

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DE CAMPINAS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM SISTEMAS DE
INFRAESTRUTURA URBANA

GABRIEL FELIPE AMADI

OPERAÇÃO DE UMA REDE DE DISTRIBUIÇÃO
CONSIDERANDO FONTES DE ENERGIA
RENOVÁVEIS, OPERAÇÃO E ALOCAÇÃO DE
DISPOSITIVOS ARMAZENADORES DE ENERGIA E
RESPOSTA DA DEMANDA

CAMPINAS-SP
2018

GABRIEL FELIPE AMADI

**OPERAÇÃO DE UMA REDE DE DISTRIBUIÇÃO
CONSIDERANDO FONTES DE ENERGIA
RENOVÁVEIS, OPERAÇÃO E ALOCAÇÃO DE
DISPOSITIVOS ARMAZENADORES DE ENERGIA E
RESPOSTA DA DEMANDA**

Dissertação apresentada como exigência para obtenção do Título de Mestre, ao Programa de Pós-Graduação em Sistemas de Infraestrutura Urbana, do Centro de Ciências Exatas, Ambientais e de Tecnologias, da Pontifícia Universidade Católica de Campinas.

Orientadora: Prof(a). Dr(a). Marina Lavorato de Oliveira

**CAMPINAS-SP
2018**

Ficha catalográfica elaborada por Vanessa da Silveira CRB 8/8423
Sistema de Bibliotecas e Informação - SBI - PUC-Campinas

t621.319 Amadi, Gabriel Felipe.
A481o Operação de uma rede de distribuição considerando fontes de energia renováveis, operação e alocação de dispositivos armazenadores de energia e resposta da demanda/ Gabriel Felipe Amadi.- Campinas: PUC-Campinas, 2018.
62f.: il.

Orientadora: Marina Lavorato de Oliveira.

Dissertação (mestrado) - Pontifícia Universidade Católica de Campinas, Centro de Ciências Exatas, Ambientais e de tecnologias, Programa de Pós-Graduação em Sistemas de Infraestrutura Urbana.

1. Energia elétrica - Distribuição. 2. Programação linear. 3. Energia elétrica - Fontes alternativas. I. Oliveira, Marina Lavorato de. II. Pontifícia Universidade Católica de Campinas. Centro de Ciências Exatas, Ambientais e de Tecnologias. Programa de Pós-Graduação em Sistemas de Infraestrutura Urbana. III. Título.

CDD – 22. ed. t621.319

GABRIEL FELIPE AMADI

**OPERAÇÃO DE UMA REDE DE DISTRIBUIÇÃO
CONSIDERANDO FONTES DE ENERGIA RENOVÁVEIS,
OPERAÇÃO E ALOCAÇÃO DE DISPOSITIVOS
ARMAZENADORES DE ENERGIA E RESPOSTA DA
DEMANDA**

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado em Sistemas de Infraestrutura Urbana do Centro de Ciências Exatas, Ambientais e de Tecnologias da Pontifícia Universidade Católica de Campinas como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Sistemas de Infraestrutura Urbana.
Área de Concentração: Sistemas de Infraestrutura Urbana.
Orientador (a): Prof. (a). Dr. (a). Marina Lavorato de Oliveira.

Dissertação defendida e aprovada em 04 de fevereiro de 2019 pela Comissão Examinadora constituída dos seguintes professores:



Profa. Dra. Marina Lavorato de Oliveira
Orientadora da Dissertação e Presidente da Comissão Examinadora
Pontifícia Universidade Católica de Campinas



Profa. Dra. Lia Toledo Moreira Mota
Pontifícia Universidade Católica de Campinas



Prof. Dr. Carlos Alberto de Castro Junior.
Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP

AGRADECIMENTOS

A minha orientadora, Profa. Dra. Marina Lavorato de Oliveira pelo apoio e dedicação ao longo de todo curso de mestrado.

Aos meus pais, Christian e Marli Amadi por todo suporte e incentivo prestado para que eu pudesse cursar o mestrado.

Aos meus colegas Rene V. Anguita Jr. e Eloísa A. N. Matthiesen pelo companheirismo e pela ajuda prestada durante o curso de mestrado.

Agradeço à Siemens Ltda. pelo apoio e pela compreensão para que pudesse frequentar todas as aulas durante o curso de mestrado.

Por fim, agradeço à CAPES pela bolsa a mim atribuída, que viabilizou que eu pudesse cursar o mestrado.

RESUMO

O Brasil possui uma matriz energética altamente dependente de recursos hídricos e está inserido em um sistema elétrico centralizado. Porém, novas fontes de energia elétrica, como eólica e fotovoltaica, vêm sendo utilizadas no Brasil seguindo o conceito de geração distribuída (GD), ou seja, são instaladas próximas ao consumidor final. A desvantagem destas fontes renováveis em específico é a intermitência da incidência solar nas fontes fotovoltaicas e da intensidade do vento nas fontes eólicas. Assim, neste contexto de preservação ambiental, a integração entre Dispositivos de Armazenamento de Energia (DAE's) e fontes renováveis de energia intermitentes pode ser benéfica para ambos os lados. Os DAE's desempenham a função de armazenar energia para utilizá-la nas horas onde a tarifa de energia da rede é mais cara e/ou as fontes renováveis não estejam gerando. Além dos DAE's é possível ser aplicado um programa de resposta da demanda (RD) que incentive o consumidor a comprar energia fora do horário de pico, o que acaba aliviando a rede nesse determinado horário além de trazer uma redução de custo para o consumidor, visto os demais horários possuírem uma tarifa menor de compra. A proposta deste trabalho é desenvolver um modelo matemático de otimização para a operação de uma rede de distribuição, quando existe a conexão de sistemas de geração fotovoltaica, DAE's e resposta da demanda. Para tal, deve-se modelar matematicamente um problema que seja capaz de trabalhar com variáveis estocásticas, como é o caso das fontes de energia renováveis e a carga consumida e injetada pelos DAE's. Uma forma simplificada de abordar tal problema, como pode ser encontrado na literatura, é trabalhar de modo que alguns cenários críticos sejam criados e problemas determinísticos para cada um destes cenários sejam resolvidos e então uma avaliação da operação de cada cenário é realizada. Portanto a proposta deste trabalho é solucionar um problema de programação cônica de segunda ordem inteiro-mista (PCSOIM) considerando diferentes cenários separadamente. O objetivo é minimizar os custos de operação da rede e os custos de compra de energia elétrica por parte do consumidor sujeito a restrições de operação e físicas do sistema. Este problema foi modelado em AMPL (*A Modeling Language for Mathematical Programming*) e resolvido utilizando o solver comercial CPLEX.

Palavras-chave: *sistema de distribuição de energia elétrica, programação linear inteira mista, fontes de energia renováveis, resposta da demanda.*

ABSTRACT

Brazil has an energy matrix highly dependent on water resources and is inserted in a centralized electrical system. However, new sources of electric energy, such as wind and photovoltaic, have been used in Brazil following the concept of distributed generation (DG), in other words, they are installed nearby the final consumer. The disadvantage of these renewable sources in particular is the intermittence of the solar incidence in the photovoltaic sources and the intensity of the wind in the wind sources. Thus, in this context of environmental preservation, the integration between Energy Storage Devices (ESDs) and intermittent renewable energy sources can be beneficial to both sides. The ESDs perform the function of storing energy to use it in the hours at which the energy tariff of the network is higher and / or the renewable sources are not generating. In addition to the ESDs it is possible to apply a demand response program that encourages the consumer to buy energy outside peak hours, which ends up relieving the network at that particular time in addition to bringing a reduction of cost to the consumer, since the other schedules have a lower purchase rate. The goal of this thesis is to develop a mathematical optimization model for the operation of a distribution network, when there is the connection of photovoltaic generation systems, ESDs and demand response. To do so, one must model a problem that is capable of handling stochastic variables, such as the renewable energy sources and the amount of load consumed and injected by the ESDs. A simplified way to address such a problem, as can be found in the literature, is to work so that some critical scenarios are created and deterministic problems for each of these scenarios are resolved and then an evaluation of the operation of each scenario is performed. Therefore, the initial idea of this work is to solve a second-order conic programming problem (PCSOIM) considering different scenarios separately. The objective is to minimize the costs of operating the network and the costs of purchasing electric energy by the consumer subject to operating and physical restrictions of the system. This problem was modeled in AMPL (A Modeling Language for Mathematical Programming) and solved using the commercial solver CPLEX.

Key words: *electric power distribution system, mixed integer linear programming, renewable energy sources, demand response.*

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Sistema de distribuição com 3 barras.

Figura 2 – Sistema de distribuição com 11 barras.

Figura 3 – Parâmetros para Sistema de distribuição com 11 barras.

Figura 4 – Resultados modelo PCSOIM de um Sistema de distribuição com 11 barras.

Figura 5 – Custo de compra da energia elétrica ao longo de 72 horas.

Figura 6 – Potência ativa total demanda pelo sistema ao longo de 72 horas.

Figura 7 – Potência reativa total demanda pelo sistema ao longo de 72 horas.

Figura 8 – Potência ativa gerada pelas fontes renováveis das barras 8 e 5.

Figura 9 – Potência ativa total armazenada pelos DAE's no período de 72 horas.

Figura 10 – Potência ativa total injetada e armazenada pelos DAE's no período de 72 horas.

Figura 11 – Potência aparente total fornecida pela subestação no período de 72 horas.

Figura 12 – Perdas na distribuição.

Figura 13 – Cenário 1: Potência aparente total fornecida pela subestação no período de 72 horas.

Figura 14 – Cenário 1: Perdas na distribuição.

