso (*iv*) foi considerada a utilização de FA2, uma fonte com capacidade de geração permanente. O menor custo de geração e a capacidade de fornecer energia 24 horas por dia foram responsáveis por provocar uma expressiva economia, de 32,07% em comparação com a configuração Atual.

Para o quinto caso (*v*), a utilização da fonte intermitente FI (representada por um sistema fotovoltaico) ocasiona apenas a redução do consumo no horário fora de ponta, mesmo assim, seria obtida uma economia anual de 2,97%.

Deve-se destacar que a utilização de geração permanente (no caso *iv*) não é acessível a qualquer consumidor, pois está relacionada, por exemplo, a mini/micro geração hidrelétrica ou a geração a partir de biogás. Nestes casos, devem ser feitas considerações sobre a disponibilidade das fontes e a viabilidade técnica para a construção de toda a estrutura necessária.

5.4 FUNCIONALIDADE COMPLEMENTAR: GERAÇÃO I / C / A

As funcionalidades básicas são realizadas em todas as execuções do modelo sem que haja a necessidade da alteração de algum parâmetro. Por outro lado, a “funcionalidade complementar” está relacionada a três considerações que dividem as fontes em três diferentes grupos (i, c, a). Sobre a nomenclatura: “i” refere-se à utilização de uma fonte já instalada; “c”, refere-se à utilização de uma fonte comprada; e “a” refere-se à utilização de uma fonte alugada. Entende-se como “fonte” uma fonte alternativa (FA) para geração própria de energia elétrica.

Para as execuções apresentadas anteriormente (subseções 5.2 e 5.3) foi considerado que a fonte alternativa FA1 já estava instalada na unidade consumidora e pronta para ser utilizada. No entanto, nesta seção serão consideradas mais duas opções, desta forma: 1) FA_i, representa uma fonte alternativa que já está instalada na unidade consumidora; 2) FA_c representa uma fonte que será considerada para a compra; 3) FA_a representa uma fonte avaliada para ser alugada pelo consumidor.

Na Tabela 23 são apresentados os parâmetros básicos para a realização das análises a partir da subseção 5.4.1. Os detalhes sobre investimento, depreciação do investimento, aluguel e franquia são apresentados nas próximas subseções nas quais são especificados os parâmetros considerados e o grupo de restrições que atua para cada um dos três casos.

Tabela 23 – Opções de geração própria para uma Fonte Alternativa de 100 kW

Utilizar a fonte	Custo da geração	Investimento	Depreciação do Investimento	Aluguel mensal	Franquia mensal
Instalada	R\$ 1,50	---	---	---	---
Comprada	R\$ 1,50	R\$ 100.000,00	R\$ 10.000,00	---	---
Alugada	R\$ 0,80	---	---	R\$ 2.160,00	60 h
Alugada	R\$ 0,80	---	---	R\$ 2.880,00	360 h

Fonte: Autoria própria.

Ao considerar a fonte já instalada ou a fonte comprada, assume-se a necessidade de pagar pelo seu combustível e pela sua manutenção, desta forma, o custo de geração foi estimado na ordem de R\$ 1,50. Ao optar pela fonte alugada, a manutenção (normalmente) está inclusa no valor do aluguel e é prestada pela empresa proprietária do equipamento. Da mesma forma descrita na seção 5.1, o custo de geração foi estimado na ordem de R\$ 0,80.

5.4.1 Geração de Energia com Fonte Alternativa Instalada

Quando o parâmetro “*conFAi*” for igual a “1”, o modelo matemático irá gerar as Restrições (19) a (30), apresentadas na subseção 4.2.1 (p. 71). Desta forma, será verificada a viabilidade para a utilização de cada fonte FAi (que já se encontram instaladas na unidade consumidora), em cada hora, para os dias úteis e finais de semana, para cada mês.

Para este exemplo de execução foi considerado que FAi possui a potência de 100 kW, capacidade mínima de geração de 1 kW, capacidade máxima diária de geração de 2.400 kWh, e o custo de geração é de R\$ 1,50. A fonte instalada não possui restrições de investimento ou franquias, como será apresentado para os próximos dois casos.

5.4.2 Comprar Fonte Alternativa

Quando o parâmetro “*conFAc*” for igual a “1”, o modelo matemático irá gerar as restrições (31) a (48), apresentadas na subseção 4.2.2 (p. 74). Da mesma forma que ocorre para a fonte instalada, será verificada a viabilidade para a utilização de cada Fonte Alternativa comprada (FAc), em cada hora, para os dias úteis e finais de semana, para cada mês. Se a FAc for utilizada pelo menos uma vez durante o ano, ela deverá ser comprada, como indica a Restrição (36), na página 76.

Foi considerada a compra da FAc (um grupo motor-gerador a diesel) a vista, pelo valor de R\$ 100 mil. No entanto, para que seja possível realizar uma comparação entre a opção das fontes instalada, comprada e alugada, o tempo para a análise deve ser o mesmo, ou seja, 12 meses.

De acordo com a Instrução Normativa RFB nº 1700 (RFB, 2017), a taxa de depreciação de geradores elétricos é considerada de 10% ao ano. De modo simplificado, se o gerador fosse comprado por R\$ 100 mil, após 1 ano o consumidor teria um equipamento com o valor (preço para a venda) de R\$ 90 mil.

Como dados de entrada para o modelo, o valor da compra (R\$ 100 mil) deve ser informado no parâmetro “*vc_FA*”. O valor da depreciação da compra (que neste caso é de R\$ 10 mil), que representa a despesa anual relacionada à compra do gerador, deve ser declarada no parâmetro “*vDc_FA*”.

Deve ser destacado que as considerações sobre engenharia econômica tendem a ser específicas para cada empresa e, deste modo, a obtenção dos parâmetros referentes à compra (vc_{FA} e vDc_{FA}) poderia ser realizada por meio de cálculos simplificados, como neste exemplo, ou por cálculos mais detalhados.

5.4.3 Alugar Fonte Alternativa

Quando o parâmetro “ $conFAa$ ” for igual a “1”, o modelo matemático irá gerar as restrições (49) a (67), apresentadas na subseção 4.2.3 (p. 78). Será verificada a viabilidade para a utilização de cada fonte FAa, em cada hora, para os dias úteis e finais de semana, para cada mês. Neste caso, se a fonte for utilizada uma vez durante o mês, ela será alugada para aquele respectivo mês.

Observa-se que o custo do aluguel mensal do gerador está relacionado com uma franquia mensal. Ou seja, com sua utilização em até 60 horas por mês, o valor do aluguel é de R\$ 2.160,00. O aumento da quantidade de horas de utilização ocasiona um aumento na manutenção, e, conseqüentemente, o aumento do valor do aluguel do equipamento.

A utilização da fonte alugada pode ocasionar a redução nos valores de consumo e demanda, no entanto, ocorre a despesa relacionada ao aluguel. Desta forma, para determinar o total de despesa anual, a Função Objetivo leva em conta não só a despesa com a fatura de energia (consumo e demanda), mas como as despesas relacionadas à compra e aluguel de fontes alternativas para a geração própria de energia elétrica, conforme Equações (15) e (16).

5.4.4 Resultado da Opção pela Geração $i / c / a$

Para os resultados apresentados na Tabela 24, foi considerada a utilização da MTH Verde e apenas a fonte FA1. O asterisco (para as opções instalada, comprada e alugada) indica que o Ajuste de Contrato também é realizado. O valor negativo do crédito (obtido com a injeção de energia excedente na rede da concessionária) indica que este valor é subtraído da despesa anual. Pode ser observado que a economia obtida com a utilização da fonte já instalada (5,74%) é superior à economia obtida com a fonte comprada (4,49%), uma vez que não ocorre a despesa relacionada ao investimento (“D.Inv” na tabela).

Tabela 24 – Comparação das despesas com utilização de FA instalada, comprada e alugada

Funcionalidade / Opção Avaliada	DC (kW)	Consu. (kR\$)	Demanda (kR\$)	Geração (kR\$)	Crédito (kR\$)	D.Inv Alu (kR\$)	Despesa Anual (kR\$)	Economia Obtida
Configuração Atual	450	655,7	145,9	0	0	0	801,6	---
*Ajuste de Contrato	493	655,7	143,5	0	0	0	799,2	0,30%
Instalada	* 488	511,6	130,7	123,9	-10,6	0	755,6	5,74%
Comprada	* 488	511,6	130,7	123,9	-10,6	10,0	765,6	4,49%
Alugada (60h)	* 493	544,0	140,5	47,4	-5,3	25,9	752,4	6,13%
Alugada (360h)	* 398	501,0	118,5	83,1	-10,6	34,6	726,5	9,37%

Fonte: Autoria própria.

As duas opções consideradas para aluguel apresentam os maiores valores de economia anual (6,13% e 9,37%), mesmo com a despesa em consequência do pagamento de aluguel (identificado como “Alu” na tabela, 25,9 kR\$ e 34,6 kR\$). Esta maior economia ocorre principalmente pelo fato do custo da geração ser de R\$ 0,80 em comparação com R\$ 1,50 para as fontes instalada e comprada.

Observa-se que considerada a franquia de 60 h, não foram realizados cortes de pico suficientes para a redução do contrato de demanda, que permanece em 493 kW (valor referente ao ajuste de contrato otimizado). Entretanto, com a utilização da FAa com franquia de 360 h ocorreu a redução no valor da Demanda Contratada (DC) para 398 kW, devido à ocorrência de uma maior quantidade de cortes de pico no horário fora de ponta.

5.5 AJUSTE DE PARÂMETROS

Como apresentado nas seções *a priori*, o modelo matemático indica o horário de utilização de cada fonte alternativa (instalada, comprada ou alugada) para determinar as despesas relacionadas à utilização de energia elétrica em um próximo período de 12 meses. No entanto, alguns parâmetros precisam ser ajustados de acordo com as normativas vigentes, ou de acordo com as características das fontes alternativas utilizadas.

Nas próximas subseções será apresentada a influência (no resultado) provocada pela alteração dos parâmetros relacionados às tarifas e bandeiras tarifárias, ao crédito obtido com a energia excedente injetada na rede, ao valor mínimo para a geração, ao valor máximo diário para a geração, à limitação de espaço disponível e ao valor máximo de investimento.

5.5.1 Considerações sobre Tarifas e Bandeiras Tarifárias

Inicialmente destaca-se que deve ser fornecido o valor das tarifas da concessionária individualmente para cada mês (12 valores para cada tarifa). Desta forma, se estiver previsto um reajuste tarifário (por exemplo) após 2 meses, e outro reajuste após 6 meses, o modelo será capaz de fornecer uma resposta mais adequada. De acordo com a subseção 2.3.3, a bandeira tarifária eleva o valor da tarifa da concessionária, o que tende a favorecer a utilização de geração própria de energia elétrica. Para o parâmetro indicado ao modelo, as bandeiras devem ser somadas aos respectivos valores mensais das tarifas, de acordo com a Tabela P8 que pode ser observada no Apêndice B.

Para as duas primeiras execuções apresentadas na Tabela 25, não foi considerada a utilização das bandeiras tarifárias. Na sequência foi considerada a utilização das bandeiras (registradas no ano de 2018) nos mesmos cenários, sem reajuste nos valores das tarifas. A economia foi calculada com a comparação entre a projeção dos valores (consumo, demanda e despesa) com a configuração Atual do sistema (*DC* fixa em 450 kW) e a execução com a utilização da fonte FA1.

Tabela 25 – Comparação das despesas levando-se em conta as bandeiras tarifárias

Considera Bandeiras	Execução	DC (kW)	Consumo (kR\$)	Demanda (kR\$)	Geração kR\$	Crédito (kR\$)	Despesa Anual (kR\$)	Economia Obtida
Não	Conf. Atual	450	655,7	145,9	0,0	0,0	801,6	---
	Utiliza FA1	488	511,6	130,7	123,9	-10,6	755,6	5,74%
Sim	Conf. Atual (B)	450	691,1	145,9	0,0	0,0	837,0	---
	Utiliza FA1	458	543,7	131,0	123,5	-10,6	787,6	5,90%

Fonte: Autoria própria.

Observa-se que a despesa anual da configuração Atual aumenta de 801 kR\$ para 837 kR\$ quando é considerada a bandeira tarifária, ou seja, a aplicação das bandeiras tarifárias tornou a fatura de energia elétrica mais cara. Como o custo da geração alternativa continuou igual, a economia anual obtida foi ligeiramente superior (5,90% em relação a 5,74%).

A alteração do valor mensal das tarifas da concessionária (com a utilização das bandeiras) ocasionou um maior impacto na utilização de FA1 para a realização dos cortes de pico, o que pode ser observado pela nova Demanda Contratada, que teve o valor reduzido de 488 kW para 458 kW.

5.5.2 Crédito Obtido com a partir da Energia Injetada na Rede

De acordo com a Resolução Normativa nº 482 da ANEEL, a energia excedente pode ser injetada na rede e gerar créditos de energia (como apresentado na subseção 3.1.8, p. 62). No entanto, podem incidir impostos federais e/ou estaduais sobre essa operação.

Para que seja possível atender a diferentes configurações de incidência de impostos, o modelo possui um parâmetro nomeado como “*vvEx*”, que representa o “valor de venda da energia excedente”. Se a tarifa da concessionária for, por exemplo, de R\$ 1,00 por kWh, sem a incidência de impostos a energia excedente poderia ser considerada “vendida” para a concessionária pelo mesmo valor. Com a incidência de, por exemplo, 30% de impostos, a cada 1 kWh de energia injetada na rede seria obtido um crédito de R\$ 0,70.

Para exemplificar essa diferença, foi considerada a fonte FA1 (já instalada) com 0%, 15% e 30% de redução no parâmetro “*vvEx*” devido à incidência de impostos. Pode ser observado na Tabela 26 que sem impostos o valor do crédito é igual a R\$ 11 mil por ano. Com a incidência de 30% de impostos, houve a redução da geração própria, que pode ser verificada pela redução na despesa com geração (de 124 kR\$ para 116 kR\$), e não houve a injeção de energia excedente na rede.