Figura 15 – Cenário 1: Potência ativa total injetada e armazenada pelos DAE's no período de 72 horas.

Figura 16 – Cenário 1: Energia total armazenada pelos DAE's no período de 72 horas.

Figura 17 – Cenário 2: Potência aparente total fornecida pela subestação no período de 72 horas.

Figura 18 – Cenário 2: Perdas na distribuição.

Figura 19 – Cenário 2: Potência ativa total injetada e armazenada pelos DAE's no período de 72 horas.

Figura 20 – Cenário 2: Energia total armazenada pelos DAE's no período de 72 horas.

Figura 21 – Cenário 3: Potência aparente total fornecida pela subestação no período de 72 horas.

Figura 22 – Cenário 3: Perdas na distribuição.

Figura 23 – Cenário 3: Potência ativa total injetada e armazenada pelos DAE's no período de 72 horas.

Figura 24 – Cenário 3: Energia total armazenada pelos DAE's no período de 72 horas.

Figura 25 – Cenário 4: Potência aparente total fornecida pela subestação no período de 72 horas.

Figura 26 – Cenário 4: Perdas na distribuição.

Figura 27 – Cenário 4: Potência ativa total injetada e armazenada pelos DAE's no período de 72 horas.

Figura 28 – Cenário 4: Energia total armazenada pelos DAE's no período de 72 horas.

Figura 29 – Cenário 5: Potência aparente total fornecida pela subestação no período de 72 horas.

Figura 30 – Cenário 5: Perdas na distribuição.

Figura 31 – Cenário 5: Potência ativa total injetada e armazenada pelos DAE's no período de 72 horas.

Figura 32 – Cenário 5: Energia total armazenada pelos DAE's no período de 72 horas.

Figura 33 – Cenário 6: Potência aparente total fornecida pela subestação no período de 72 horas.

Figura 34 – Cenário 6: Perdas na distribuição.

Figura 35 – Cenário 6: Potência ativa total injetada e armazenada pelos DAE's no período de 72 horas.

Figura 36 – Cenário 6: Energia total armazenada pelos DAE's no período de 72 horas.

Figura 37 – Cenário 7: Potência aparente total fornecida pela subestação no período de 72 horas.

Figura 38 – Cenário 7: Perdas na distribuição.

Figura 39 – Cenário 7: Potência ativa total injetada e armazenada pelos DAE's no período de 72 horas.

Figura 40 – Cenário 7: Energia total armazenada pelos DAE's no período de 72 horas.

Figura 41 – Cenário 8: Potência aparente total fornecida pela subestação no período de 72 horas.

Figura 42 – Cenário 8: Perdas na distribuição.

Figura 43 – Cenário 8: Potência ativa total injetada e armazenada pelos DAE's no período de 72 horas.

Figura 44 – Cenário 8: Energia total armazenada pelos DAE's no período de 72 horas.

Figura 45 – Cenário 9: Potência aparente total fornecida pela subestação no período de 72 horas.

Figura 46 – Cenário 9: Perdas na distribuição.

Figura 47 – Cenário 9: Potência ativa total injetada e armazenada pelos DAE's no período de 72 horas.

Figura 48 – Cenário 9: Energia total armazenada pelos DAE's no período de 72 horas.

Figura 49 – Cenário 10: Potência aparente total fornecida pela subestação no período de 72 horas.

Figura 50 – Cenário 10: Perdas na distribuição.

Figura 51 – Cenário 10: Potência ativa total injetada e armazenada pelos DAE's no período de 72 horas.

Figura 52 – Cenário 10: Energia total armazenada pelos DAE's no período de 72 horas.

Figura 53 – Cenário 11: Potência aparente total fornecida pela subestação no período de 72 horas.

Figura 54 – Cenário 11: Perdas na distribuição.

Figura 55 – Cenário 11: Potência ativa total injetada e armazenada pelos DAE's no período de 72 horas.

Figura 56 – Cenário 11: Energia total armazenada pelos DAE's no período de 72 horas.

Figura 57 – Cenário 12: Potência aparente total fornecida pela subestação no período de 72 horas.

Figura 58 – Cenário 12: Perdas na distribuição.

Figura 59 – Cenário 12: Potência ativa total injetada e armazenada pelos DAE's no período de 72 horas.

Figura 60 – Cenário 12: Energia total armazenada pelos DAE's no período de 72 horas.

LISTA DE TABELAS

Tabela I – Matriz de elasticidade cruzada de preços.

Tabela II – Matriz de elasticidade própria de preços.

Tabela III – Resultados obtidos.

LISTA DE ABREVIações E SIGLAS

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica.

DAE – Dispositivo de Armazenamento de Energia.

FR – Fonte Renovável Não Despachável.

GD – Geração Distribuída.

PCSOIM – Programação Cônica de Segunda Ordem Inteiro-Mista.

SDEE – Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica.

RD – Resposta da Demanda.

LISTA DE SÍMBOLOS

Conjuntos:

Ω_b – Conjunto de barras.

Ω_r – Conjunto de ramos.

Ω_d – Conjunto de níveis de carga.

Parâmetros:

c_i^S – Custo da energia da subestação no nível de carga d (US\$/kW.h).

\underline{E}_i^{Arm} – Energia mínima armazenada no DAE conectado na barra i.

\overline{E}_i^{Arm} – Energia máxima armazenada no DAE conectado na barra i.

\overline{I}_{ij} – Magnitude de corrente máxima admitida em um ramo ij.

\overline{N}^{DAE} – Número máximo de unidades de DAE's conectadas no sistema.

$P_{i,d}^{FR}$ – Geração de potência ativa da FR na barra i no nível de carga d (kW).

\underline{P}_i^{Arm} – Capacidade mínima de armazenamento de potência ativa do DAE na barra i (kW).

\overline{P}_i^{Arm} – Capacidade máxima de armazenamento de potência ativa do DAE na barra i (kW).

\underline{P}_i^{Inj} – Capacidade mínima de injeção de potência ativa do DAE na barra i (kW).

\overline{P}_i^{Inj} – Capacidade máxima de injeção de potência ativa do DAE na barra i (kW).

$P0_i^D$ – Demanda inicial de potência ativa total do sistema no nível de carga i (kW).

$c0_j^S$ – Custo inicial da energia da subestação no nível de carga i (US\$/kWh).

$P0_{i,d}^D$ – Demanda inicial de potência ativa na barra i no nível de carga d (kW).

$Q_{i,d}^D$ – Demanda de potência reativa na barra i no nível de carga d (kVAr).

R_{ij} – Resistência do ramo ij (Ω).

$S_{i,d}^S$ – Potência aparente máxima suportada pela subestação no nó i no nível de carga d (kVA).

\overline{V} – Magnitude de tensão máxima da barra i.

\underline{V} – Magnitude de tensão mínima da barra i.

X_{ij} – Reatância do ramo ij (Ω).

Z_{ij} – Impedância do ramo ij ($k\Omega$).

$\eta_{i,d}^{Arm}$ – Eficiência de armazenamento de energia no sistema pelo DAE da barra i no nível de carga d.

$\eta_{i,d}^{Inj}$ – Eficiência de injeção de energia no sistema pelo DAE da barra i.

$\beta_{i,d}^{Arm}$ – Taxa de autodescarregamento da bateria alocada na barra i.

Δt – Duração do intervalo de cada nível de carga (horas).

$E(i, j)$ – Coeficiente de elasticidade na matriz de tempo i x j.

$cflat_j^S$ – Custo médio ponderado de energia comprada da subestação no tempo j em (US\$/kWh).

A_j – Incentivo no tempo i em (US\$/kWh).

Variáveis:

$E_{i,d}^{Arm}$ – Energia armazenada na bateria na barra i no nível de carga d.

$I_{ij,d}$ – Magnitude da corrente no ramo ij no nível de carga d (A).

$I_{ij,d}^{qdr}$ – Quadrado de $I_{ij,d}$.

$P_{i,d}^{Arm}$ – Potência armazenada pelo DAE da barra i no nível de carga d (kW).

$P_{i,d}^{Inj}$ – Potência injetada pelo DAE da barra i no nível de carga d (kW).

$P_{i,d}^D$ – Demanda de potência ativa na barra i no nível de carga d (kW).

$P_{ij,d}$ – Fluxo de potência ativa através do ramo ij no nível de carga d (kW).

$P_{i,d}^S$ – Potência ativa comprada da subestação da barra i no nível de carga d (kW).

$Q_{ij,d}$ – Fluxo de potência reativa através do ramo ij no nível de carga d (kVAr).

$Q_{i,d}^S$ – Potência reativa comprada da subestação no nível de carga d (kVAr).

$V_{i,d}$ – Magnitude da tensão na barra i no nível de carga d (kV).

$V_{i,d}^{qdr}$ – Quadrado de $V_{i,d}$.