Tabela 26 – Comparação das despesas com relação aos impostos na energia excedente

Energia Excedente Injetada na Rede	Fonte	Consumo kR\$	Demanda (kR\$)	Geração kR\$	Crédito (kR\$)	Despesa Anual (kR\$)	Economia Obtida
Configuração Atual	---	655,7	145,9	0	0	801,6	---
*Ajuste de Contrato	---	655,7	143,5	0	0	799,2	0,30%
Sem impostos	* FA1	511,6	130,7	124	-11	755,6	5,74%
Impostos de 15%	* FA1	511,6	130,7	124	-9	757,2	5,54%
Impostos de 30%	* FA1	511,6	130,7	116	0	758,2	5,41%

Fonte: Autoria própria.

Para as execuções do modelo apresentadas na Tabela 26, não ocorreu alteração no valor da Demanda Contratada. Também pôde ser verificado que ocorreu pouca variação no valor da economia obtida. No entanto, cabe-se destacar que para este exemplo foi considerada apenas uma fonte alternativa (FA1). No caso da utilização de uma capacidade maior de geração própria, todos os parâmetros devem ser ajustados de acordo com cada situação específica, para que a resposta do modelo represente da melhor forma um cenário mais próximo ao real.

5.5.3 Considerações sobre a Capacidade Mínima de Geração

O parâmetro “*minFAi*” é utilizado para indicar a capacidade mínima que pode ser gerada (fornecida) por uma Fonte Alternativa instalada. A geração poderia ocorrer, por exemplo, sempre com sua capacidade máxima, ou seja, 100% de geração. Contudo, uma fonte alternativa (ou um sistema de armazenamento) poderia ter a capacidade de fornecer apenas a quantidade necessária para cada momento. Desta forma, se for considerada a capacidade mínima de geração de, por exemplo, 25%, a fonte alternativa seria capaz de fornecer de 25% a 100% da sua capacidade de geração.

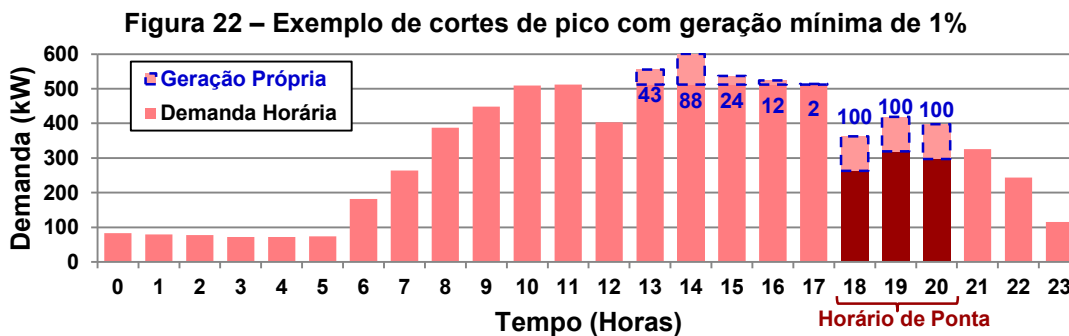
Na Tabela 27 pode ser observado, pela despesa de 113 kR\$ com a geração, que sempre foi utilizado 100% da geração própria no Horário de Ponta (PT). No entanto, durante o horário Fora de Ponta (FP) ocorre a alteração da geração em cada execução do modelo. Observando-se o caso com a utilização de 100% para a capacidade mínima de geração (equivalente a geração sempre com a capacidade máxima), não ocorreram cortes de pico suficientes para a redução do valor da Demanda Contratada (DC), que permaneceu 493 kW, igual ao cenário de Referência (obtido pela Execução de Referência, conforme a seção 3.3.1).

Tabela 27 – Comparação das despesas com a alteração do valor da capacidade mínima de geração de FA1

Geração mínima	DC (kW)	Consumo (kR\$)		Demanda (kR\$)	Geração (kR\$)		Crédito (kR\$)	Despesa Anual (kR\$)	Economia Obtida
		PT	FP		PT	FP			
Referência	493	232,9	422,8	143,5	0	0	0	799,2	---
1%	488	92,3	419,3	130,7	113	10,5	-10,6	755,6	5,45%
25%	443	92,3	419,2	131,0	113	10,8	-10,6	756,1	5,38%
50%	439	92,3	418,6	131,8	113	12,6	-10,6	758,2	5,13%
100%	493	92,3	421,8	140,5	113	3,0	-10,6	760,4	4,85%

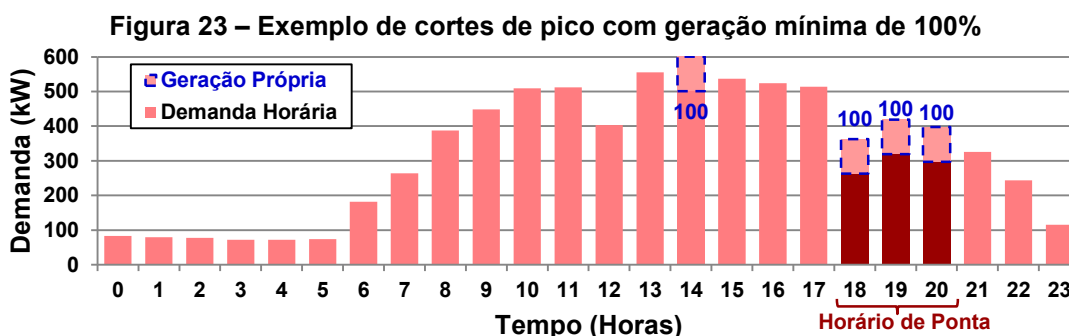
Fonte: Autoria própria.

Na Figura 22 é apresentado o gráfico (para o dia útil do mês de março) com os valores de demanda diária para o exemplo com a capacidade de geração mínima de 1%, ou seja, FA1 poderia fornecer de 1 kW a 100 kW. Pode ser observado que além da utilização da geração no Horário de Ponta, foram realizados 5 cortes de pico de demanda, sendo que às 17 horas ocorreu somente a utilização de 2 kW. Portanto, além de indicar os horários de utilização, o modelo também encontrou o valor necessário para cada horário.



Fonte: Autoria própria.

Na Figura 23 pode ser observado que ao considerar a geração mínima de 100% (FA1 fornece sempre 100 kW) ocorreu apenas o corte de pico às 14 horas. Neste caso o modelo “apenas” indica em quais horários a fonte FA1 será utilizada, pois o valor para a geração é fixo, sempre 100 kW.



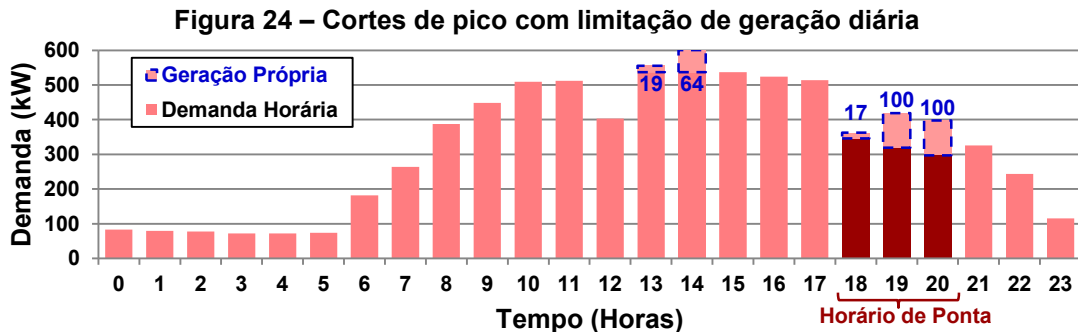
Fonte: Autoria própria.

Deve ser destacado que quando é considerada a capacidade mínima de geração de 1% (que compreende os valores entre 1% a 100%), maior será o número de decisões tomadas pelo modelo matemático em relação à utilização única com 100% de potência. Deste modo, há uma tendência do aumento do tempo computacional para a obtenção da resposta do modelo.

5.5.4 Considerações sobre a Capacidade Máxima de Geração

Caso exista uma limitação de geração da fonte alternativa FA1, o valor da capacidade diária máxima de geração de energia elétrica ($maxFAi$) deve ser informado. Na Restrição (21) (apresentada na página 72) é considerado o limite de geração (para FAi), que poderia estar relacionado, por exemplo, com o tamanho máximo do reservatório de combustível.

Para o exemplo representado pela Figura 24, o modelo foi executado com o limite diário máximo de geração de 300 kWh, o que representa apenas 3 horas de funcionamento para FA1.



Fonte: Autoria própria.

Observa-se que não ocorreu 100% de utilização da geração (100 kW) durante todo o horário de ponta. Como existe o limite para a geração máxima diária, a resposta otimizada do modelo sugere a utilização de FA1 às 13h e às 14h para diminuir os dois maiores picos de demanda.

5.5.5 Limitação de Espaço Disponível e Investimento Máximo

Como apresentado na seção 5.4 (p. 106), o modelo matemático é capaz de analisar as opções para comprar ou alugar uma fonte alternativa (FAc e FAa). Um equipamento comumente utilizado para a geração própria de energia elétrica é o grupo motor-gerador, que pode ser alimentado por diferentes combustíveis, como diesel, biodiesel, gás natural ou biogás.

Independente das características e do tipo de combustível, poderia existir uma limitação no espaço disponível para a instalação de novos geradores. Ou seja, mesmo que o consumidor queira avaliar 10 opções de compra (FAc) e 10 opções de aluguel (FAa), só seria possível instalar, por exemplo, 2 geradores. Desta forma, o modelo poderia selecionar no máximo 2 fontes alternativas.

O parâmetro q_{max_FAc} , considerado na Restrição (38), representa a quantidade máxima de geradores que podem ser comprados, de acordo com uma análise anual. Enquanto q_{max_FAa} , Restrição (57), representa a quantidade máxima que pode ser alugada, de acordo com uma análise mensal. Por fim, q_{max_FA} , utilizado da Restrição (85), é o parâmetro responsável por limitar a quantidade máxima total para FA, seja comprada ou alugada.

Para as Fontes Intermitentes (FI) deve ser informada a quantidade de painéis fotovoltaicos tanto para as opções de compra (*paineis_Flc*) como para as opções de aluguel (*paineis_Fla*). Da mesma forma considerada para FA, pode haver uma limitação no espaço disponível para a instalação dos painéis. Portanto, *qmax_Flc*, Restrição (75), representa o parâmetro da quantidade máxima que painéis que poderiam ser comprados e *qmax_Fla*, Restrição (82), representa a quantidade máxima de painéis que poderiam ser alugados. O limite para a quantidade total de painéis, sejam comprados ou alugados, é informado no parâmetro *qmax_FI*, considerado na restrição (86).

Os parâmetros relacionados com a compra das fontes para a geração própria foram apresentados na subseção 5.4.2 (p. 107). Assim como existe o limite de espaço disponível para a instalação de novas fontes, também existe o valor máximo disponível para a realização de investimentos (compra dos equipamentos), representado pelo parâmetro *Inv_Max* na Restrição (88).

Desta forma, além das decisões para o horário de utilização e a potência fornecida por cada fonte (quando o valor da geração mínima for diferente de 100%), o modelo também é capaz de decidir entre a compra ou aluguel de acordo com a limitação de espaço e o valor máximo disponível para investimento.

5.5.6 Considerações Sobre o Ajuste de Parâmetros

Pôde ser observado, por meio das subseções 5.5.1 a 5.5.4, que devido a fatores como: utilização das bandeiras tarifárias ou o aumento previsto da tarifa da concessionária (Tabela 25); alterações nos valores de crédito obtido com a “venda” da energia excedente (Tabela 26); alteração da capacidade mínima de geração (Tabela 27); ocorrem modificações no valor da economia anual.

A subseção 5.5.5 evidencia que, de acordo com o valor dos parâmetros de limite de espaço físico e de investimento, pode ser modificada a decisão do modelo sobre qual fonte deve ser comprada (FAc e Flc) e/ou alugada (FAa e Fla).

A consideração adequada para os valores dos parâmetros é capaz de tornar o modelo matemático mais adequado para a representação de um cenário próximo ao real. Desta forma, é possível uma melhor estimativa dos valores da despesa anual relacionada à energia elétrica para um próximo período de análise.

5.6 DESEMPENHO COMPUTACIONAL DO MODELO

Nesta seção são apresentados os dados referentes ao número de restrições, ao número de variáveis, e ao tempo computacional necessário para a solução de algumas execuções. Inicialmente são apresentadas comparações entre a utilização das modalidades tarifárias e as opções de fontes. Na sequência é apresentado um teste de escalabilidade do modelo, sendo que no último teste foi considerada a utilização de 60 fontes (10 fontes de cada opção).

Para cada execução, foi considerado o tempo computacional máximo de 3.600 segundos e um valor de *gap* de integralidade de 0,1%.

5.6.1 Restrições, Variáveis e Tempo de Execução

Na Tabela 28 pode ser observado o resultado da execução do modelo com a utilização de apenas uma Fonte Alternativa instalada (FAi). Foi considerada somente a Modalidade Tarifária Horária Verde, somente a utilização da MTH Azul, e por fim, foi considerada a utilização de ambas.

Tabela 28 – Comparação entre as MTH e apenas 1 fonte FAi

Modalidade Tarifária	Número de Restrições	Número total de Variáveis	Variáveis Binárias	Variáveis Inteiras	Tempo de execução (s)
Verde	3.143	9.434	5.222	3	5,54
Azul	3.131	9.434	5.222	3	8,20
Ambas	4.271	9.434	5.222	3	8,41

Fonte: Autoria própria.

Observa-se que não ocorre alteração na quantidade de variáveis, mas ocorre alteração no número de restrições e no tempo de execução. O menor tempo de execução ocorre para a MTH Verde, pois só existe o cálculo para um valor de Demanda Contratada (*DC*). Para a MTH Azul existe o cálculo para se determinar os valores da *DC* para os horários de ponta e fora de ponta.