$e_{i,d}^{DAE}$ – Estado de operação do DAE alocado na barra i no nível de carga d.

n_i^{DAE} – Variável binária de alocação de um DAE na barra i.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	OBJETIVO	2
1.2	CONTRIBUIÇÕES	2
1.3	ESTRUTURA DO TRABALHO	2
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	3
2.1	SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA	3
2.2	RESPOSTA A DEMANDA	4
3	METODOLOGIA.....	7
3.1	OPERAÇÃO DE UM SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	7
3.2	MODELOS UTILIZADOS	ERRO! INDICADOR NÃO DEFINIDO.
3.2.1	<i>DISPOSITIVOS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA</i>	9
3.2.2	<i>FONTES RENOVÁVEIS INTERMITENTES</i>	10
3.2.3	<i>RESTRICÇÕES ADICIONAIS DE OPERAÇÃO.....</i>	11
3.2.4	<i>RESPOSTA A DEMANDA</i>	11
3.3	PROBLEMA DE OTIMIZAÇÃO PCSOIM	16
4	VALIDAÇÃO DO MODELO DE OPERAÇÃO ÓTIMA	18
5	RESULTADOS	24
5.1	RESULTADOS SEM ALOCAÇÃO	24
5.1.1	<i>ELASTICIDADE CRUZADA DE PREÇOS</i>	24
5.1.2	<i>ELASTICIDADE PRÓPRIA DE PREÇOS.....</i>	28
5.2	RESULTADOS COM ALOCAÇÃO	32
5.2.1	<i>ELASTICIDADE CRUZADA DE PREÇOS</i>	32
5.2.2	<i>ELASTICIDADE PRÓPRIA DE PREÇOS.....</i>	37
5.3	RESULTADOS COMPILADOS.....	42
5.4	DISCUSSÃO DOS RESULTADOS	44
6	CONCLUSÕES.....	46
6.1	TRABALHOS FUTUROS	47
7	REFERÊNCIAS.....	48

1 INTRODUÇÃO

As principais fontes de geração de energia elétrica atuais são distantes dos centros urbanos e necessitam de linhas de transmissão e distribuição para transportarem a energia gerada até a carga, e um sistema com esta característica é conhecido como sistema de geração centralizado. Com o desenvolvimento de novas tecnologias e a modernização da sociedade, a demanda por energia vem aumentando, tornando esse sistema tradicional cada vez mais sobrecarregado. A mudança de um sistema centralizado para um sistema que também utiliza geração distribuída (GD), ou seja, um sistema em que a geração está próxima da carga, pode aliviar a rede no que se refere a excesso de demanda (LI; GE; LIU, 2012).

De acordo com Tani, Camara, Dakyo (2012), a geração distribuída atualmente é baseada em energias renováveis. Diferente dos geradores a diesel que produzem energia elétrica através da queima de combustível fóssil, as fontes que estão sendo estudadas e aplicadas neste trabalho são a eólica e a fotovoltaica. Ambas as gerações não emitem poluentes e nem necessitam da queima de combustíveis fósseis. Porém, as gerações eólica e fotovoltaica dependem de fatores não controláveis como intensidade do vento e intensidade da radiação solar, respectivamente.

Essa incerteza de geração é conhecida como intermitência e pode ser um fator negativo na implementação de um sistema de geração de energia, pois em momentos em que a demanda de energia do usuário é menor do que a quantidade de energia gerada, a energia excedente é devolvida para rede o que pode ocasionar em uma sobrecarga do sistema. O inverso também é um problema, caso o usuário esteja no pico da sua demanda e as fontes não estejam gerando ou estejam gerando muito pouco, haverá falta de energia (ATIA; YAMADA, 2015).

Uma das soluções para o problema da intermitência na geração é a implementação de dispositivos de armazenamento de energia, como por exemplo, bancos de baterias. Esses dispositivos são capazes de armazenar a energia excedente e fornecê-la em um momento que seja mais propício à rede (FARZIN; FOTUHI-FIRUZABAD; MOEINI-AGHTAIE, 2016).

Outra estratégia para aliviar a rede em horário de pico é a implementação de um programa de resposta da demanda (RD). Estes programas promovem a variação do preço da energia em determinados horários, incentivando o consumidor a mudar seu hábito de consumo, comprando energia em horários alternativos, nos quais o custo de geração é menor. Os programas de RD costumam a ser baseados em preços ou em incentivos (FERRAZ, 2016).

1.1 OBJETIVO

Este trabalho tem como objetivo desenvolver um modelo matemático de otimização para a operação de uma rede de distribuição, quando existe a conexão de sistemas de geração fotovoltaica, dispositivos de armazenamento de energia (DAE's) e RD, a fim de minimizar os custos de operação da rede e os custos de compra de energia elétrica por parte do consumidor sujeito a restrições de operação e físicas do sistema.

1.2 CONTRIBUIÇÕES

Este trabalho propõe um modelo em programação cônica de segunda ordem inteiramista (PCSOIM) para minimizar os custos de operação da rede e os custos de compra de energia elétrica por parte do consumidor sujeito a restrições de operação e físicas dos sistemas de distribuição de energia elétrica, considerando a conexão de geração fotovoltaica, operação e alocação de DAE's e um programa de RD baseado tanto em elasticidade cruzada de preços como em elasticidade própria de preços. Diferentemente do que já vem sendo apresentado pela literatura especializada, este modelo é determinístico, considerando a variação da carga no tempo, o que torna o problema mais simples e com menor custo computacional para ser resolvido.

1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO

No Capítulo 2 é apresentada a revisão bibliográfica, no Capítulo 3 a metodologia utilizada neste trabalho, no Capítulo 4 a validação do modelo base utilizado neste trabalho, no Capítulo 5 os resultados obtidos, no Capítulo 6 as conclusões e no Capítulo 7 as referências bibliográficas.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

Em Srivastava, Kumar, Schulz (2012), foram avaliados os impactos técnicos da inserção da geração distribuída associada a sistemas de armazenamento de energia na rede de distribuição. Para avaliar a qualidade da energia da rede, o autor utilizou quatro indicadores de qualidade: desvio de velocidade do rotor; duração de oscilação; a resposta do ângulo do rotor do gerador durante a falta; e a tensão no terminal da geração distribuída. Concluiu-se que a inserção de geração distribuída na rede pode gerar instabilidade do sistema quando não associada a armazenadores de energia. Em períodos quando a demanda de energia é menor que a geração, os sistemas de armazenamento de energia atuam armazenando a energia gerada em excesso, evitando, assim, a sobrecarga do sistema.

Em Mallol-Poyato et al. (2015), foi estudado um modelo matemático, baseado em hiper-heurística para descarga ótima de bancos de baterias em uma micro-rede. Nesse estudo em específico, o autor utilizou dois cenários distintos em Alcalá de Henares na Espanha. Para o primeiro cenário, o autor conseguiu uma redução de 5,01% do consumo de energia da rede da concessionária, utilizando a descarga ótima do banco de baterias em comparação com um sistema não otimizado. Para o segundo cenário, conseguiu-se uma redução de 5,73%. O trabalho concluiu que uma gestão ótima de descarga da bateria em uma micro-rede gera reduções significativas no consumo de energia da concessionária.

Em De Camargo (2016), foi desenvolvido um modelo matemático de programação cônica de segunda ordem inteira mista para alocação e operação ótima de dispositivos de armazenamento de energia em sistemas de distribuição de energia elétrica. O modelo desenvolvido localiza a melhor posição de instalação dos DAE's no sistema, bem como seu ciclo de operação ótima. No trabalho, foi avaliado um cenário com 11 barras. O modelo foi escrito na linguagem AMPL e resolvido com o *solver* comercial CPLEX.

Já em Macedo et al. (2015), foi desenvolvido um modelo matemático de programação linear inteira mista e um modelo matemático de programação cônica de segunda ordem inteira mista para operação ótima de um sistema de distribuição, considerando armazenadores de energia e geração distribuída. Neste modelo, foram testados cenários com

redes de 11 e 42 barras. O modelo foi escrito em AMPL e resolvido com o *solver* comercial CPLEX.

Em Xu, Shen (2018), foi proposto um modelo de operação ótima de uma micro-rede, considerando gerenciamento de carga baseado em um sistema de armazenamento múltiplo de energia para minimizar os custos de compra de energia. Este ainda mantinha o controle do estado de carga do armazenador de energia, bem como o equilíbrio entre oferta e demanda da micro-rede. O modelo foi simulado com uma micro-rede de 5 barras.

Em Ashtiani, Gholami, Gharehpetian (2014), foi proposto um modelo de alocação de armazenadores de energia em uma micro-rede com 37 barras, geradores de energia renovável e capacidade de alocação de até quatro dispositivos de armazenamento de energia. O objetivo do trabalho é a minimização do custo de compra de energia da subestação. O modelo retornou uma redução de 20% em relação à mesma micro-rede sem a inserção dos dispositivos de armazenamento de energia.

Em Celli *et al.* (2009), foi desenvolvida uma ferramenta de planejamento do sistema de distribuição de média tensão que define a alocação e operação ótima de armazenadores de energia, com o foco na redução de custos de operação da rede. O programa foi baseado em algoritmo genético e programação dinâmica, e retornou uma redução de mais de 14% em relação a mesma rede sem os armazenadores de energia.

Em Levron, Guerrero, Beck (2013), foi proposto um algoritmo para o gerenciamento de energia dos DAE's em micro-redes conectadas a rede, considerando não somente o limite de armazenamento de energia dos DAE's, mas também como os limites de corrente, tensão e potência do sistema. A energia armazenada é controlada para conseguir um balanço entre demanda e geração renovável visando a minimização do custo de compra de energia da rede pelo consumidor.

2.2 RESPOSTA DA DEMANDA

Em Dietrich *et al.* (2012), um sistema elétrico com alta inserção de geração eólica é modelado por um problema de pré-inserção com o intuito de reduzir os custos operacionais. Para este sistema, foram considerados cortes de pico e mudança de demanda. Para este último, foram considerados dois casos: mudança de demanda realizada pelo operador do

sistema, e mudança feita pelo consumidor final, reagindo à elasticidade dos preços. O modelo é testado no cenário de sistema de potência isolado em Gran Canária na Espanha. O trabalho conclui que é possível uma redução de 30% dos custos operacionais em sistemas isolados com alta incidência de geração eólica, utilizando gestão da procura.