Quando são consideradas as duas modalidades tarifárias, o modelo deve obter três valores para a Demanda Contratada, referentes ao Horário de Demanda (PT, FP e Dia), e encontrar a menor despesa anual. Por estes motivos, além do aumento no número de restrições ocorre o aumento do tempo de execução.

Na Tabela 29 são apresentados os resultados das execuções do modelo quando foi considerada apenas uma Fonte Intermitente instalada (Fli). Novamente observa-se que o número de variáveis se mantem igual e ocorre o maior número de restrições quando ambas as modalidades são consideradas.

Tabela 29 – Comparação entre as MTH e apenas 1 fonte Fli.

Modalidade Tarifária	Número de Restrições	Número total de Variáveis	Variáveis Binárias	Variáveis Inteiras	Tempo de execução (s)
Verde	1.895	4.299	1.287	3	1,85
Azul	1.883	4.299	1.287	3	2,07
Ambas	3.023	4.299	1.287	3	2,10

Fonte: Autoria própria.

Também são encontrados os valores ótimos para o contrato de demanda (o valor, no caso da MTH Verde). No entanto, com a utilização de Fontes Intermitentes (FI) não ocorre o corte de pico. Este fato reduz consideravelmente a quantidade de variáveis binárias, quando se compara a utilização de FA (Tabela 28) e FI (Tabela 29), e mantém o tempo de execução em poucos segundos.

Na Tabela 30 é observado o número de restrições, variáveis e tempo de execução, com ambas as modalidades tarifárias (para a escolha entre as MTH Azul ou Verde), e apenas uma fonte, para se verificar a diferença entre considerar as opções de Fonte Alternativa instalada, comprada ou alugada.

Tabela 30 – Comparação entre FAi, FAc e FAa com apenas 1 fonte

Opção de Fonte	Número de Restrições	Número total de Variáveis	Variáveis Binárias	Variáveis Inteiras	Tempo de execução (s)
FAi	4.271	9.434	5.222	3	8,38
FAc	4.273	9.447	5.233	3	9,78
FAa	4.307	9.554	5.330	3	12,33

Fonte: Autoria própria.

Para a Fonte Alternativa instalada (FAi), o modelo considera em qual hora (de cada mês) a fonte será utilizada. Para FAc aumentam as restrições e variáveis pois, além do horário de utilização, será verificada a opção de compra. A utilização de FAa apresenta a maior quantidade de restrições e variáveis por decidir sobre a realização mensal do aluguel, o que tende a ocasionar um maior tempo de execução para que seja obtida a resposta ótima do modelo.

Na Tabela 31 é apresentada a diferença no número de restrições, variáveis e tempo de execução, entre as opções para a escolha de das Fontes Intermitentes (FI) instalada, compra e alugada, para ambas as modalidades tarifárias, com a utilização apenas de 1 fonte FI.

Tabela 31 – Comparação entre Fli, Flc e Fla com apenas 1 fonte

Opção de Fonte	Número de Restrições	Número total de Variáveis	Variáveis Binárias	Variáveis Inteiras	Tempo de execução (s)
Fli	3.023	4.299	1.287	3	1,82
Flc	3.024	4.444	1.431	3	1,89
Fla	3.023	4.406	1.394	3	1,86

Fonte: Autoria própria.

Por não ser realizada a estratégia do corte de pico de demanda, não é verificada a utilização horária das fontes. Desta forma, o número de variáveis binárias é menor (em comparação com FA) e os tempos de execução continuam sendo de poucos segundos.

5.6.2 Escalabilidade do Modelo

Esta subseção tem como objetivo apresentar a alteração no número de restrições e variáveis, bem como o efeito causado ao tempo computacional com o aumento na quantidade de fontes consideradas no modelo matemático.

De acordo com a subseção 5.5.3, considerar a capacidade mínima de geração de 1% tende a elevar o tempo de execução. Desta forma, das 10 fontes FA consideradas neste exemplo, 5 possuem o parâmetro da capacidade mínima de geração de 1%, e 5 possuem o valor de 100% (fixo) atribuído ao parâmetro. Não foram considerados limites para o investimento máximo ou a capacidade máxima de geração, nem limite para a quantidade máxima que poderia ser comprada ou alugada (q_{max_FA} e q_{max_FI}).

A Tabela 32 apresenta o resultado das execuções do modelo com a utilização, individual, de 10 fontes de cada opção. Sendo as opções: Fonte Alternativa instalada (FAi); Fonte Alternativa comprada (FAc); Fonte Alternativa alugada (FAa); Fonte Intermitente instalada (Fli); Fonte Intermitente comprada (Flc); e Fonte Intermitente alugada (Fla).

Tabela 32 – Teste individual para 10 fontes de cada opção

Quantidade de cada opção						Total de fontes	Número de Restrições	Número total de Variáveis	Variáveis Binárias	Tempo de execução (s)	GAP					
FAi	FAC	FAa	Fli	Fic	Fla											
10	/	0	/	0	/	0	/	0	/	0	10	10.319	56.738	41.510	1.075,13	---
0	/	10	/	0	/	0	/	0	/	0	10	10.330	56.877	41.620	2.734,56	---
0	/	0	/	10	/	0	/	0	/	0	10	10.679	58.046	42.590	3.600,00	2,77%
0	/	0	/	0	/	10	/	0	/	0	10	3.023	5.388	2.160	2,21	---
0	/	0	/	0	/	0	/	10	/	0	10	3.024	6.847	3.600	2,40	---
0	/	0	/	0	/	0	/	0	/	10	10	3.023	6.566	3.230	2,27	---

Fonte: Autoria própria.

Observa-se que a quantidade de Fontes Intermitentes (FI) pouco interfere no tempo de execução, pois nestes casos não é realizado nenhum corte de pico de demanda. Por outro lado, para as Fontes Alternativas (FA) é verificada a utilização em cada hora. Deve ser destacado que existe 1 registro de demanda por hora, para os dias úteis e finais de semana, para os 12 meses. Desta forma, o modelo possui 576 parâmetros com os registros de Demanda Horária (*DH*) para os quais será considerada a utilização de cada uma das 10 fontes FA.

Com tempo de execução de 18 minutos para FAi, e de 45 minutos para FAC, o modelo apresentou a solução. Para a execução com a opção de decidir sobre o aluguel e o horário de utilização de 10 FAa, existe um maior número de restrições e variáveis binárias. Pôde ser observado que decorridos 3.600 segundos (1 hora) o modelo não obteve a resposta ótima, e apresentou um *gap* de integralidade de 2,77%. Ou seja, no pior caso, uma resposta a 2,77% da resposta ótima.

Na Tabela 33 é apresentado o resultado com a associação das opções de fontes. Inicialmente com 1 fonte de cada opção e todas com a utilização de 1% de no parâmetro da geração mínima (*minFA*). Na sequência 2 fontes (todas com *minFA* de 1%). Para a associação de 5 fontes, são consideradas 2 com *minFA* de 1%. Para o último teste foram consideradas 10 fontes de cada opção, 5 fontes possuem *minFA* de 1% e 5 possuem a geração mínima fixa, ou seja, *minFA* de 100%.

Tabela 33 – Teste com a associação das opções e o aumento do número de fontes

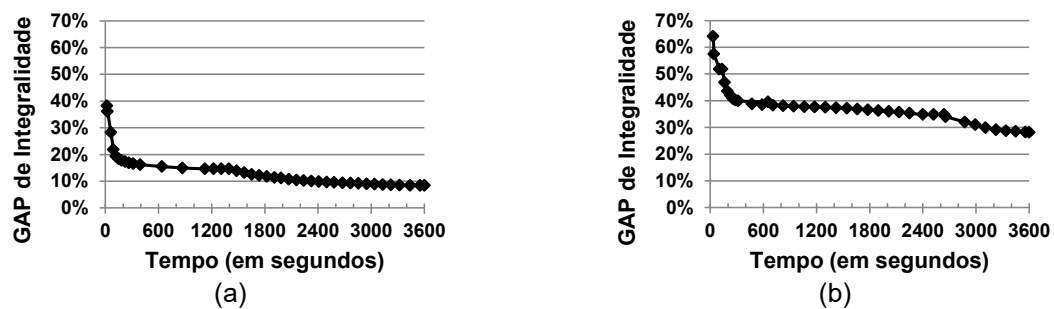
Quantidade de cada opção						Total de fontes	Número de Restrições	Número total de Variáveis	Variáveis Binárias	Tempo de execução (s)	GAP					
FAi	FAC	FAa	Fli	Fic	Fla											
1	/	1	/	1	/	1	/	1	/	1	6	7.041	20.694	13.947	1.125,77	---
2	/	2	/	2	/	2	/	2	/	2	12	9.094	37.236	26.704	3.600,00	4,82%
5	/	5	/	5	/	5	/	5	/	5	30	15.253	86.862	64.975	3.600,00	8,39%
10	/	10	/	10	/	10	/	10	/	10	60	25.518	169.572	128.760	3.600,00	28,17%

Fonte: Autoria própria.

Com a utilização de 1 fonte de cada opção, foi necessário o tempo de 1.125,17 segundos (18 minutos) para o modelo encontrar o resultado. Para as demais execuções, decorrido o tempo de 3.600 segundos (1 hora) o modelo não obteve a solução ótima, e apresentou no último teste um *gap* de 28,17%.

Na Figura 25(a) é apresentado o gráfico com o *gap* de integralidade para a execução do modelo com a utilização de 5 fontes de cada opção. Pode ser observada uma diminuição da variação do *gap* a partir de 2.400 segundos. Este fato poderia ocorrer quando a comparação entre (por exemplo) a utilização de FAi1 e FAi2 provoca pouca alteração no resultado final. Desta forma o modelo precisa executar mais avaliações, com valores de função objetivo similares, até decidir qual a melhor opção. Na Figura 25(b), com a utilização de 10 fontes de cada opção, o *gap* iniciou em 64,10% e ao final dos 3600 segundos chegou a 28,17%.

Figura 25 – Gap de integralidade com a associação de, (a) 5 fontes, (b) 10 fontes



Fonte: Autoria própria.

Deve ser destacado que o teste de escalabilidade foi realizado para ilustrar o aumento do número de restrições e da quantidade de variáveis, e que a complexidade para a obtenção da resposta tende a provocar a necessidade de um maior tempo computacional. No entanto, para o exemplo de aplicação, o modelo apresentou os resultados com tempos de execução inferiores a 120 segundos, conforme será detalhado na seção 5.7.

5.7 EXEMPLO DE APLICAÇÃO

Nas subseções anteriores foram apresentadas as funcionalidades do modelo matemático desenvolvido e a alteração da carga computacional (quantidade de restrições, variáveis e o tempo de execução) de acordo com a quantidade de fontes consideradas e a variação de parâmetros.

Nesta seção, a mesma unidade consumidora (com os dados de Consumo e Demanda apresentados no Apêndice B) será utilizada em um exemplo de aplicação do modelo. Deve ser destacado que são registros passados que representam o perfil de consumo e demanda. Se ocorrer substituição de equipamentos, instalação de novos equipamentos, ou alteração na utilização de equipamentos, deve ser considerado um ajuste para os parâmetros a serem fornecidos ao modelo.

Para a geração própria de energia elétrica são consideradas seis opções de Fonte Alternativas (FA), todas com geração mínima de 100%, e quatro opções de Fontes alternativas Intermitentes (FI). Neste caso, não existem fontes instaladas.

Na Tabela 34 podem ser observadas as fontes consideradas, que são descritas da seguinte maneira: FAc1 e FAc2 são opções de compra de um grupo motor-gerador (GMG) diesel com potência de 50 kW e de 100 kW, com os valores de investimento, depreciação do investimento e custo de geração de acordo com o apresentado na seção 5.1; FAa1 e FAa2 são opções para aluguel de um GMG de 50 kW, com franquias de 60 h ou 360 h por mês; FAa3 e FAa4 são opções para aluguel de um GMG de 100 kW, com franquias de 60 h ou 360 h por mês.

Tabela 34 – Opções de fontes alternativas para o exemplo de aplicação

Nome	Tipo da fonte	Opção	Potência	Franquia mensal	Investim. (R\$)	Depreci. Investim. (R\$)	Aluguel mensal (R\$)	Custo da Geração (R\$)
FAc1	FA	Comprar	50 kW	---	60.000	6.000	---	1,50
FAc2	FA	Comprar	100 kW	---	100.000	10.000	---	1,50
FAa1	FA	Alugar	50 kW	60 h	---	---	1.080	0,80
FAa2	FA	Alugar	50 kW	360 h	---	---	1.440	0,80
FAa3	FA	Alugar	100 kW	60 h	---	---	2.160	0,80
FAa4	FA	Alugar	100 kW	360 h	---	---	2.880	0,80
Fic1	FI	Comprar	10 kWp	---	50.000	5.000	---	0,07
Fic2	FI	Comprar	33,5 kWp	---	120.000	12.000	---	0,07
Fia1	FI	Alugar	10 kWp	---	---	---	600	0,00
Fia2	FI	Alugar	33,5 kWp	---	---	---	2.000	0,00

Fonte: Autoria própria (2021).

Para as Fontes Intermitentes: Fic1 e Fic2 são opções para comprar um sistema fotovoltaico (FV) com potência de 10 kWp (composto por 30 painéis) e de 33,5 kWp (100 painéis); Fia1 e Fia2 representam a opção de alugar os sistemas fotovoltaicos, com as mesmas quantidades de painéis de Fic. Deve ser destacado que o modelo utiliza os valores de geração mensal estimados para o sistema FV, que podem ser encontrados na Tabela P6 do Apêndice B.

De modo similar aos valores utilizados para FA, os valores referentes às fontes FI também foram obtidos em contato com empresas que comercializam sistemas FV. O custo de geração (estimado na ordem de R\$ 0,07) é relacionado com a manutenção periódica das instalações do sistema fotovoltaico.

Para todas as execuções apresentadas na sequência, foi considerada a possibilidade da instalação de somente dois GMG (duas fontes FA) e de 100 painéis fotovoltaicos. O valor considerado para o investimento foi de R\$ 330 mil, suficiente para comprar todas as fontes. Não foram consideradas as bandeiras tarifárias e o valor do crédito (obtido com a energia injetada na rede) possui uma redução de 15% (para cada kWh) em relação ao valor da tarifa da concessionária.

Levando-se em conta as características da unidade consumidora, foi considerada apenas a modalidade tarifária horária Verde. Desta forma, as opções de fontes, a quantidade de restrições, o número total de variáveis e a quantidade de variáveis binárias são apresentados na Tabela 35.

Tabela 35 – Opções de fontes, restrições e variáveis para o exemplo de aplicação

Quantidade de cada opção							Total de fontes	Número de Restrições	Número total de Variáveis	Variáveis Binárias	Tempo de execução (s)				
FAi	FAC	FAa	Fli	Fic	Fia										
0	/	2	/	4	/	0	/	2	/	2	10	7.444	37.502	26.918	Menor que 120

Fonte: Autoria própria.

5.7.1 Caso 1: Sem Aumento da Tarifa da Concessionária

Inicialmente o modelo foi executado (Execução de Referência) para ser obtido o cenário de referência (Ref.1), no qual ocorre a determinação do valor ótimo para o contrato de demanda, mas não ocorre a utilização de geração própria. Em seguida, foram consideradas as fontes alternativas e intermitentes de acordo com as informações apresentadas na Tabela 34. Na sequência, o custo da geração alternativa teve o seu valor aumentado em até 50%, passando de R\$ 1,50 e R\$ 0,80 (respectivamente para FAC e FAa), para os valores de R\$ 2,25 e R\$ 1,20.

Na Tabela 36 pode ser observado o resultado da aplicação do modelo, na qual foi considerada a variação no custo da geração, em comparação com o cenário de referência (Ref.1). Sem a alteração das tarifas da concessionária e do custo de geração (Inicial), a economia obtida com a utilização das fontes indicadas pelo modelo matemático seria de 13,79%. Mesmo com o aumento de 50% no custo de geração ainda seria obtida uma economia anual de 6,29%.

Tabela 36 – Comparação das despesas com o aumento do custo de geração própria (caso 1)

Custo Geração	DC (kW)	Cons. (kR\$)		Deman. (kR\$)	Ultrap. (kR\$)	Geração (kR\$)		Créd. (kR\$)	D. Inv. (kR\$)	Alug. (kR\$)	Despesa Anual (kR\$)	Economia Obtida
		PT	FP			PT	FP					
Ref.1	493	232,9	422,8	135,3	8,2	---	---	---	---	---	799,2	---
Inicial	453	22,55	387,8	122,0	2,7	107,9	24,7	-50,4	12,0	59,8	689,0	13,79%
+10%	453	22,55	388,8	122,2	3,1	118,7	25,1	-50,4	12,0	59,8	701,8	12,18%
+20%	453	22,55	389,8	122,5	3,7	129,5	25,2	-50,4	12,0	59,8	714,5	10,59%
+30%	461	23,43	391,8	124,1	3,3	136,0	22,9	-44,3	12,0	57,6	726,9	9,04%
+40%	446	23,43	396,8	123,9	9,5	139,6	13,2	-33,7	12,0	53,6	738,4	7,61%
+50%	446	24,06	397,8	124,4	10,4	148,2	11,6	-32,4	12,0	52,9	748,9	6,29%

Fonte: Autoria própria.

Para a obtenção dos valores de economia apresentados, o modelo indicou a compra de Flc2 (um sistema fotovoltaico com 100 painéis). Não foi comprada nenhuma fonte FAc, e não foram alugadas fontes Fla. A ocorrência do aluguel mensal para as fontes FAa é indicado na Figura 26.

Figura 26 – Meses indicados para o aluguel de FAa de acordo com o custo de geração (caso 1)

Fonte	Meses em que ocorreu o aluguel												Meses em que ocorreu o aluguel												Meses em que ocorreu o aluguel											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
FAa1																									1											
FAa2				1													1	1							1			1		1	1	1	1			
FAa3	1	1	1		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1		1	1	1	1	1	1	1	1		1	1		1					1	1	1
FAa4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Para o custo inicial, +10% e +20%

Para +30%

Para +40% e +50%

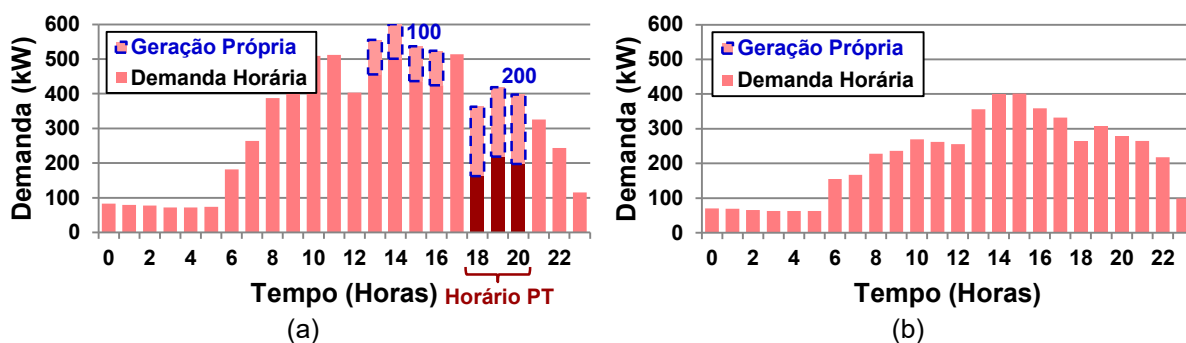
Fonte: Autoria própria.

Pode ser observado que para o custo inicial até o aumento de 20% foram alugadas as duas fontes de 100 kW (com as franquias de 60h e 360h) em quase todos os meses. A partir de 40% de aumento do custo de geração o modelo reduziu a utilização de FAa3 (de 100 kW), e aumentou o aluguel das fontes de 50 kW. No entanto, destaca-se que FAa4 (com potência de 100 kW e franquia de 360h) foi alugada em todos os meses, até mesmo quando foi considerado o aumento de 50% no valor do custo da geração.

Na Figura 27 pode ser observado o exemplo da utilização horária das fontes alugadas (FAa3 e FAa4) no mês de março para a execução inicial (sem aumento do custo da geração). A Figura 27(a) representa o dia útil. Para este caso pode ser observado que as duas fontes são utilizadas durante o horário de ponta, e no horário fora de ponta apenas uma fonte é utilizada para a realização dos cortes de pico de demanda. A Figura 27(b) representa o final de semana. Neste caso não foi utilizada

nenhuma fonte alternativa, uma vez que não existe o horário de ponta (com tarifa mais cara) e o gráfico não possui registros elevados de demanda (acima de 500 kW) para que fosse realizado o corte de pico, tal como ocorre para o dia útil.

Figura 27 – Utilização de FAa3 e FAa4 no mês de março para, (a) dia útil, e (b) final de semana



Fonte: Autoria própria.

5.7.2 Caso 2: Com Aumento da Tarifa da Concessionária

Para este caso foi criado o cenário Ref.2, no qual foi considerado o aumento de 10% nos valores das tarifas da concessionária, o que elevou a despesa anual de R\$ 799,2 mil (Ref.1) para R\$ 879,1 mil (Ref.2). Pode ser observado (na Tabela 37) pelos valores da Economia Obtida, que, em comparação à Tabela 36, o aumento das tarifas tende a tornar mais vantajosa a utilização de fontes alternativas.

Tabela 37 – Comparação das despesas com o aumento do custo de geração própria (caso 2)

Custo Geração	DC (kW)	Cons. (kR\$)		Deman. (kR\$)	Ultrap. (kR\$)	Geração (kR\$)		Créd. (kR\$)	D. Inv. (kR\$)	Aluguel (kR\$)	Despesa Anual (kR\$)	Economia Obtida
		PT	FP			PT	FP					
Ref.2	493	256,2	465,1	148,8	9,0	---	---	---	---	---	879,1	---
Inicial	403	23,19	415,7	122,8	8,9	107,8	40,5	-54,0	12,0	59,8	736,7	16,20%
+10%	453	24,81	426,6	134,2	3,0	118,7	26,9	-55,5	12,0	59,8	750,4	14,64%
+20%	453	24,80	427,7	134,4	3,5	129,5	27,1	-55,5	12,0	59,8	763,3	13,17%
+30%	453	24,80	428,8	134,7	4,0	140,2	27,1	-55,5	12,0	59,8	776,0	11,73%
+40%	453	24,80	428,8	134,7	4,0	151,0	28,9	-55,5	12,0	59,8	788,6	10,29%
+50%	461	25,77	431,0	136,5	3,7	157,0	26,0	-48,7	12,0	57,6	800,7	8,92%

Fonte: Autoria própria.

Para a obtenção dos valores de economia apresentados, o modelo indicou novamente a compra de F1c2. Não foi comprada nenhuma fonte FAc, e não foram alugadas fontes Fla. Devido ao aumento da tarifa da concessionária, foi vantajoso o aluguel das duas fontes de 100 kW para um maior número de meses em comparação com o caso 1, como indicado na Figura 28.

Figura 28 – Meses indicados para o aluguel de FAa de acordo com o custo de geração (caso 2)

Fonte	Meses em que ocorreu o aluguel												Meses em que ocorreu o aluguel												Meses em que ocorreu o aluguel											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
FAa1																																				
FAa2										1																										
FAa3	1	1	1	1	1	1	1	1	1		1	1	1	1	1		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1		1		1	1		1	1	1
FAa4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

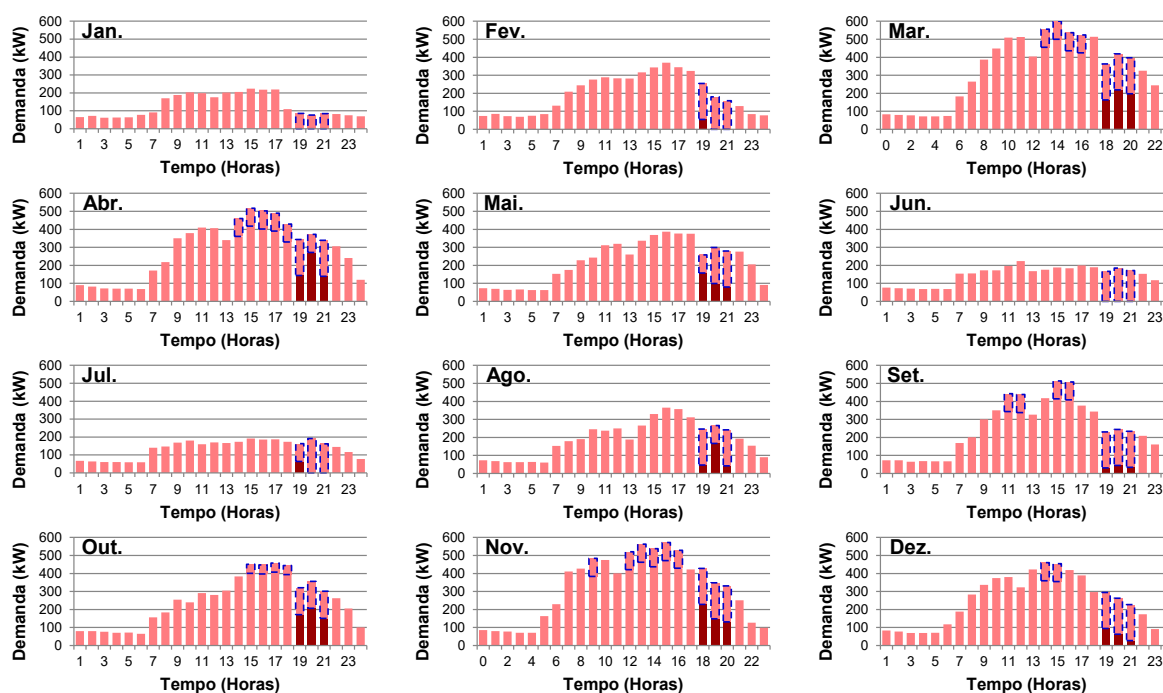
Para o custo inicial

Para +10% até +40%

Para +50%

Fonte: Autoria própria.

Na Figura 29 são apresentados os 12 gráficos de demanda horária para o dia útil, nos quais podem ser observados os horários de utilização das Fontes Alternativas alugadas, com o custo de geração inicial (R\$ 0,80). Pode ser observado que, além do horário de ponta, as FAa são utilizadas para o corte de pico, limitando os valores de demanda (na maioria dos meses) para próximo de 400 kW.

Figura 29 – Utilização horária das FAa's para cada mês, sem aumento do custo da geração

Fonte: Autoria própria.

Deve ser destacado que para cada execução o modelo sugere o melhor horário para a utilização de cada fonte FA, de acordo com o perfil de demanda que representa os dias úteis e os finais de semana de cada mês. Também é sugerido (em cada execução) o valor otimizado para a Demanda Contratada. Desta forma, a partir da utilização da geração própria e a atualização do contrato é obtida a redução do total anual das despesas relacionadas ao uso da energia elétrica.

5.7.3 Discussão dos Resultados para o Exemplo de Aplicação

Para a realização deste exemplo de aplicação foi considerado o histórico (valores passados) para os registros de consumo e demanda. Cabe ao responsável conhecer as características da unidade consumidora, e optar pela utilização dos mesmos valores (caso os padrões de consumo e demanda não tenham sido modificados) ou considerar um percentual para o aumento (ou diminuição) dos valores, caso seja prevista a troca de equipamentos, modificações na produção ou ampliação das instalações elétricas.

Para as Fontes Intermitentes consideradas neste exemplo, em todas as execuções o modelo optou pela compra de Flc2, um sistema fotovoltaico com 100 painéis (335 Wp cada), com investimento de R\$ 120 mil, e a despesa anual relacionada com a compra (depreciação do investimento) de R\$ 12 mil.