Em Aalami, Yousefi, Parsa Moghadam (2008), foi desenvolvido um modelo para diminuir o período de pico de carga no sistema elétrico iraniano. Neste modelo, os autores focaram no uso das ferramentas de Tempo-de-Uso (*Time-of-Use*, TOU) e no Programa de Resposta da Demanda Emergencial (*Emergency Demand Response Program*, ERDP) simultaneamente, considerando modelos de período simples e multi períodos, baseado no conceito de elasticidade da carga. Concluiu-se que é possível reduzir a carga em períodos de pico utilizando os modelos de maneira individual, porém, obtém-se uma melhor RD aplicando os modelos de maneira conjunta.

Em Geramifar, Shahabi, Barforoshi (2017), foi proposto um modelo estocástico em dois níveis para operação ótima de um micro-rede, tanto em sistemas conectados na rede quanto ilhados. Neste modelo, são consideradas a intermitência da geração eólica, preço da eletricidade em tempo real e demanda de carga. Em um primeiro estágio, o modelo provisiona a energia a ser adquirida do mercado no dia seguinte e as condições das fontes de geração distribuída. No segundo estágio, é obtida a energia comprada em tempo real e a operação dos geradores distribuídos. O problema foi modelado usando programação linear inteira mista e resolvido pelo solver comercial CPLEX. Foi concluído que o recurso de RD gera uma economia significativa na operação, principalmente em condições de emergência, como no modo ilhado.

Em Asensio *et al.* (2018a) e Asensio *et al.* (2018b), é proposto um modelo de planejamento de expansão de um sistema isolado com a inserção de RD e armazenadores de energia. Este se trata de um problema estocástico que visa à maximização do benefício social líquido. Para que possa ser solucionado em um solver comercial é criado um programa linear inteiro-misto determinístico associado. O sistema resulta na alocação e dimensionamento ótimo de unidades de armazenamento de energia e dos ativos de distribuição a serem instalados, reforçados ou substituídos. O trabalho conclui que com a inserção da resposta a demanda no planejamento elétrico do sistema é possível substituir a expansão dos sistemas de geração e distribuição e também contribuir com o aumento de inserção de fontes renováveis no sistema.

Em De Jonghe, Hobbs, Belmans (2012), foi proposto um modelo em programação linear de minimização de custo de investimento que incorpora restrições de operação dos geradores e da resposta a curto prazo dos consumidores aos preços de eletricidade. Foi possível concluir que a RD amortece os períodos de pico de demanda o que reduz os investimentos de expansão baseados nestes tais períodos. Além disto, é possível observar um preenchimento nas zonas de vale de demanda, o que resulta em uma diminuição do problema de elevada geração impulsionando a oportunidade de maior inserção de geradores eólicos na rede.

Neste trabalho, o problema de alocação e operação ótima de dispositivos de armazenamento de energia em sistemas de distribuição de energia elétrica considerando resposta da demanda, foi modelado matematicamente como um problema de PCSOIM. Foram testados seis cenários com DAE's fixos em duas barras distintas, separados em três grupos, com cada grupo contendo uma diferente função objetivo. A primeira função objetivo consiste em minimizar o custo de compra de energia elétrica pelo consumidor, a segunda função objetivo consiste em minimizar os custos com perdas de energia elétrica no sistema, e a terceira função objetivo consiste em minimizar os custos com compra de energia elétrica mais os custos com perdas de energia elétrica no sistema. Para cada função objetivo foram utilizadas duas matrizes de elasticidade de preços diferentes: a elasticidade própria de preços e a elasticidade cruzada. Após, foram testados estes mesmos cenários, porém, desafixando os DAE's e permitindo que o modelo os aloque conforme necessidade. Estes 12 cenários foram testados e os resultados foram dispostos em uma tabela e analisados. Diferentemente dos trabalhos encontrados na literatura, este não somente compara diversos cenários, como também é um modelo determinístico que considera a variação da carga no tempo, que faz o problema ser resolvido de maneira mais simples e com menos processamento computacional.

3 METODOLOGIA

Neste capítulo, é proposto um modelo matemático para operação ótima de um sistema de distribuição de energia elétrica, considerando alocação de dispositivos armazenadores de energia, fontes renováveis, geradores distribuídos despacháveis e resposta da demanda.

Foi adotado como base para o modelo proposto, o trabalho do Macedo et al. (2015) de operação ótima de um sistema de distribuição de energia elétrica. A contribuição deste trabalho será destacada em 4.2.3 onde é inserida a resposta da demanda no sistema.

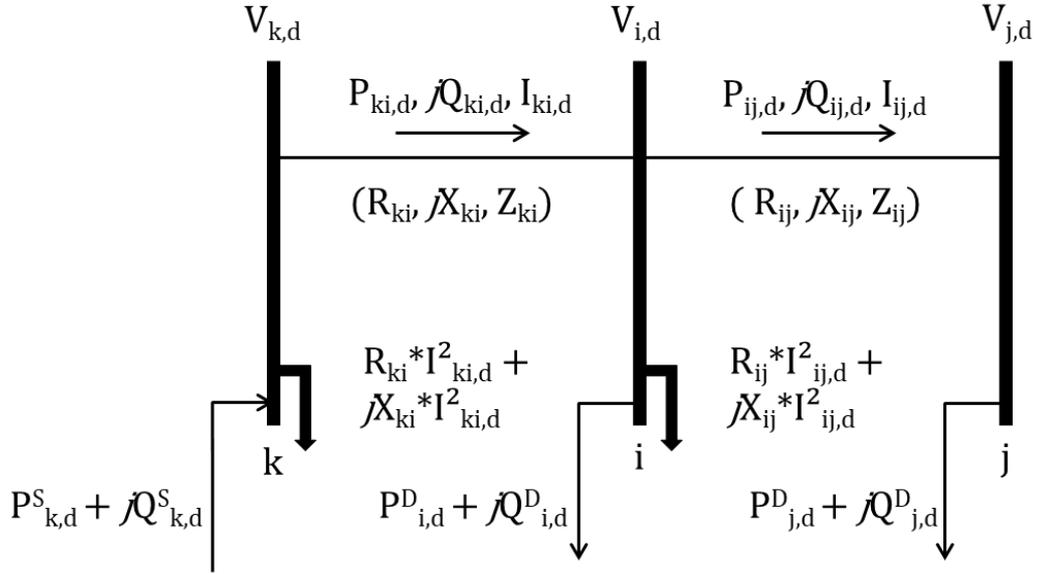
3.1 OPERAÇÃO DE UM SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

É adotado em alguns trabalhos encontrados na literatura, como em De Camargo (2016), Franco et al. (2011), Macedo et al. (2015), Ribeiro (2013), algumas premissas para se representar um sistema de distribuição de energia elétrica:

- a) As perdas de potência ativa e reativa de um ramo ij são concentradas em uma barra i ;
- b) O circuito é representado pelo seu equivalente monofásico e o sistema é balanceado;
- c) As potências ativa e reativa constantes do sistema de distribuição são representações das demandas de cargas;

A Figura 1 representa uma parte de um sistema de distribuição. O termo $V_{i,d}$ representa a magnitude de tensão da barra i no nível de carga d . O termo $I_{ij,d}$ descreve o fluxo de corrente do ramo ij no nível de carga d . Já $P_{ki,d}$ e $P_{ij,d}$ simbolizam os fluxos de potência ativa e $Q_{ki,d}$ e $Q_{ij,d}$ representam os fluxos de potência reativa entre as barras k e j no nível de carga d . $P_{i,d}^S$ e $Q_{i,d}^S$ exprimem as potências ativa e reativa da subestação e $P_{i,d}^D$ e $Q_{i,d}^D$ correspondem às potências ativas e reativas demandadas na barra i no nível de carga d . Os termos R_{ij} , X_{ij} , Z_{ij} , referem-se, respectivamente, à resistência, reatância e impedância do ramo ij . As perdas de potência ativa e reativa do ramo ij são representadas respectivamente por $R_{ij} * I_{ij,d}^2$ e $X_{ij} * I_{ij,d}^2$ e ambas concentradas na barra i .

Figura 1 - Sistema de distribuição com 3 barras.



Fonte: Adaptado de Ribeiro, (2013).

Os balanços de potência ativa e reativa estão representadas nas equações (1) e (2) respectivamente. A magnitude da queda de tensão é calculada pela equação (3) e a magnitude do fluxo de corrente é calculada pela equação (4). Os conjuntos de barras, ramos e níveis de cargas do sistema são representados respectivamente, por: Ω_b , Ω_r e Ω_d .

$$\sum_{ki \in \Omega_r} P_{ki,d} - \sum_{ij \in \Omega_r} (P_{ij,d} + R_{ij} I_{ij,d}^2) + P^S_{i,d} = P^D_{i,d} \quad \forall i \in \Omega_b, \forall d \in \Omega_d \quad (1)$$

$$\sum_{ki \in \Omega_r} Q_{ki,d} - \sum_{ij \in \Omega_r} (Q_{ij,d} + X_{ij} I_{ij,d}^2) + Q^S_{i,d} = Q^D_{i,d} \quad \forall i \in \Omega_b, \forall d \in \Omega_d \quad (2)$$

$$V^2_{i,d} - V^2_{j,d} = 2(R_{ij} P_{ij,d} + X_{ij} Q_{ij,d}) + Z_{ij} I_{ij,d}^2 \quad \forall ij \in \Omega_r, \forall d \in \Omega_d \quad (3)$$

$$I^2_{ij,d} = \frac{P^2_{ij,d} + Q^2_{ij,d}}{V^2_{i,d}}$$

$$\forall ij \in \Omega_r, \forall d \in \Omega_d \quad (4)$$

3.2 DISPOSITIVOS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

De acordo com Camargo, Castro, Lavorato (2016), os dispositivos de armazenamento de energia são benéficos principalmente em dois momentos:

- Quando a geração é superior à demanda do sistema;
- Quando o custo da energia comprada pela subestação e/ou geradores distribuídos é inferior à de quando há o pico de demanda.