A partir dos dados da geração de um sistema fotovoltaico instalado na região oeste do estado do Paraná, foi possível estimar a geração mensal de Flc2 (de acordo com a Tabela P6 do Apêndice B). Deve ser destacado que a utilização em outra localidade implica obtenção de novos valores para a geração mensal estimada, que podem ser menores que os valores considerados neste exemplo. A geração fotovoltaica é considerada uma fonte limpa e renovável, no entanto, é uma fonte intermitente. Além dos fatores climáticos pode haver a ocorrência de sombreamento provocado por árvores ou edificação próximas, o que também ocasiona a diminuição de sua geração.

Por outro lado, uma capacidade específica de geração de energia elétrica pode ser garantida com a utilização de geração alternativa a partir de combustíveis que podem ser armazenados em tanques, como diesel, biodiesel, gás natural e biogás. Comumente utilizados para alimentar um grupo motor-gerador, estas Fontes Alternativas podem ser utilizadas sempre que houver necessidade.

Pode ser observado que o custo de geração de R\$ 0,80 para a Fonte Alternativa alugada (FAa), a torna uma opção de uso atrativo durante o horário de ponta, no qual a tarifa da concessionária é de R\$ 2,00, sem considerar o acréscimo provocado pelas bandeiras tarifárias. Durante o horário fora de ponta, a tarifa da concessionária é reduzida para R\$ 0,50, mas mesmo com o custo de geração superior (R\$ 0,80) a fonte alternativa é utilizada para a realização de cortes de pico de demanda.

Como observado na Figura 29, além de indicar qual Fonte Alternativa deverá ser comprada ou alugada, o modelo matemático indica em qual horário, para dia útil e final de semana de cada mês a fonte deverá ser utilizada.

Quanto maior a quantidade de fontes analisadas, maior tende a ser o tempo computacional. No entanto, ao considerar somente a modalidade tarifária Verde, aliado ao fato de fixar o valor para a geração mínima (para todas as FAs), é possível reduzir significativamente a quantidade de decisões que o modelo precisa tomar, o que tende a reduzir o tempo computacional. No caso deste exemplo de aplicação, todas as execuções (considerando as 10 fontes) apresentaram a resposta com um tempo inferior a 120 segundos.

Deve ser ressaltado que os resultados apresentados neste exemplo de aplicação, estão de acordo com as fontes consideradas na Tabela 20, levando-se em conta o aumento de 10% no preço das tarifas da concessionária, e até 50% de aumento no custo da geração. Deste modo, buscou-se verificar a estabilidade das respostas obtidas, em função da variação destes parâmetros de entrada. O objetivo desta análise é prover, ainda que de um modo simplificado, uma análise de sensibilidade em relação à resposta inicial obtida.

De acordo com as características contempladas no modelo matemático, poderiam ser consideradas diferentes fontes, com diferentes combustíveis, desde que sejam fornecidos corretamente os parâmetros necessários, tais como a potência máxima em kW (para FA), geração mensal em kWh (para FI), e todos os valores (\$) relacionados a despesas como o custo de geração, o investimento, a depreciação do Investimento e o valor do aluguel.

O Capítulo 6 traz as considerações finais sobre o desenvolvimento realizado e seu potencial para atuar como uma ferramenta para auxílio ao processo de tomada de decisões no contexto da Integração pelo Lado da Demanda.

6 CONCLUSÃO

Este trabalho apresentou uma abordagem matemática de suporte à avaliação da utilização de geração própria de energia elétrica e à adequação do contrato de fornecimento de energia, por meio do desenvolvimento de um modelo matemático que utiliza conceitos de Integração pelo Lado da Demanda (ILD).

O modelo desenvolvido, em Programação Linear Inteira Mista (PLIM), leva em consideração a integração das fontes alternativas (geração própria) à rede elétrica da concessionária (seja de fontes já instaladas, compradas ou alugadas), com a utilização de técnicas tradicionais de corte de pico e conservação estratégica (relacionadas à ILD). De modo concomitante, o modelo sugere o valor otimizado para o contrato de demanda a partir das decisões de integração da geração própria.

Com a utilização da abordagem matemática de apoio à decisão desenvolvida, é possível realizar uma projeção das despesas relacionadas à utilização da energia elétrica para o horizonte de planejamento (um próximo período de 12 meses) para a unidade consumidora em análise.

De acordo com alguns critérios (apresentados na seção 2.3) a unidade consumidora pode ser enquadrada somente na Tarifa Horária Azul, somente na Verde, ou ser enquadrada na melhor opção entre ambas (avaliada de modo intrínseco pelo modelo). Além de diferentes valores (\$) cobrados pelas tarifas, para a modalidade Verde deve ser realizado o contrato de um único valor de demanda. Para a modalidade Azul, deve ser contratado um valor para a demanda no horário de ponta, e outro para o horário fora de ponta. Deste modo, realizou-se um estudo detalhado sobre a tarifação de energia elétrica no Brasil, o primeiro objetivo específico (*i*) elencado nesta tese (p. 16), de modo a representar corretamente as singularidades presentes.

O modelo matemático foi então desenvolvido para que seja considerada qualquer tarifação (Azul, Verde ou ambas) com todas as considerações relacionadas aos horários de ponta e fora de ponta, para dias úteis e finais de semana. Além do enquadramento tarifário, foi implementado todo o equacionamento referente à determinação do valor ótimo para a Demanda Contratada a partir de registros passados. Desta forma é obtido um valor otimizado para o contrato de demanda, para um próximo período de 12 meses.

O modelo matemático é capaz de realizar a análise para a utilização horária de Fontes Alternativas (FA), nos dias úteis e finais de semana para todos os meses da análise. Não apenas para as fontes já instaladas na unidade consumidora, mas também analisa a possibilidade para comprar, ou a possibilidade de alugar mensalmente equipamentos para a geração própria, levando em conta a quantidade (devido à limitação de espaço). Adicionalmente, para as Fontes Intermitentes (FI), como a fotovoltaica, o modelo também considera a quantidade de painéis; levando-se em conta a tendência para a diminuição do preço dos painéis e para o aumento das tarifas de energia, a geração fotovoltaica torna-se cada vez mais atrativa. Estes fatos são relacionados ao segundo objetivo específico (ii), referente a verificar a viabilidade de utilização de fontes alternativas (FA e FI) para a geração própria de energia elétrica.

O modelo foi implementado no ambiente de modelagem e otimização IBM ILOG CPLEX *Optimization Studio*, objetivo específico (iii). O *solver* CPLEX (utilizado pelo *software*) representa um dos *solvers* de estado da arte em relação à resolução de problemas de Programação Linear Inteira Mista.

Pode ser observado pelo desempenho computacional do modelo nos testes de escalabilidade (seção 5.6), que o aumento da quantidade de fontes alternativas tende a aumentar o tempo de processamento até a obtenção da solução (como pôde ser observado na Tabela 32 e Tabela 33). No entanto, a utilização dos parâmetros que representam limites inferiores (*lower bounds*) e superiores (*upper bounds*) em um exemplo de aplicação, contribuíram para a redução dos tempos de resposta, como apresentado na Tabela 35.

Um exemplo de aplicação do modelo foi detalhado na seção 5.7, objetivo específico (iv). Foram considerados dados reais de uma unidade consumidora, além de tarifas da concessionária e valores de ordem de grandeza equivalentes ao custo de geração, compra e aluguel de equipamentos para a geração própria de energia elétrica. Foram obtidos resultados significativos, como apresentado na Tabela 36 e Tabela 37, e na subseção 5.7.3 foi realizada uma discussão sobre os resultados.

Ressalta-se que todas as fontes para a geração de energia elétrica que estejam disponíveis ou sejam de interesse do consumidor podem ser consideradas no modelo matemático. Para todas as opções de fontes é necessário que sejam adequadamente apresentados os parâmetros referentes, por exemplo, à potência máxima (em kW), à capacidade mensal de geração (em kWh) e ao custo da geração

(R\$/kWh). Desta forma, é possível avaliar a utilização da geração alternativa que já esteja instalada na unidade consumidora, e considerar a compra ou o aluguel de equipamentos levando-se em conta a economia anual que seria obtida.

A abordagem de solução proposta, que tem por base modelos matemáticos de otimização, apresentou-se como uma ferramenta relevante para a análise da viabilidade da utilização de geração própria de energia elétrica e para a revisão do contrato de demanda, evidenciando potencial redução das despesas com energia elétrica do consumidor.

6.1 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Nos itens a seguir serão apresentadas sugestões para possíveis continuidades do trabalho:

- No contexto do modelo matemático desenvolvido, transformar as implicações lógicas que envolvem variáveis binárias e contínuas em inequações algébricas, flexibilizando a implementação do modelo em outros ambientes de modelagem;
- Substituir o parâmetro da capacidade de geração das Fontes Intermitentes (como a fotovoltaica) que atualmente possui apenas um valor mensal, pela geração média para cada hora do dia (para cada mês), de forma semelhante à consideração realizada para a Demanda Horária. Para esta consideração seria necessária a utilização de um histórico detalhado com os registros horários de geração;
- Atualmente, no modelo já implementado, o armazenamento de energia elétrica em baterias poderia ser considerado como uma Fonte Alternativa (FA). No entanto, o modelo poderia ser aprimorado com a criação de um novo grupo de restrições, com considerações específicas relacionadas à utilização de baterias. Neste caso poderiam ser indicados com maior precisão os horários para a carga (do banco de baterias) e os horários para sua utilização;
- Aprimorar o modelo para a utilização específica em unidades consumidoras nas quais seria possível considerar o deslocamento de cargas. Ação que, como premissa para este trabalho, não foi considerada viável;

- Aprimorar o modelo com restrições para também avaliar o dimensionamento de fontes específicas. Por exemplo, avaliar a implementação de sistemas que utilizem biogás, e, ao mesmo tempo, realizar o dimensionamento do tamanho do biodigestor;
- Ante o contexto da redução de emissão de poluentes, avaliar a possibilidade para a aplicação do modelo matemático para otimizar a utilização das fontes alternativas com o foco na minimização das emissões de CO₂. Ou seja, levando em conta a geração de crédito de carbono, e considerando, majoritariamente, a utilização de fontes renováveis.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABBOOD, A. A.; SALIH, M. A.; MUSLIM, H. Management of electricity peak load for residential sector in Baghdad city by using solar generation. **International Journal of Energy and Environment**. v.8, n.1, p. 63-72. 2017.

ACKERMANN, T.; ANDERSSON, G.; SODER, L. Distributed Generation: A Definition. **Electric Power Systems Research**. 57. p. 195-204. 2001.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). Cadernos Temáticos ANEEL. **Micro e Minigeração Distribuída**: Sistema de Compensação de Energia Elétrica. Brasília, DF, 2ª ed., 2016.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **Outorgas e Registros de Geração**: Mini e Micro Geração Distribuída. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/outorgas/geracao>>. Acesso em: 5 de maio de 2021b.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **Relatórios de Consumo e Receita de Distribuição**: Consumidores, Consumo, Receita e Tarifa Média - Empresa, Classe de Consumo e Nível de Tensão. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/relatorios-de-consumo-e-receita>>. Acesso em: 5 de maio de 2021a.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **Resolução Homologatória nº 2.704, 23 de junho de 2020**. Homologa o resultado do Reajuste Tarifário Anual de 2020, as Tarifas de Energia – TE e as Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD referentes à Copel Distribuição S/A - Copel-DIS, e dá outras providências. Brasília, DF, 2020.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **Resolução Normativa nº 687, 24 de novembro de 2015**. Altera a Resolução Normativa nº 482 e os Módulos 1 e 3 do PRODIST. Brasília, DF, 2015.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **Resolução Normativa nº 395, 15 de dezembro de 2009**. Aprova os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), e dá outras providências. Brasília, DF, 2009.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **Resolução Normativa nº 626, de 30 de setembro de 2014**. Altera a Resolução Normativa nº 547, de 16 de abril de 2013, que estabelece os procedimentos comerciais para aplicação do sistema de bandeiras tarifárias. Brasília, DF, 2014.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **Resolução Normativa nº 414, 9 de setembro de 2010**. Estabelece as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica de forma atualizada e consolidada. Brasília, DF, 2010.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **Resolução Normativa nº 482, 17 de abril de 2012**. Estabelece as condições gerais para o acesso de

microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências. Brasília, DF, 2012.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **Resolução Normativa nº 479, 3 de abril de 2012**. Altera a Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010, que estabelece as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica de forma atualizada e consolidada. Brasília, DF, 2012.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **Resolução Normativa nº 547, de 16 de abril de 2013**. Estabelece os procedimentos comerciais para aplicação do sistema de bandeiras tarifárias. Brasília, DF, 2013.

ALBADI, M. H.; EL-SAADANY, E. F. **Demand Response in Electricity Markets: An Overview**. 2007 IEEE Power engineering society general meeting, Tampa, FL, 2007, p. 1-5. 2007.

ALBUQUERQUE, F. O.; SCARPEL, R. A. Otimização robusta aplicada à contratação de energia elétrica considerando incerteza na demanda futura. **Revista Gestão em Engenharia**. São José dos Campos, v.3, n.1, p.45-60, jan./jun. 2016.

ALCAYDE, A. *et al.* Optimization of the Contracted Electric Power by Means of Genetic Algorithms. **Energies**, v.12, 1270, 2019.

ALLAN, G. The economics of distributed energy generation: A literature review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 42, p. 543-556, 2015.

BAHARLOUEI, Z.; HASHEMI, M. **Demand Side Management challenges in smart grid: A review**. Smart Grid Conference 2013, p. 96-101, SGC 2013.

BELLARMINE, G. T.; TURNER, M. Energy conservation and management in the U.S. **Energy Conversion and Management**. v. 35, n. 4, p. 363-373. 1994

BOSE, B. K. Global Warming – Energy, Environmental Pollution, and the Impact of Power Electronics. **IEEE Industrial Electronics Magazine**. p. 6-17. mar 2010.

CHEN, C.Y.; LIAO, C. J. A linear programming approach to the electricity contract capacity problem. **Applied mathematical modelling**. v. 35, n.8, p. 4077-4082, 2001.

CHIRADEJA, P.; RAMAKUMAR, R. An approach to quantify the technical benefits of distributed generation. **IEEE Trans. Energy Convers**, v. 19, n. 4, p. 764–773, 2004.

CIGRE. Technical Brochure. **Demand Side Integration (DSI)**. Conseil International des Grands Réseaux Électriques, Working Group C6.09. 2011.

COPEL. **Agência Virtual**. Disponível em: < <https://www.copel.com/AgenciaWeb/>>. Acesso em 10 de outubro de 2019.

COPEL. **Taxas e Tarifas**. Disponível em: <<https://www.copel.com/hpcweb/copel-distribuicao/taxas-tarifas/>>. Acesso em 20 de maio de 2021.

DING, Y. M.; HONG, S. H.; LI, X. H. A Demand Response Energy Management Scheme for Industrial Facilities in Smart Grid. **IEE Transactions on Industrial Informatics**, p. 2257-2269. 2014.

DONDI, P. *et al.* Network integration of distributed power generation. **Journal of Power Sources** - J POWER SOURCES. 106. p. 1-9. 2002.

DRANKA, G. G.; FERREIRA P. Towards a smart grid power system in Brazil: Challenges and opportunities. **Energy Policy**, v.136, 2020.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (Brasil). **Balço energético nacional 2020**: Ano base 2019. Rio de Janeiro: EPE, 2020.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (Brasil). **Estudos da demanda de energia**: Demanda de Energia 2050. Rio de Janeiro: EPE, 2016.

FERNÁNDEZ, M. A., *et al.* Cost optimization of electrical contracted capacity for large customers. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v.46, p.123-131, 2013.

GHOLIAN, A.; MOHSENIAN-RAD, H.; HUA, Y. Optimal industrial load control in Smart Grid. **IEEE Transactions on Smart Grid**, p. 2305-2316. 2015.

GUNGOR, V. *et al.* Smart Grid Technologies: Communication Technologies and Standards. **IEEE Transactions on Industrial Informatics**. v. 7. p. 529-539. 2011.

HADERA, H. *et al.* Optimization of steel production scheduling with complex time-sensitive electricity cost. **Computers & Chemical Engineering**. v.76, p.117-136. 2015.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, v. PAS-104, n. 9, 1985.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. **STD 1547**. IEEE Standard Conformance Test Procedures for Equipment Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems. 2005.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Distributed generation in liberalised electricity markets**. France: International Energy Agency, 2002.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Energy Technology Perspectives 2015**: Mobilising Innovation to Accelerate Climate Action. France: International Energy Agency, 2015.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Key world energy statistics Technology**. France: International Energy Agency. 2020.

LAMPROPOULOS, I. *et al.* History of demand side management and classification of demand response control schemes. **IEEE Power & Energy Society General Meeting**, Vancouver, BC, p. 1-5. 2013

LI, D; CHIU, W. Y; SUN, H. Demand Side Management in Microgrid Control Systems. **Microgrid: Advanced Control Methods and Renewable Energy System Integration**. 2017.

LIMA, D. A. Peak demand contract for big consumers computed based on the combination of a statistical model and a mixed integer linear programming stochastic optimization model. **Electric Power Systems Research**, v.154, p.122-129, 2018.

LINDBERG, C. *et al.* **Potential and limitations for industrial demand side management**. 6th International Conference on Applied Energy, p. 415-418. 2014

MAGATÃO, L. **Mixed Integer Linear Programming and Constraint Logic Programming: Towards a Unified Modeling Framework** - Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica e Informática Industrial - Universidade Tecnológica Federal do Paraná – Curitiba). 2005.

MARTINS, A. M. **Minimization of the electricity bill of Brazilian consumers with PV system through the optimization of contracting demand and the orientation of photovoltaic panels.**" 2019 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2019 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe), p. 1-6, 2019.

MARTINS, R. *et al.* Optimal Component Sizing for Peak Shaving in Battery Energy Storage System for Industrial Applications. **Energies**. v. 11. 2018.

MATO GROSSO. Secretaria de Estado de Gestão. Adequação tarifária irá gerar economia de R\$ 3 milhões anuais. **Governo de Mato Grosso**, 25 de nov. de 2016. Disponível em: < <http://www.mt.gov.br/-/5325235-adequacao-tarifaria-ira-gerar-economia-de-r-3-milhoes-anuais> >. Acesso em: 20 de maio de 2021.

MEHIGAN, L.A review of the role of distributed generation (DG) in future electricity systems. **Energy**, v. 163, p. 822-836, 2018.

MOTA, B.; *et al.* Production Line Optimization to Minimize Energy Cost and Participate in Demand Response Events. **Energies**, v. 14, 462, 2021.

NIKKHAJOEI, H.; LASSETER, R. H. Distributed Generation Interface to the CERTS Microgrid. **IEEE Trans. on Power Delivery**, v. 24, n. 3, p. 1598-1608, jul 2009.

OLIVERIA, D. G.; CASTRO, A. R.; DOMINGUES, E. G. **Using the Modern Financial Theory to Obtain the Optimal Level of Contract Demand and Predict Payments of Electrical Energy Invoice**, 2006 IEEE/PES Transmission & Distribution Conference and Exposition: Latin America, Caracas, p. 1-6. 2006.

PANDIARAJ, K. *et al.* Centralised control of diesel gen-sets for peak shaving and system support. Generation, Transmission and Distribution, **IEE Proceedings**-. v. 149. p. 126-132. 2002.

PEPERMANS, G. *et al.* Distributed generation: definition, benefits and issues. **Energy Policy**. p. 787-798. 2005.

RECEITA FEDERAL DO BRASIL. **Instrução Normativa RFB Nº 1700**. 2017.

REIS, E. F. *et al.* Desempenho e emissões de um motor-gerador ciclo diesel sob diferentes concentrações de biodiesel de soja. **Rev. bras. eng. agríc. ambient.**, Campina Grande , v. 17, n. 5, p. 565-571, May 2013 .

SANDHYA, K.; CHATTERJEE, K. A review on the state of the art of proliferating abilities of distributed generation deployment for achieving resilient distribution system. **Journal of Cleaner Production**, v.287, 2021.

SANTOS *et al.* **Comparação entre ensaios de geração de energia elétrica em grupo gerador abastecido com misturas diesel-biodiesel e diesel-biodiesel-etanol**. VII Congresso Brasileiro de Energia Solar. 2018

SIKORA, C.G.S.; LOPES, T.C.; MAGATÃO, L. **Variable Sets Reduction For Assembly Line Balancing Problem: MILP Model And Case Studies**. XLVII SBPO (Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional), Porto de Galinhas, Pernambuco-PE, Brasil. 2015

STÖTZER, M. *et al.* A Potential of demand side integration to maximize use of renewable energy sources in Germany. **Applied Energy**, Elsevier, v.146(C), p. 344-352. 2015.

TONINI, M. S. P. **Industrial demand management considering distributed generation and differentiated rates in time**. Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE), p. 1-6, 2018.

TU, C.S. **An enhanced stochastic algorithm for optimal contract capacity of furniture stores**. IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, v.853, 2020.

WANG, Z. *et al.* An integrated optimization model for generation and batch production load scheduling in energy intensive enterprises. **Power and Energy Society General Meeting (PES)**, IEEE. 2012

ZHANG, Q; GROSSMANN, I. Planning and Scheduling for Industrial Demand Side Management: Advances and Challenges. **Alternative Energy Sources and Technologies**. p. 383-414. 2016.

APÊNDICE A – Índices, Conjuntos, Parâmetros e Variáveis

Nas três tabelas apresentadas na sequência são descritos os índices, conjuntos, parâmetros e variáveis utilizados no modelo matemático. A iniciar pela Tabela 38, a qual apresenta a lista com os índices e conjuntos.

Tabela 38 – Lista de índices e conjuntos do modelo

Índices	Conjuntos	Descrição
$d \in TD$	$TD = \{1, \dots, nTD\}$	Tipo de Dia (dia útil ou final de semana)
$faa \in FAa$	$FAa = \{1, \dots, nFAa\}$	Fontes alternativas alugadas
$fac \in FAC$	$FAC = \{1, \dots, nFAC\}$	Fontes alternativas compradas
$fai \in FAi$	$FAi = \{1, \dots, nFAi\}$	Fontes alternativas instaladas
$fia \in FIa$	$FIa = \{1, \dots, nFIa\}$	Fontes intermitentes alugadas
$fic \in FIC$	$FIC = \{1, \dots, nFIC\}$	Fontes intermitentes compradas
$fii \in FII$	$FII = \{1, \dots, nFII\}$	Fontes intermitentes instaladas
$h \in Horas$	$Horas = \{1, \dots, nHoras\}$	Horas consideradas em cada dia
$hc \in HC$	$HC = \{1, \dots, nHC\}$	Horários para os cálculos de consumo
$hd \in HD$	$HD = \{1, \dots, nHD\}$	Horários para os cálculos de demanda
$m \in M$	$M = \{1, \dots, nM\}$	Meses do horizonte de análise
$mt \in MT$	$MT = \{1, \dots, nMT\}$	Modalidade Tarifária

Fonte: Autoria própria.

Na Tabela 39 pode ser observada a descrição dos parâmetros utilizados no modelo matemático.

Tabela 39 – Lista dos parâmetros do modelo

Parâmetro	Descrição
$cFAa_{faa, m}$	Custo da geração para cada fonte alternativa alugada (faa) em cada mês (m) [\$].
$cFAC_{fac, m}$	Custo da geração para cada fonte alternativa comprada (fac) em cada mês (m) [\$].
$cFAi_{fai, m}$	Custo da geração para cada fonte alternativa instalada (fai) em cada mês (m) [\$].
$cFIa_{fia, m}$	Custo da geração e cada fonte intermitente alugada (fia), para cada mês (m) [\$].
$cFIC_{fic, m}$	Custo da geração de cada fonte intermitente comprada (fic), em cada mês (m) [\$].
$cFII_{fii, m}$	Custo da geração de cada fonte intermitente instalada (fii), em cada mês (m) [\$].
$conAzul$	Considerar a Modalidade Tarifária Horária Azul. Se for igual a “1”, indica que a modalidade será considerada. Se for igual a “0”, não será considerada.
$conFAa$	Considerar a Fonte Alternativa alugada (0 ou 1).
$conFAC$	Considerar a Fonte Alternativa comprada (0 ou 1).
$conFAi$	Considerar a Fonte Alternativa instalada. Se for igual a “1”, indica que esta opção de fonte será considerada. Se for igual a “0”, não será considerada.

Parâmetro	Descrição
$conFla$	Considerar a Fonte Intermitente alugada (0 ou 1).
$conFlc$	Considerar a Fonte Intermitente comprada (0 ou 1).
$conFli$	Considerar a Fonte Intermitente instalada. Se for igual a “1”, indica que esta opção de fonte será considerada. Se for igual a “0”, não será considerada.
$Consumo_{m, hc}$	Consumo de energia elétrica em cada mês (m), nos horários de consumo (hc) que representam horários de ponta e fora ponta [kWh].
$conVerde$	Considerar a Modalidade Tarifária Horária Verde. Se for igual a “1”, indica que a modalidade será considerada. Se for igual a “0”, não será considerada.
$DC_{ref_{hd}}$	Valores para a Demanda Contratada para cada horário de demanda (hd) obtidos com a Execução de Referência, onde não é considerada a utilização de fontes alternativas ou intermitentes [kW]. Possui função de <i>Upper Bound</i> .
$DCmin_{dh}$	Valor mínimo para a Demanda Contratada em cada horário de demanda (hd) [kW]. Possui função de <i>Lower Bound</i> .
$DespesaAnual_{ref}$	Valor da Despesa Anual obtido na Execução de Referência, onde não é considerada a geração própria [\$]. Possui função de <i>Upper Bound</i> .
$DH_{d, m, h}$	Demanda Horária registrada em cada hora (h) para cada mês (m) em cada tipo de dia (d) [kW].
$Dias_{d, m}$	Quantidade de dias de cada tipo (úteis ou finais de semana) em cada mês (m)
$DMmax_{m, dh}$	Valor máximo para a Demanda Medida em cada mês (m), para cada horário de demanda (hd) [kW]. Possui função de <i>Upper Bound</i> .
fr_h_{faa}	Franquia máxima em horas para cada fonte analisada para ser alugada (faa) [h].
fr_{kWh}_{faa}	Franquia máxima em kWh para cada fonte analisada para ser alugada (faa) [kWh].
$gFAa_{faa, m}$	Potência da geração da Fonte Alternativa alugada (faa) em cada mês (m) [kW].
$gFAC_{fac, m}$	Potência da geração da Fonte Alternativa comprada (fac) em cada mês (m) [kW].
$gFAi_{fai, m}$	Potência da geração da Fonte Alternativa instalada (fai) em cada mês (m) [kW].
$gmFla_{fia, m, hc}$	Geração mensal de cada fonte intermitente analisada para ser alugada (fia), para cada mês (m), nos horários de consumo (hc) [kWh].
$gmFlc_{fic, m, hc}$	Geração mensal de cada fonte intermitente analisada para ser comprada (fic), para cada mês (m), nos horários de consumo (hc) [kWh].
$gmFli_{fii, m, hc}$	Geração mensal de cada fonte intermitente instalada (fii), para cada mês (m), nos horários de consumo (hc) [kWh].
Inv_{Max}	Investimento Máximo, quantidade destinada para a compra de equipamentos para a geração própria de energia elétrica (\$). Possui função de <i>Upper Bound</i> .
iPT	Início do horário de ponta de acordo com a concessionária. Tipicamente é considerado o início às 18h.
$maxFAa_{faa, m}$	Capacidade de geração máxima diária para cada fonte alternativa alugada (faa) em cada mês (m) [kWh]. Possui função de <i>Upper Bound</i> .
$maxFAC_{fac, m}$	Capacidade de geração máxima diária para cada fonte alternativa comprada (fac) em cada mês (m) [kWh]. Possui função de <i>Upper Bound</i> .
$maxFAi_{fai, m}$	Capacidade de geração máxima diária para cada fonte alternativa instalada (fai) em cada mês (m) [kWh]. Possui função de <i>Upper Bound</i> .
$minFAa_{faa, m}$	Potência mínima fornecida por cada fonte alternativa alugada (faa) em cada mês (m) [kW]. Possui função de <i>Lower Bound</i> .
$minFAC_{fac, m}$	Potência mínima fornecida por cada fonte alternativa comprada (fac) em cada mês (m) [kW]. Possui função de <i>Lower Bound</i> .
$minFAi_{fai, m}$	Potência mínima fornecida por cada fonte alternativa instalada (fai) em cada mês