A funcionalidade do modelo é dada pelas equações de (5) a (10), sendo que as equações de (5) a (7) são as equações responsáveis pela alocação dos DAE's e as equações de (8) a (10) pela operação. Na equação (5), a energia armazenada pelo DAE é restrita a seus limites superior e inferior. A variável n_i^{DAE} é binária e tem como objetivo indicar se o DAE está conectado ou desconectado do sistema. Caso $n_i^{DAE} = 0$, significa que não conexão do DAE com a rede. A equação (6) impõe que o somatório de DAE's conectados ao sistema tem que ser menor ou igual ao número máximo permitido de DAE's. A equação (7) estabelece que o DAE comece a operar no tempo 1 totalmente descarregado, ou seja, sua energia armazenada é igual a 0 no início da simulação. As equações (8) e (9) apresentam os limites inferiores e superiores, respectivamente, das potências injetada e armazenada pelo DAE, sendo que a variável binária $e_{i,d}^{DAE}$ indica se o DAE está injetando ou armazenando potência na rede. A equação (10) representa o balanceamento de potência injetada e armazenada pelo DAE, sendo que os parâmetros $\eta_{i,d}^{Arm}$ e $\eta_{i,d}^{Inj}$ representam os fatores de eficiência de armazenamento e injeção de potência, respectivamente, o Δt representa a duração do intervalo de cada nível de carga e $\beta_{i,d}^{Arm}$ a taxa de auto descarregamento da bateria.

$$\underline{E}_i^{Arm} \cdot n_i^{DAE} \leq E_{i,d}^{Arm} \leq \overline{E}_i^{Arm} \cdot n_i^{DAE}$$

$$\forall i \in \Omega_b, \forall d \in \Omega_d \quad (5)$$

$$\sum_{i \in \Omega_b} n_i^{DAE} \leq \bar{N}^{DAE}$$

$$\forall i \in \Omega_b \quad (6)$$

$$E_{i,1}^{Arm} = 0$$

$$\forall i \in \Omega_b, \forall d \in \Omega_d \quad (7)$$

$$\underline{P}_i^{Inj} \cdot e_{i,d}^{DAE} \leq P_{i,d}^{Inj} \leq \bar{P}_i^{Inj} \cdot e_{i,d}^{DAE}$$

$$\forall i \in \Omega_b, \forall d \in \Omega_d \quad (8)$$

$$\underline{P}_i^{Arm} \cdot (1 - e_{i,d}^{DAE}) \leq P_{i,d}^{Arm} \leq \bar{P}_i^{Arm} \cdot (1 - e_{i,d}^{DAE})$$

$$\forall i \in \Omega_b, \forall d \in \Omega_d \quad (9)$$

$$E_{i,d}^{Arm} = E_{i,d-1}^{Arm} + \eta_{i,d}^{Arm} \cdot \Delta t \cdot P_{i,d}^{Arm} \cdot \left(\frac{1}{\eta_{i,d}^{Inj}} \right) \cdot \Delta t \cdot P_{i,d}^{Inj} - \beta_{i,d}^{Arm} \cdot \Delta t \cdot E_{i,d}^{Arm}$$

$$\forall i \in \Omega_b, \forall d \in \Omega_d \quad (10)$$

3.3 FONTES RENOVÁVEIS INTERMITENTES

Com a contínua expansão da demanda por energia elétrica, outras fontes de geração de energia vêm sendo implementadas. Quando as fontes geradores estão próximas ao consumidor, estas levam o nome de geração distribuída. Além disto, com a preocupação com o meio ambiente e o futuro energético mundial, estas tecnologias tendem a ser desenvolvidas com fontes renováveis (FR) de geração com baixo impacto ambiental. Dentre as tecnologias existentes, as mais encontradas na literatura que levam o nome de geração distribuída e de fontes renováveis, são a fotovoltaica e a eólica. Como já mencionado, estas fontes dependem de eventos aleatórios naturais, como a irradiância solar no caso da fotovoltaica e intensidade do vento para o caso da eólica, e este comportamento é denominado intermitência.

Devido a este aspecto de geração intermitente, essas fontes de geração são caracterizadas como não despacháveis, ou seja, não são capazes de gerar energia elétrica de

maneira contínua. No modelo desenvolvido, para cada FR alocada em uma barra i , foi designado um fator de injeção de potência ativa $P_{i,d}^{FR}$ que varia conforme o tempo d . Além disto, as injeções de potência dessas fontes foram consideradas para este trabalho como parâmetros e não variáveis, como já visto em outros trabalhos na literatura (CAMARGO; CASTRO; LAVORATO, 2016; MACEDO et al., 2015).

3.4 RESTRIÇÕES ADICIONAIS DE OPERAÇÃO

Para o modelo de operação do sistema de distribuição, é necessário modelar os limites de operação e físico do sistema:

$$(P_{i,d}^S)^2 + (Q_{i,d}^S)^2 \leq (S_{i,d}^S)^2 \quad \forall i \in \Omega_b, \forall d \in \Omega_d \quad (11)$$

$$\underline{V} \leq V_{i,d} \leq \bar{V} \quad \forall i \in \Omega_b, \forall d \in \Omega_d \quad (12)$$

$$0 \leq I_{ij,d} \leq \bar{I}_{ij,d} \quad \forall ij \in \Omega_r, \forall d \in \Omega_d \quad (13)$$

A equação (11) representa o limite de potência aparente máxima fornecida pela subestação ao sistema, em que $S_{i,d}^S$ é a potência aparente da subestação. Já a equação (12) representa os limites superior e inferior de variação aceitáveis pela norma vigente ANEEL (2018) para as tensões das barras do sistema, em que \underline{V} representa a magnitude de tensão mínima da barra e \bar{V} a magnitude de tensão máxima. A equação (13) limita o fluxo de corrente entre 0 e a capacidade máxima permitida ($\bar{I}_{ij,d}$) em cada ramo.

3.5 RESPOSTA DA DEMANDA

A modulação da demanda de energia elétrica, também conhecida como resposta da demanda, pode servir como ferramenta de otimização do sistema de distribuição. Em

períodos em que o sistema está sobrecarregado é possível migrar determinadas cargas para outros períodos e aliviar o sistema. Com a inserção de energias renováveis intermitentes no sistema, a necessidade de um gerenciamento da carga torna-se maior, pois em períodos em que haja uma alta inserção de energia renovável no sistema é interessante que algumas cargas as consumam com brevidade.

Conforme Kirschen et al. (2000), a demanda tem uma relação proporcional ao preço da energia, logo, o consumidor adapta seu consumo em função do preço. A elasticidade E é calculada através da variação da demanda ΔP pela variação do preço da energia ΔC conforme equação (14).

$$E = \frac{\Delta P}{\Delta C} \quad (14)$$

De acordo com Kirschen et al. (2000), o aumento do preço da energia elétrica em um determinado horário pode causar dois efeitos simultâneos: reduzir a demanda para este mesmo horário e aumentar a demanda em um outro determinado horário. Estes efeitos podem ser representados como uma elasticidade própria negativa e uma elasticidade cruzada positiva, respectivamente, conforme equações (15) e (16).

$$\Delta P_t = E_{t,t} \cdot \Delta C_t \quad E_{t,d} \leq 0 \quad (15)$$

$$\Delta P_t = E_{t,d} \cdot \Delta C_d \quad E_{t,d} \geq 0 \quad (16)$$

Caso não haja alteração no valor total demandado ao longo do período T em questão, esta matriz elasticidade é chamada de matriz sem perdas e deve obedecer à equação (17). Caso contrário, se a demanda total for reduzida, a equação (18) deve ser respeitada.

$$\sum_{d=1}^T E_{t,d} = 0$$

$$\forall t, d \in \Omega_d \quad (17)$$

$$\sum_{d=1}^T E_{t,d} < 0$$

$$\forall t, d \in \Omega_d \quad (18)$$

As Tabelas I e II apresentam, respectivamente, as matrizes de elasticidade de preços cruzada e própria, calculadas para este trabalho através das equações de (14) a (18), conforme banco de dados de custos de compra de energia da subestação retirado do trabalho de Macedo *et al.* (2015).

Tabela I: Matriz de elasticidade cruzada de preços

Matriz de Elasticidade	Pico	Fora de Pico	Baixo
Pico	-0,4515	0,0688	0,0876
Fora de Pico	0,2116	-0,1419	0,0822
Baixo	0,2399	0,0731	-0,1698

Fonte: Autor deste trabalho.

Tabela II: Matriz de elasticidade própria de preços

Matriz de Elasticidade	Pico	F.Pico	Baixo
Pico	-0,4515	0,0000	0,0000
F.Pico	0,0000	-0,1419	0,0000
Baixo	0,0000	0,0000	-0,1698

Fonte: Autor deste trabalho.