Parâmetro	Descrição
	(m) [kW]. Possui função de <i>Lower Bound</i> .
$nFAa$	Número de Fontes Alternativas analisadas para o aluguel.
$nFAc$	Número de Fontes Alternativas analisadas para a compra.
$nFAi$	Número de Fontes Alternativas que já se encontram instaladas na unidade consumidora (ex. 2: um gerador a diesel e um gerador a biodiesel).
$nFIa$	Número de Fontes alternativas Intermitentes analisadas para o aluguel.
$nFIc$	Número de Fontes alternativas Intermitentes analisadas para a compra.
$nFIi$	Número de fontes alternativas intermitentes que já estão instaladas na unidade consumidora (ex. 2: um gerador eólico e um sistema fotovoltaica).
nHC	Número de horários para os cálculos de consumo ($nHC = 2$: PT e FP).
nHD	Número de horários para os cálculos de demanda ($nHD = 3$: PT, FP e Dia).
$nHoras$	Número de horas (no dia) consideradas para análise (ex. 24 horas).
nM	Número de meses para a análise (ex. 12 meses).
nMT	Número de Modalidades Tarifárias ($nMT = 2$: Azul e Verde).
nTD	Número de Tipos de Dias ($nTD = 2$: Útil e Final de semana).
pn_FIa_{fia}	Quantidade de painéis de cada Fonte Intermitente que pode ser alugada.
pn_FIc_{fic}	Quantidade de painéis de cada Fonte Intermitente que pode ser comprada.
$qmax_FA$	Quantidade máxima de Fontes Alternativas compradas ou alugadas.
$qmax_FAa$	Quantidade máxima de Fontes Alternativas que podem ser alugadas.
$qmax_FAc$	Quantidade máxima de Fontes Alternativas que podem ser compradas.
$qmax_FI$	Quantidade máxima de painéis das Fontes Intermitentes que podem ser comprados ou alugados.
$qmax_FIa$	Quantidade máxima de painéis das Fontes Intermitentes que podem ser alugados.
$qmax_FIc$	Quantidade máxima de painéis das Fontes Intermitentes que podem ser comprados.
$taC_{mt, m, hc}$	Tarifa da concessionária para o Consumo de energia elétrica de cada modalidade tarifária (mt), para cada mês (m), nos horários de consumo (hc) [\$/kWh]
$taD_{mt, m, hd}$	Tarifa da concessionária para a Demanda faturada de cada modalidade tarifária (mt), para cada mês (m), nos horários de demanda (hd) [\$/kW].
$taU_{mt, m, hd}$	Tarifa da concessionária para a demanda de Ultrapassagem de cada modalidade tarifária (mt), para cada mês (m), nos horários de demanda (hd) [\$/kW].
Tol	Tolerância para o valor que excede a Demanda Contratada [%].
tPT	Término do horário de ponta. Tipicamente é considerado o término às 21h.
va_FA_{faa}	Valor do Aluguel de cada fonte alternativa analisada para ser alugada (faa) [\$/].
va_FI_{fia}	Valor do Aluguel de cada fonte alternativa analisada para ser alugada (fia) [\$/].
vc_FA_{fac}	Valor da compra de cada Fonte Alternativa analisada para a compra (fac) [\$/].
vc_FI_{fic}	Valor da Compra de cada fonte intermitente analisada para a compra (fic) [\$/].
vDc_FA_{fac}	Valor da depreciação após 1 ano, de cada fonte alternativa analisada para a compra (fac) [\$/].
vDc_FI_{fic}	Valor da depreciação após 1 ano, de cada fonte intermitente analisada para a compra (fic) [\$/].

Parâmetro	Descrição
$vv\bar{E}X_{mt, m, hc}$	Valor da venda (considerado para fins de faturamento) de cada kWh de energia excedente injetada na rede, para cada modalidade tarifária (mt), para cada mês (m), nos horários de consumo (hc) [\$/kWh]

Fonte: Autoria própria.

Na Tabela 40 são descritas as variáveis binárias, inteiras, e contínuas utilizadas pelo modelo matemático.

Tabela 40 – Lista das variáveis do modelo

Variável	Domínio	Descrição
$aluFA_{faa, m}$	{0, 1}	Variável binária que indica o aluguel de cada fonte alternativa (faa) para cada mês (m).
$aluFI_{fia, m}$	{0, 1}	Variável binária que indica o aluguel de cada fonte intermitente (fia) para cada mês (m).
$comFA_{fac}$	{0, 1}	Variável binária que indica a compra de cada fonte alternativa (fac).
$comFI_{fic}$	{0, 1}	Variável binária que indica a compra de cada fonte intermitente (fic).
$Tarifa_{mt}$	{0, 1}	Variável binária que indica a utilização da modalidade tarifária Azul ($Tarifa_1 = 1$) ou Verde ($Tarifa_2 = 1$).
$uFAA_{faa, d, m, h}$	{0, 1}	Variável binária que indica a utilização de cada fonte alternativa alugada (faa) em cada hora (h) de cada mês (m) e cada tipo de dia (d).
$uFAC_{fac, d, m, h}$	{0, 1}	Variável binária que indica a utilização de cada fonte alternativa comprada (fac) em cada hora (h) de cada mês (m) e tipo de dia (d).
$uFAI_{fai, d, m, h}$	{0, 1}	Variável binária que indica a utilização de cada fonte alternativa instalada (fai) em cada hora (h) de cada mês (m) e cada tipo de dia (d).
uFI_{fii}	{0, 1}	Variável binária que indica a utilização de cada fonte intermitente instalada (fii), por exemplo: eólica ($uFI_1 = 1$) e fotovoltaica ($uFI_2 = 1$).
$Aluguel$	\mathbb{R}_+	Despesa com o aluguel de todas as fontes alternativas e intermitentes que foram efetivamente alugadas [\$/].
$Cond_{m, hd}$	\mathbb{R}_+	Condição para o faturamento da demanda, para cada mês (m) em cada horário de demanda (hd). Pode assumir os valores 1, 2 ou 3.
$consumoFP$	\mathbb{R}_+	Despesa anual referente ao consumo de energia elétrica no horário fora de ponta [\$/].
$consumoPT$	\mathbb{R}_+	Despesa anual referente ao consumo de energia elétrica no horário de ponta [\$/].
$creditoFP$	\mathbb{R}_+	Crédito anual obtido com a energia elétrica excedente injetada na rede da concessionária durante o horário fora de ponta [\$/].
$creditoPT$	\mathbb{R}_+	Crédito anual obtido com a energia elétrica excedente injetada na rede da concessionária durante o horário de ponta [\$/].

Variável	Domínio	Descrição
DC_{hd}	\mathbb{Z}_+	Demanda Contratada para cada horário de demanda (hd) [kW].
$deFAa_{faa, d, m, h}$	\mathbb{R}_+	Demanda atendida por cada fonte alternativa alugada (faa) em cada hora (h) de cada mês (m), em cada tipo de dia (d) [kW].
$deFAC_{fac, d, m, h}$	\mathbb{R}_+	Demanda atendida por cada fonte alternativa comprada (fac) em cada hora (h) de cada mês (m), em cada tipo de dia (d) (m) [kW].
$deFAi_{fai, d, m, h}$	\mathbb{R}_+	Demanda atendida por cada fonte alternativa instalada (fai) em cada hora (h) de cada mês (m), em cada tipo de dia (d) [kW].
$demandaDia$	\mathbb{R}_+	Despesa anual referente à Demanda Faturada sem distinção entre os horários do dia [\$].
$demandaFP$	\mathbb{R}_+	Despesa anual referente à Demanda Faturada no horário fora de ponta [\$].
$demandaPT$	\mathbb{R}_+	Despesa anual referente à Demanda Faturada no horário de ponta [\$].
$Desp_Investimento$	\mathbb{R}_+	Despesa referente à depreciação (após 1 ano) de todas as fontes alternativas e intermitentes que foram compradas [\$].
$DespesaAnual$	\mathbb{R}_+	Despesa total anual levando-se em consideração a utilização de geração própria de energia elétrica.
$DF_{m, hd}$	\mathbb{R}_+	Demanda Faturada, para cada mês (m) em cada horário de demanda (hd) [kW].
DL_{hd}	\mathbb{R}_+	Demanda Limite para cada horário de demanda (hd) [kW].
$DM_{m, hd}$	\mathbb{R}_+	Demanda Medida (referente ao maior valor de nDH) em cada mês (m) em cada horário de demanda (hd), [kW].
$dtFAa_{d, m, h}$	\mathbb{R}_+	Demanda Total atendida pelas Fontes Alternativas alugadas em cada hora (h), de cada mês (m), e cada tipo de dia (d) [kW].
$dtFAC_{d, m, h}$	\mathbb{R}_+	Demanda Total atendida pelas Fontes Alternativas compradas em cada hora (h), de cada mês (m), e cada tipo de dia (d) [kW].
$dtFAi_{d, m, h}$	\mathbb{R}_+	Demanda Total atendida pelas Fontes Alternativas instaladas em cada hora (h), de cada mês (m), e cada tipo de dia (d) [kW].
$DU_{m, hd}$	\mathbb{R}_+	Demanda de Ultrapassagem, para cada mês (m) em cada horário de demanda (hd) [kW].
$Economia$	\mathbb{R}_+	Economia obtida com a subtração da Despesa Anual sem a utilização de fontes alternativas obtida na Execução de Referência ($DespesaAnual_{ref}$), pela $DespesaAnual$, obtida com a utilização de fontes alternativas [\$].
$enC_{m, hc}$	\mathbb{R}_+	Energia proveniente da concessionária de energia elétrica em cada mês (m) nos horários de consumo (hc) ponta e fora de ponta [kWh].
$enEx_{m, hc}$	\mathbb{R}_+	Energia elétrica excedente injetada na rede elétrica da concessionária, por mês (m) nos horários de consumo (hc) [kWh].
$enTG_{m, hc}$	\mathbb{R}_+	Energia Total Gerada por mês (m) nos horários de consumo (hc) [kWh].
$gdFAa_{faa, d, m, hc}$	\mathbb{R}_+	Geração de cada fonte alternativa alugada (faa) para cada mês (m) e tipo de dia (d), em cada horário de consumo (hc) [kWh].

Variável	Domínio	Descrição
$gdFAC_{fac, d, m, hc}$	\mathbb{R}_+	Geração de cada fonte alternativa comprada (fac) para cada mês (m) e tipo de dia (d), em cada horário de consumo (hc) [kWh].
$gdFAi_{fai, d, m, hc}$	\mathbb{R}_+	Geração de cada fonte alternativa instalada (fai) para cada mês (m) e tipo de dia (d), em cada horário de consumo (hc) [kWh].
$geracaoFP$	\mathbb{R}_+	Despesa anual referente à geração própria de energia elétrica durante o horário fora de ponta [\$].
$geracaoPT$	\mathbb{R}_+	Despesa anual referente à geração própria de energia elétrica durante o horário de ponta [\$].
$ghFAa_{faa, d, m, h}$	\mathbb{R}_+	Geração de energia elétrica horária de cada fonte alternativa alugada (faa) para cada mês (m) em cada hora do dia (h) e tipo de dia (d) [kWh].
$ghFAC_{fac, d, m, h}$	\mathbb{R}_+	Geração de energia elétrica horária de cada fonte alternativa comprada (fac) para cada mês (m) em cada hora do dia (h) e tipo de dia (d) [kWh].
$ghFAi_{fai, d, m, h}$	\mathbb{R}_+	Geração de energia elétrica horária de cada fonte alternativa instalada (fai) para cada mês (m) em cada hora do dia (h) e tipo de dia (d) [kWh].
$gmFAa_{faa, m, hc}$	\mathbb{R}_+	Geração mensal de cada fonte alternativa alugada (faa) em cada mês (m) em cada horário de consumo (hc) [kWh].
$gmFAC_{fac, m, hc}$	\mathbb{R}_+	Geração mensal de cada fonte alternativa comprada (fac) em cada mês (m) em cada horário de consumo (hc) [kWh].
$gmFAi_{fai, m, hc}$	\mathbb{R}_+	Geração mensal de cada fonte alternativa instalada (fai) em cada mês (m) em cada horário de consumo (hc) [kWh].
$gmFia_{fia, m, hc}$	\mathbb{R}_+	Geração mensal de cada fonte intermitente alugada (fia) em cada mês (m) em cada horário de consumo (hc) [kWh].
$gmFic_{fic, m, hc}$	\mathbb{R}_+	Geração mensal de cada fonte intermitente comprada (fic) em cada mês (m) em cada horário de consumo (hc) [kWh].
$gmFii_{fii, m, hc}$	\mathbb{R}_+	Geração mensal de cada fonte intermitente instalada (fii) em cada mês (m) em cada horário de consumo (hc) [kWh].
$gtFAa_{m, hc}$	\mathbb{R}_+	Geração total a partir das fontes alternativas alugadas, por mês (m) em cada horário de consumo (hc) [kWh].
$gtFAC_{m, hc}$	\mathbb{R}_+	Geração total a partir das fontes alternativas compradas, por mês (m) em cada horário de consumo (hc) [kWh].
$gtFAi_{m, hc}$	\mathbb{R}_+	Geração total a partir das fontes alternativas instaladas, por mês (m) em cada horário de consumo (hc) [kWh].
$gtFia_{m, hc}$	\mathbb{R}_+	Geração total a partir das fontes intermitentes alugadas, por mês (m) em cada horário de consumo (hc) [kWh].
$gtFic_{m, hc}$	\mathbb{R}_+	Geração total a partir das fontes intermitentes compradas, por mês (m) em cada horário de consumo (hc) [kWh].
$gtFii_{m, hc}$	\mathbb{R}_+	Geração total a partir das fontes intermitentes instaladas, por mês (m) em cada horário de consumo (hc) [kWh].
Inv_Total	\mathbb{R}_+	Investimento Total; representa o somatório com os valores de compra de todas as fontes que foram efetivamente compradas [\$].