De acordo com Aalami, Yousefi, Parsa Moghadam (2008) os programas de resposta da demanda podem ser divididos em dois grupos: programas baseados em incentivos e programas baseados em tempo. Para cada um desses grupos existem alguns subgrupos conforme mostrado abaixo:

A. Programas baseado em incentivo:

- a. Controle Direto de Carga (*Direct Load Control, DLC*);
 - b. Serviço capaz de Interromper / Reduzir (*Interruptible/curtailable service, I/C*);
 - c. Oferta de Demanda e Recompra (*Demand Bidding/ Buy Back*);
 - d. Programa de Resposta da Demanda Emergencial (*Emergency Demand Response Program, EDRP*);
 - e. Programa de Mercado de Capacidades (*Capacity Market Program, CAP*);
 - f. Mercado de Serviços Auxiliares (*Ancillary Service Markets, A/S*);
- B. Programas baseados em tempo:
- a. Programa de Tempo-de-Uso (*Time-of-Use, TOU*);
 - b. Programa de Preços em Tempo Real (*Real Time Pricing, RTP*);
 - c. Programa de Preço Crítico de Pico (*Critical Peak Pricing, CPP*);

Para este trabalho, será considerado apenas o programa de resposta da demanda baseado em tempo de uso (TOU). Neste, geralmente o preço da energia elétrica é menor em períodos de baixa carga, moderado em períodos fora de pico e maior em períodos de pico. Aplicando este programa, os consumidores aptos a mudança de demanda tendem a reduzir o consumo no período de pico e distribuí-la nos períodos de baixa carga e fora de pico. Este programa pode ser representado matematicamente pela equação (19) (Aalami; Yousefi; Parsa Moghadam, 2008).

$$P_{i,d}^D = P0_{i,d}^D \cdot \left[1 + \left(\sum_{d=i}^T E_{t,d} \right) \cdot \frac{c_d^S - cflat_d^S}{cflat_d^S} \right]$$

$$\forall i \in \Omega_b, \forall d, t \in \Omega_d \quad (19)$$

Os termos $P_{i,d}^D$ e $P0_{i,d}^D$ representam, respectivamente, a demanda calculada após aplicado o programa de resposta da demanda e a demanda antes de executado o programa. O termo $E_{i,j}$ representa o coeficiente de elasticidade preço, c_j^S representa o custo da energia

naquele determinado período e $cflat_j^S$ representa o custo médio de energia no período total analisado (T).

Em Asensio *et al.* (2018a) a equação (19) é representada de outra maneira, conforme mostrado nas equações de (20) a (24). A equação (20) apresenta o cálculo da variação de demanda positiva ($dr_{i,d}^+$). A equação (21) mostra a variação da demanda negativa ($dr_{i,d}^-$). A equação (22) representa os limites positivo e negativo da variação da demanda ($dr_{i,d}$). A equação (23) apresenta o cálculo da nova demanda ($P_{i,d}^D$) a partir da demanda original ($P0_{i,d}^D$) mais a variação da demanda. A equação (24) garante que a somatório da variação total da demanda no período seja igual a 0.

$$-M \cdot (1 - z_d^{dr}) \leq dr_{i,d}^+ - \sum_{d=1}^T \left(\frac{E_{t,d} \cdot P0_{i,d}^D}{\Delta t} \right) \cdot \frac{c_d^S - cflat_d^S}{cflat_d^S} \leq (1 - z_d^{dr}) \cdot M$$

$$\forall i \in \Omega_b, \forall d, t \in \Omega_d \quad (20)$$

$$-M \cdot (1 - z_d^{dr}) \leq dr_{i,d}^- - \sum_{d=1}^T \left(\frac{E_{t,d} \cdot P0_{i,d}^D}{\Delta t} \right) \cdot \frac{c_d^S - cflat_d^S}{cflat_d^S} \leq (1 - z_d^{dr}) \cdot M$$

$$\forall i \in \Omega_b, \forall d, t \in \Omega_d \quad (21)$$

$$dr_{i,d}^- \leq dr_{i,d} \leq dr_{i,d}^+$$

$$\forall i \in \Omega_b, \forall d \in \Omega_d \quad (22)$$

$$P_{i,d}^D = P0_{i,d}^D + dr_{i,d}$$

$$\forall i \in \Omega_b, \forall d \in \Omega_d \quad (23)$$

$$\sum_{d=1}^T dr_{i,d} = 0$$

$$\forall i \in \Omega_b, \forall d \in \Omega_d \quad (24)$$

3.6 PROBLEMA DE OTIMIZAÇÃO PCSOIM

Para se obter um modelo PCSOIM, é necessária a substituição de algumas variáveis e a modificação de algumas restrições não lineares para convexas (De Camargo (2016)). As variáveis $I^2_{ij,d}$ e $V^2_{i,d}$ são transformadas em $I_{ij,d}^{qdr}$ e $V_{i,d}^{qdr}$, respectivamente. Sendo assim, as equações (1), (2) e (3) passam a ser lineares:

$$\sum_{ki \in \Omega_r} P_{ki,d} - \sum_{ij \in \Omega_r} (P_{ij,d} + R_{ij} \cdot I_{ij,d}^{qdr}) + P_{i,d}^S + P_{i,d}^{FR} + P_{i,d}^{Inj} - P_{i,d}^{Arm} = P_{i,d}^D$$

$$\forall i \in \Omega_b, \forall d \in \Omega_d \quad (25)$$

$$\sum_{ki \in \Omega_r} Q_{ki,d} - \sum_{ij \in \Omega_r} (Q_{ij,d} + X_{ij} \cdot I_{ij,d}^{qdr}) + Q_{i,d}^S + Q_{i,d}^{FR} + Q_{i,d}^{BC} = Q_{i,d}^D$$

$$\forall i \in \Omega_b, \forall d \in \Omega_d \quad (26)$$

$$V^{qdr}_{i,d} - V^{qdr}_{j,d} = 2(R_{ij}P_{ij,d} + X_{ij}Q_{ij,d}) + Z_{ij}I^{qdr}_{ij,d}$$

$$\forall ij \in \Omega_r, \forall d \in \Omega_d \quad (27)$$

Assim, as equações de limite de corrente e tensão (12) e (13) são reescritas:

$$\underline{V}^2 \leq V_{i,d}^{qdr} \leq \bar{V}^2$$

$$\forall i \in \Omega_b, \forall d \in \Omega_d \quad (28)$$

$$0 \leq I_{ij,d}^{qdr} \leq \bar{I}^2_{ij,d}$$

$$\forall ij \in \Omega_r, \forall d \in \Omega_d \quad (29)$$

A equação (4) continuará não linear, pois contém a multiplicação de duas variáveis ao quadrado, mas pode ser substituída pela equação (30).

$$I_{ij,d}^{qdr} = \frac{P^2_{ij,d} + Q^2_{ij,d}}{V_{i,d}^{qdr}}$$

$$\forall ij \in \Omega_r, \forall d \in \Omega_d \quad (30)$$

Logo, é necessário que a equação (30) seja relaxada para que seja obtida a convexidade do modelo, obtendo, assim, as restrições cônicas de segunda ordem.

$$I_{ij,d}^{qdr} \geq \frac{P_{ij,d}^2 + Q_{ij,d}^2}{V_{i,d}^{qdr}} \quad \forall ij \in \Omega_r, \forall d \in \Omega_d \quad (31)$$

As equações de (32) a (34) representam, respectivamente, as funções objetivos para minimização dos custos de compra de energia da subestação pelo consumidor, minimização do custo com perdas operacionais na rede, e a minimização do custo de compra de energia da subestação pelo consumidor com o custo com perdas operacionais na rede.

$$\min \sum_{\substack{i \in \Omega_b \\ d \in \Omega_d}} c_d^S \cdot P_{i,d}^S \cdot \Delta t \quad (32)$$

$$\min \sum_{\substack{ij \in \Omega_r \\ d \in \Omega_d}} c_d^S \cdot R_{ij} \cdot I_{ij,d}^{qdr} \cdot \Delta t \quad (33)$$

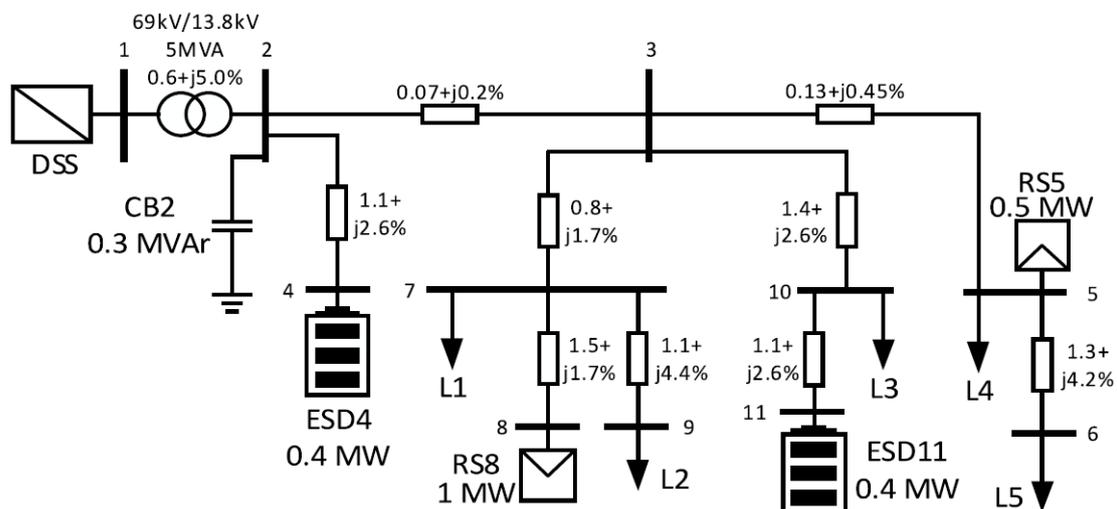
$$\min \sum_{\substack{i \in \Omega_b \\ d \in \Omega_d}} c_d^S \cdot P_{i,d}^S \cdot \Delta t + \sum_{\substack{ij \in \Omega_r \\ d \in \Omega_d}} c_d^S \cdot R_{ij} \cdot I_{ij,d}^{qdr} \cdot \Delta t \quad (34)$$

4 VALIDAÇÃO DO MODELO DE OPERAÇÃO ÓTIMA

O modelo matemático PCSOIM foi escrito na linguagem de modelagem matemática AMPL (“*A Mathematical Programming Language*”). Com esta linguagem, é possível desenvolver modelos que resolvam problemas de otimização, além de ter sido projetada para que sua linguagem seja mais próxima às notações algébricas comumente utilizadas (Fourer *et al.*, 1990). O solver comercial utilizado para resolução do problema foi o CPLEX (IBM ILOG CPLEX, 2010).

Para validação do modelo base, foram utilizados os parâmetros do trabalho de Macedo *et al.* (2015) e comparado os resultados. Para esta simulação, foi considerado um sistema de 11 barras, conforme Figura 2. Neste sistema, os DAE’s foram fixados nas barras 4 e 11, as fontes de geração renováveis nas barras 5 e 8, o banco de capacitores na barra 2, a subestação na barra 1 e as cargas nas barras 5, 6, 7, 9 e 10. Não foi utilizado para este caso, os modelos de resposta da demanda e alocação ótima dos DAE’s. A função objetivo utilizada para este caso foi a equação (32) e as restrições foram as equações de (5) a (13), (25) a (29) e a (31).

Figura 2 - Sistema de distribuição com 11 barras.



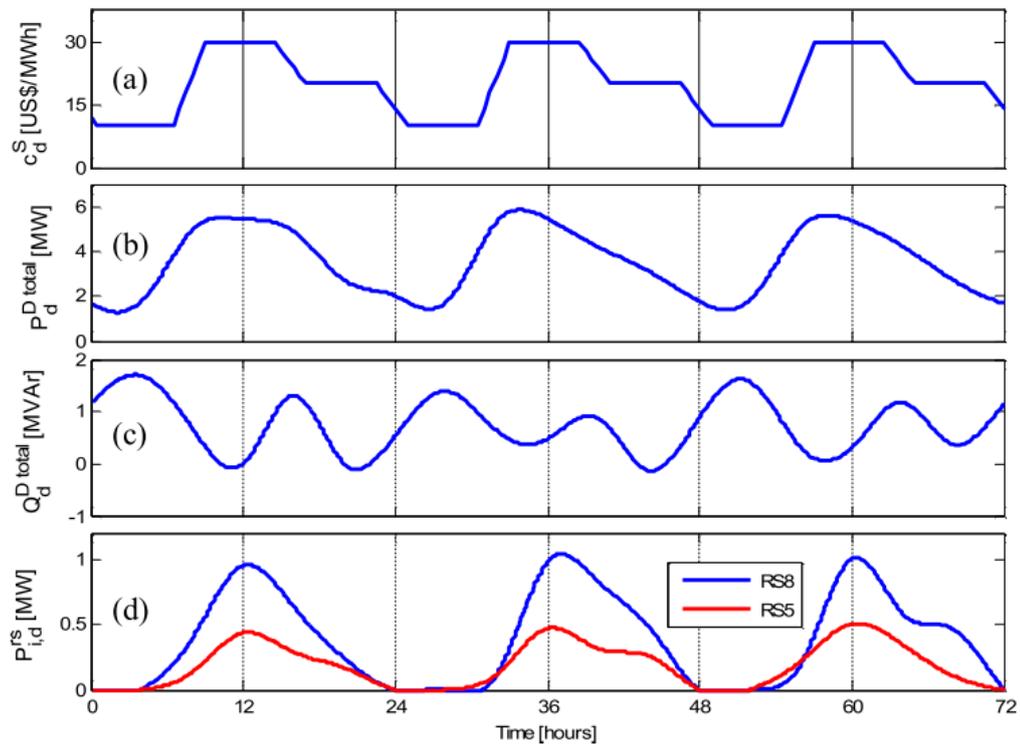
Fonte: MACEDO *et al.* (2015)

A Figura 3 mostra o gráfico dos dados de entrada utilizados por Macedo *et al.* (2015). O parâmetro c_d^S representa o custo da compra de energia ao longo de 72 horas. Os parâmetros P_d^{Dtotal} e Q_d^{Dtotal} representam, respectivamente, os valores totais de potência ativa e reativa demandada no sistema. O parâmetro $P_{i,d}^{rs}$ representa a potência ativa injetada

no sistema pelos geradores renováveis, sendo a linha vermelha referente ao gerador da barra 5 e a linha azul o gerador da barra 8.

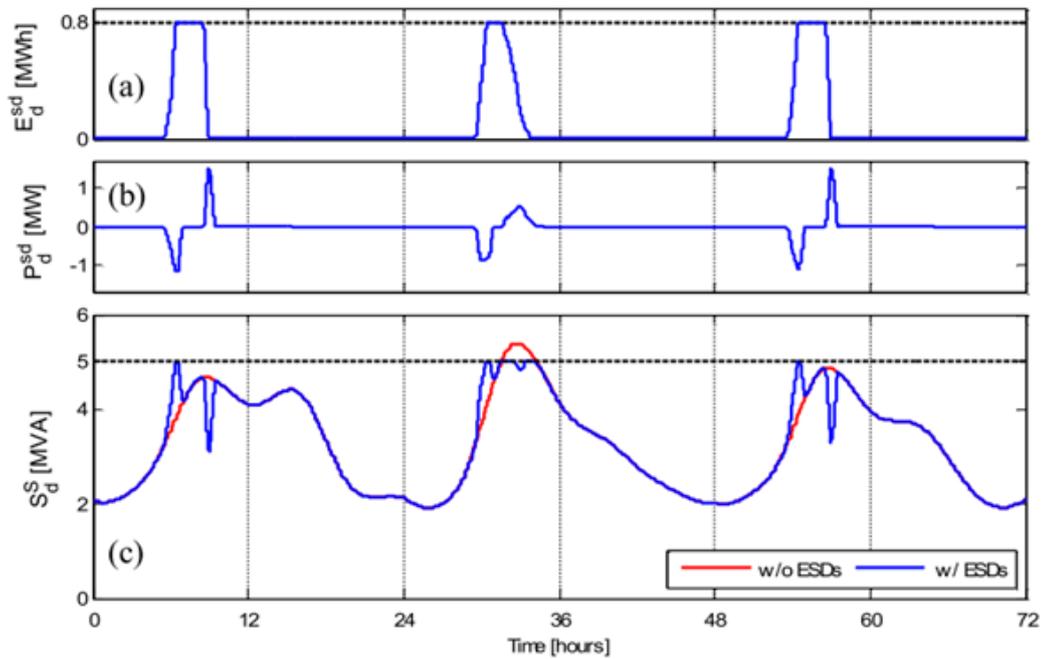
A Figura 4 apresenta os resultados obtidos por Macedo *et al.* (2015). A variável E_d^{sd} representa o gráfico de energia total armazenada pelo DAE no período de tempo de 72 horas. A variável P_d^{sd} representa a potência ativa total injetada (parte positiva) e armazenada (parte negativa). A variável S_d^s representa a potência aparente total fornecida pela subestação ao sistema, sendo a linha azul considerando exatamente o sistema de 11 barras da Figura 2 e a linha vermelha considerando o mesmo sistema, porém, sem os DAE's e com o limite de potência da subestação em 10 MVA (para que seja possível suprir a carga total demandada). É possível notar que com a inserção dos DAE's aumentaram os picos de demanda da subestação ao longo do tempo, porém, estes picos não excederam a potência total de 5 MVA da subestação.

Figura 3 – Parâmetros do modelo PCSOIM de um Sistema de distribuição com 11 barras.



Fonte: Macedo *et al.* (2015)

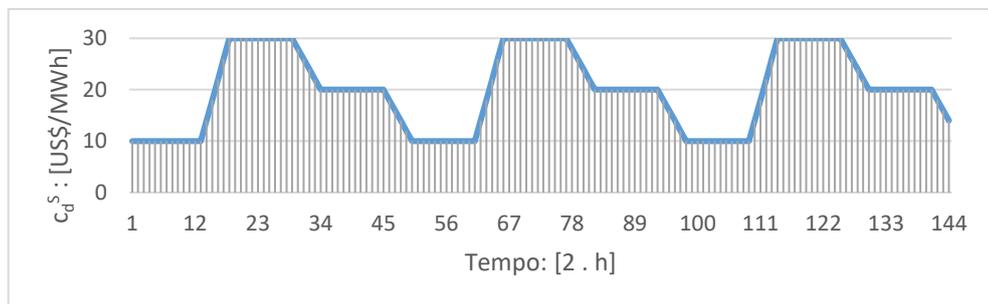
Figura 4 – Resultados do modelo PCSOIM de um Sistema de distribuição com 11 barras.