Variável	Domínio	Descrição
$nDH_{d,m,h}$	\mathbb{R}	Nova Demanda Horária para cada mês (m) em cada hora (h) e cada tipo de dia (d) [kW].
$s_aluFA_{fa,m}$	\mathbb{R}_+	Despesa com o aluguel de cada Fonte Alternativa (faa) que foi efetivamente alugada em cada mês (m) [\$].
$s_aluFI_{fia,m}$	\mathbb{R}_+	Despesa com o aluguel de cada Fonte Intermitente (fia) que foi efetivamente alugada em cada mês (m) [\$].
$s_CEE_{m,hc}$	\mathbb{R}_+	Valor pago para a concessionária pela energia utilizada, para cada mês (m) nos horários de consumo (hc) ponta e fora de ponta [\$].
$s_Cred_{m,hc}$	\mathbb{R}_+	Valor do crédito obtido com a “venda” da energia excedente injetada na rede, para cada mês (m) em cada horário de consumo (hc) [\$].
$s_DF_{m,hd}$	\mathbb{R}_+	Valor pago pela Demanda Faturada para cada mês (m) nos horários de demanda (hd) ponta, fora de ponta e dia [\$].
s_DinvFA_{fac}	\mathbb{R}_+	Depreciação do investimento (após 1 ano) de cada Fonte Alternativa que foi comprada [\$].
s_DinvFI_{fic}	\mathbb{R}_+	Depreciação do investimento (após 1 ano) de cada Fonte Intermitente que foi comprada [\$].
$s_DU_{m,hd}$	\mathbb{R}_+	Valor pago pela Demanda de Ultrapassagem para cada mês (m) nos horários de demanda (hd) [\$].
s_invest_FA	\mathbb{R}_+	Investimento total em Fontes Alternativas [\$].
s_invest_FI	\mathbb{R}_+	Investimento total em Fontes Intermitentes [\$].
s_invFA_{fac}	\mathbb{R}_+	Investimento para a compra de cada fonte alternativa (fac) que foi efetivamente comprada [\$].
s_invFI_{fic}	\mathbb{R}_+	Investimento para a compra de cada fonte intermitente (fic) que foi efetivamente comprada [\$].
$s_TG_{m,hc}$	\mathbb{R}_+	Custo Total de Geração para cada mês (m) nos horários de consumo (hc) ponta e fora de ponta [\$].
$sG_FAa_{m,hc}$	\mathbb{R}_+	Custo da geração de todas as Fontes Alternativas alugadas, que foram efetivamente utilizadas, em cada mês (m) nos horários de consumo (hc) ponta e fora de ponta [\$].
$sG_FAC_{m,hc}$	\mathbb{R}_+	Custo da geração de todas as Fontes Alternativas compradas, que foram efetivamente utilizadas, em cada mês (m) nos horários de consumo (hc) ponta e fora de ponta [\$].
$sG_FAi_{m,hc}$	\mathbb{R}_+	Custo da geração de todas as Fontes Alternativas instaladas, que foram efetivamente utilizadas, em cada mês (m) nos horários de consumo (hc) ponta e fora de ponta [\$].
$sG_FIa_{m,hc}$	\mathbb{R}_+	Custo da geração de todas as Fontes Intermitentes alugadas, que foram efetivamente utilizadas, em cada mês (m) nos horários de consumo (hc) ponta e fora de ponta [\$].
$sG_FIC_{m,hc}$	\mathbb{R}_+	Custo da geração de todas as Fontes Intermitentes compradas, que foram efetivamente utilizadas, em cada mês (m) nos horários de consumo (hc) ponta e fora de ponta [\$].

Variável	Domínio	Descrição
$sG_Fli_{m, hc}$	\mathbb{R}_+	Custo da geração de todas as Fontes Intermitentes instaladas, que foram efetivamente utilizadas, em cada mês (m) nos horários de consumo (hc) ponta e fora de ponta [\$].
$uAno_{fac}$	\mathbb{R}_+	Total anual de horas de utilização para cada fonte alternativa analisada para ser comprada (fac) [h].
$ultrapDia$	\mathbb{R}_+	Despesa anual referente à Demanda de Ultrapassagem sem distinção entre os horários do dia [\$].
$ultrapFP$	\mathbb{R}_+	Despesa anual referente à Demanda de Ultrapassagem no horário fora de ponta [\$].
$ultrapPT$	\mathbb{R}_+	Despesa anual referente à Demanda de Ultrapassagem no horário de ponta [\$].
$uMes_{faa, m}$	\mathbb{R}_+	Total mensal de horas de utilização para cada fonte alternativa alugada (faa) em cada mês (m) [h].

Fonte: Autoria própria.

APÊNDICE B – Parâmetros Utilizados no Modelo

Valores mensais (em R\$/kWh) considerados para a tarifa de consumo (parâmetro *taC*) para as modalidades tarifárias horárias Azul e Verde. Foram utilizados valores aproximados/simplificados em comparação com os valores da concessionária Copel.

Tabela P1 – Tarifas de Consumo

Meses	Consumo Azul (R\$/kWh)		Consumo Verde (R\$/kWh)	
	PT	FP	PT	FP
1	0,80	0,50	2,00	0,50
2	0,80	0,50	2,00	0,50
3	0,80	0,50	2,00	0,50
4	0,80	0,50	2,00	0,50
5	0,80	0,50	2,00	0,50
6	0,80	0,50	2,00	0,50
7	0,80	0,50	2,00	0,50
8	0,80	0,50	2,00	0,50
9	0,80	0,50	2,00	0,50
10	0,80	0,50	2,00	0,50
11	0,80	0,50	2,00	0,50
12	0,80	0,50	2,00	0,50

Fonte: Adaptado de Copel (2021).

Valores mensais (em R\$/kW) para a tarifa de demanda (parâmetro *taD*), e para a tarifa de ultrapassagem (parâmetro *taU*) para as modalidades tarifárias horárias Azul e Verde.

Tabela P2 – Tarifas Demanda

Meses	Demanda (R\$/kW)		Dem. Dia (R\$/kW)	Ultrapassagem (R\$/kW)		Ultr. Dia (R\$/kW)
	PT	FP		PT	FP	
1	50	22	22	100	44	44
2	50	22	22	100	44	44
3	50	22	22	100	44	44
4	50	22	22	100	44	44
5	50	22	22	100	44	44
6	50	22	22	100	44	44
7	50	22	22	100	44	44
8	50	22	22	100	44	44
9	50	22	22	100	44	44
10	50	22	22	100	44	44
11	50	22	22	100	44	44
12	50	22	22	100	44	44

Fonte: Adaptado de Copel (2021).

Registros de consumo (parâmetro *Consumo*) mensal (em kWh) para os horários de ponta (PT) e fora de ponta (FP).

Tabela P3 – Registros de consumo

Mês	Consumo (kWh)	
	PT	FP
Jan	2.787	34.492
Fev	4.641	62.776
Mar	12.073	87.281
Abr	15.845	100.195
Mai	13.333	87.351
Jun	7.575	56.572
Jul	7.604	52.473
Ago	6.479	49.226
Set	9.440	65.176
Out	10.216	69.466
Nov	12.672	85.885
Dez	13.802	94.654

Registros de Demanda Horária (parâmetro *DH*) mensal (em kW), para os dias úteis (Tabela P4) e finais de semana (Tabela P5).

Tabela P4 – Registros de demanda (em kW) para os dias úteis

	Demanda Horária (DH) para os DIAS ÚTEIS																	Horário PT						
	00	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Jan	65	72	61	62	63	77	91	170	187	203	199	175	201	205	224	218	219	110	86	76	84	81	75	69
Fev	74	85	73	69	75	84	130	209	245	276	289	283	282	316	343	370	345	324	255	180	158	129	84	78
Mar	83	79	78	72	72	74	182	264	387	448	509	512	403	556	600	537	524	514	363	419	397	326	244	116
Abr	90	81	72	70	70	68	171	218	351	379	410	406	340	461	518	502	490	429	344	372	339	306	241	119
Mai	73	69	64	66	62	62	153	175	228	243	311	320	260	337	369	387	377	376	257	299	280	276	206	91
Jun	76	73	71	68	69	68	154	155	172	172	196	223	168	175	188	183	200	189	166	185	171	153	118	92
Jul	67	63	60	60	59	59	140	147	168	181	159	170	167	174	191	186	187	173	163	192	162	145	116	78
Ago	73	68	62	62	64	60	152	179	190	245	237	250	188	265	329	365	357	311	246	266	242	193	154	90
Set	73	73	65	68	67	67	168	200	300	351	443	438	327	418	514	508	377	344	231	245	233	208	161	92
Out	79	79	76	71	72	65	156	183	255	239	291	281	304	384	451	448	458	444	321	356	301	263	205	100
Nov	85	79	77	71	71	162	229	410	427	484	475	401	521	562	537	572	529	423	429	348	331	251	126	98
Dez	83	78	69	69	70	118	188	283	337	374	380	323	423	460	454	419	389	296	295	262	226	174	91	78

Tabela P5 – Registros de demanda (em kW) para os finais de semana

	Demanda Horária (DH) para os FINAIS DE SEMANA																							
	00	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Jan	65	66	65	63	64	76	79	102	105	114	104	94	94	91	65	62	60	60	60	61	68	67	67	66
Fev	67	67	63	60	60	67	95	98	102	106	105	102	107	108	102	74	75	69	62	68	72	67	69	67
Mar	70	69	66	63	63	63	156	167	228	237	270	262	256	356	399	401	359	332	264	308	280	265	218	99
Abr	73	75	76	72	64	64	130	144	178	224	232	183	173	190	229	177	123	99	93	95	87	82	80	75
Mai	68	67	60	63	64	61	124	130	123	124	136	129	118	120	108	92	80	65	60	63	61	60	60	60
Jun	61	60	57	55	56	55	150	143	128	125	130	97	105	103	102	101	98	68	59	60	65	60	62	57
Jul	54	56	58	54	58	58	76	97	85	95	111	105	111	109	106	99	71	67	54	61	59	58	59	57
Ago	60	56	53	52	52	50	132	121	105	131	119	97	99	96	94	93	70	58	54	60	57	57	56	54
Set	73	67	66	65	65	65	151	172	158	157	162	162	138	175	193	182	121	107	93	83	81	76	85	79
Out	71	71	67	61	63	60	113	112	93	118	118	138	118	138	147	141	80	74	79	93	87	80	85	75
Nov	71	62	60	62	59	124	138	129	110	127	128	140	165	176	166	155	161	142	101	92	90	82	79	75
Dez	67	63	61	59	64	85	135	116	125	114	128	112	115	119	124	83	74	68	65	65	73	67	65	60

Registros de geração mensal (em kWh) para todos os sistemas fotovoltaicos considerados (instalados, comprados ou alugados), com a quantidade de 30 e 100 painéis. Parâmetro *gmFI*.

Tabela P6 – Geração Mensal (em kWh) do Sistema Fotovoltaico

	Painéis = 30 kWp = 10,05		Painéis = 100 kWp = 33,5	
	PT	FP	PT	FP
Jan	0	1.203,81	0	4.012,70
Fev	0	1.098,57	0	3.661,91
Mar	0	1.153,96	0	3.846,52
Abr	0	1.003,38	0	3.344,62
Mai	0	914,69	0	3.048,98
Jun	0	766,99	0	2.556,65
Jul	0	882,28	0	2.940,94
Ago	0	974,53	0	3.248,42
Set	0	988,92	0	3.296,40
Out	0	1.223,77	0	4.079,22
Nov	0	1.287,98	0	4.293,26
Dez	0	1.345,87	0	4.486,25

Custo mensal estimado para a geração própria com a utilização das Fontes Alternativas (FA) instaladas, compradas e alugadas. Parâmetros *cFAi*, *cFAc* e *cFAa*.

Tabela P7 – Custo da geração FA

	Instalada (R\$/kWh)	Comprada (R\$/kWh)	Alugada (R\$/kWh)
Jan	1,50	1,50	0,80
Fev	1,50	1,50	0,80
Mar	1,50	1,50	0,80
Abr	1,50	1,50	0,80
Mai	1,50	1,50	0,80
Jun	1,50	1,50	0,80
Jul	1,50	1,50	0,80
Ago	1,50	1,50	0,80
Set	1,50	1,50	0,80
Out	1,50	1,50	0,80
Nov	1,50	1,50	0,80
Dez	1,50	1,50	0,80

Valores mensais (R\$/kWh) para a tarifa de consumo (parâmetro *taC*) da modalidade tarifária horária Verde, com o acréscimo referente às bandeiras tarifárias registradas no ano de 2018.

Tabela P8 – Tarifa de Consumo com Bandeiras Tarifárias

Meses	Consumo Verde (R\$/kWh)		Bandeira (R\$/kWh) Faixa		Tarifa + Bandeira (R\$/kWh)	
	PT	FP			PT	FP
1	2,00	0,50	0	0	2,000000	0,500000
2	2,00	0,50	0	0	2,000000	0,500000
3	2,00	0,50	0	0	2,000000	0,500000
4	2,00	0,50	0	0	2,000000	0,500000
5	2,00	0,50	0,019471	a	2,019471	0,519471
6	2,00	0,50	0,091765	v2	2,091765	0,591765
7	2,00	0,50	0,091765	v2	2,091765	0,591765
8	2,00	0,50	0,091765	v2	2,091765	0,591765
9	2,00	0,50	0,091765	v2	2,091765	0,591765
10	2,00	0,50	0,091765	v2	2,091765	0,591765
11	2,00	0,50	0,019471	a	2,019471	0,519471
12	2,00	0,50	0	0	2,000000	0,500000