Fonte: Macedo *et al.* (2015)

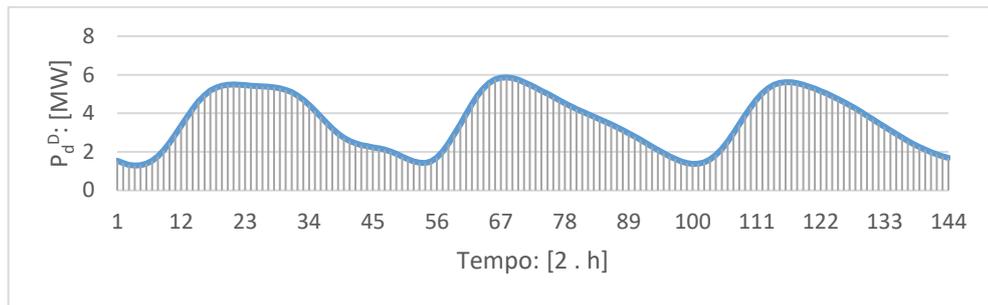
As Figuras de 5 a 8 representam os gráficos dos parâmetros utilizados neste trabalho. A Figura 5 é o custo de compra da energia no período de 72 horas. A Figura 6 é o gráfico da potência ativa demandada pelo sistema e Figura 7 é o gráfico de potência reativa demanda pelo sistema. A Figura 8 é o gráfico de potência ativa gerada pelas fontes renováveis e injetada no sistema, sendo a linha preta referente ao gerador da barra 8 e a vermelha da barra 5.

Figura 5 – Custo de compra da energia elétrica ao longo de 72 horas.



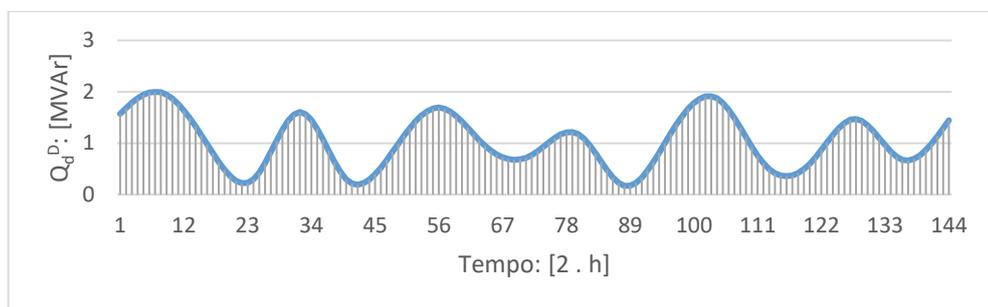
Fonte: Autor deste trabalho.

Figura 6 – Potência ativa total demanda pelo sistema ao longo de 72 horas.



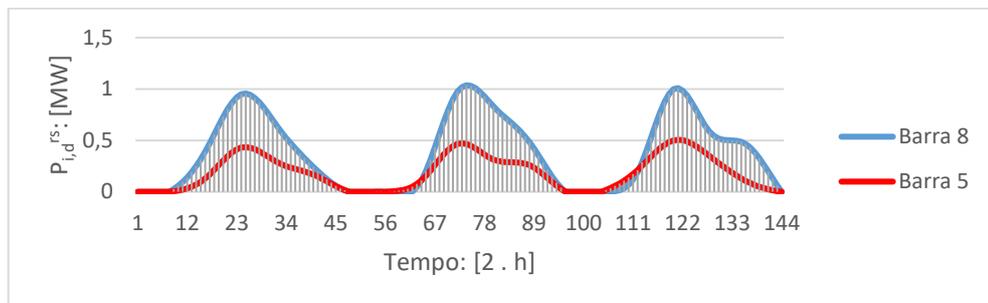
Fonte: Autor deste trabalho.

Figura 7 – Potência reativa total demanda pelo sistema ao longo de 72 horas.



Fonte: Autor deste trabalho.

Figura 8 – Potência ativa gerada pelas fontes renováveis das barras 8 e 5.

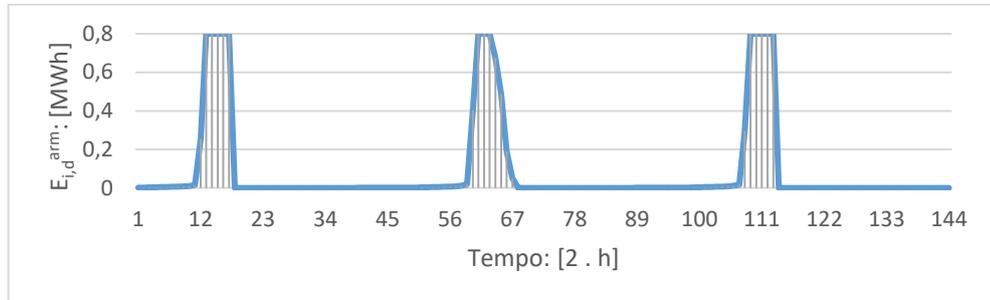


Fonte: Autor deste trabalho.

As Figuras de 9 a 12 representam os resultados obtidos pelo autor deste trabalho. A Figura 9 é referente a energia total armazenada pelos DAE's pelo período de 72 horas. A Figura 10 apresenta as potências ativas injetadas e armazenadas pelos DAE's na rede. A Figura 11 mostra a comparação da potência aparente fornecida pela subestação, considerando o sistema de 11 barras apresentado na Figura 2 (linha preta) e o sistema de 11 barras sem os DAE's e com a potência máxima da subestação em 10 MVA (linha vermelha). A linha tracejada

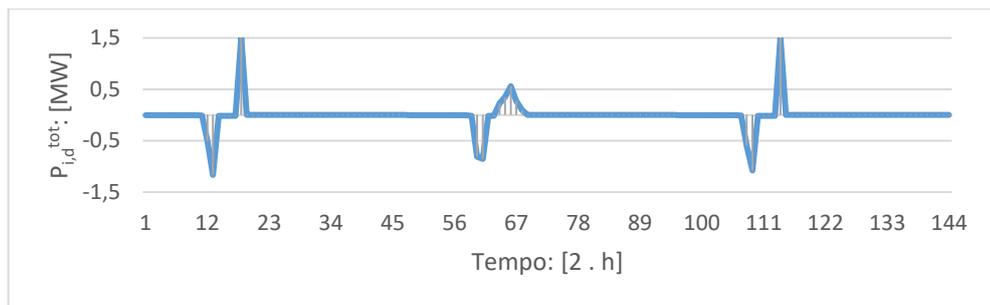
mostra a capacidade máxima de geração da subestação do sistema apresentado na Figura 2. A Figura 12 representa as perdas operacionais no sistema de 11 barras.

Figura 9 – Energia total armazenada pelos DAE's no período de 72 horas.



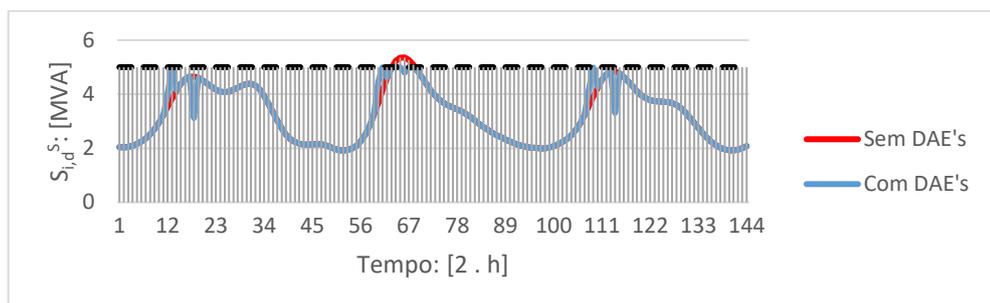
Fonte: Autor deste trabalho.

Figura 10 – Potência ativa total injetada e armazenada pelos DAE's no período de 72 horas.



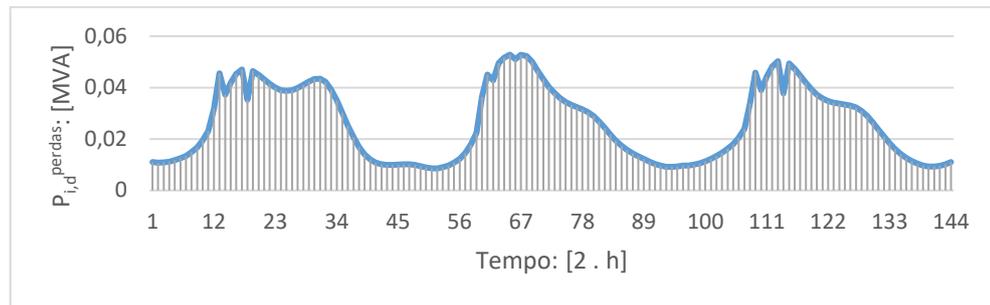
Fonte: Autor deste trabalho.

Figura 11 – Potência aparente total fornecida pela subestação no período de 72 horas.



Fonte: Autor deste trabalho.

Figura 12 – Perdas na distribuição.



Fonte: Autor deste trabalho.

As Figuras de 9 a 11 apresentaram curvas muito semelhantes às encontradas no trabalho de Macedo *et al.* (2015). A Figura 12 foi obtida para que se possa fazer uma comparação com os demais modelos considerando a resposta da demanda e alocação dos DAE's, em Macedo *et al.* (2015) não é disponibilizada informações sobre as perdas operacionais no sistema. O modelo de Macedo *et al.* (2015) retornou um custo ótimo de operação de US\$ 4.762,65. Já o modelo desenvolvido neste trabalho retornou um custo ótimo de operação de US\$ 4.758,69. A sutil diferença de resultados deve-se a parâmetros de simulação não informados no trabalho de Macedo *et al.* (2015) que, provavelmente, diferem dos parâmetros adotados neste trabalho.

5 RESULTADOS

Após validado, o modelo foi ampliado introduzindo a resposta da demanda. Para tal, foram simulados três funções objetivos diferentes para duas variações de resposta da demanda do tipo TOU adotadas neste trabalho: elasticidade cruzada de preços e elasticidade própria de preços. As funções objetivo simuladas separadamente, visam, respectivamente, à redução do custo de compra de energia pelo consumidor, redução de perdas operacionais na rede e redução de compra de energia e perdas operacionais na rede.

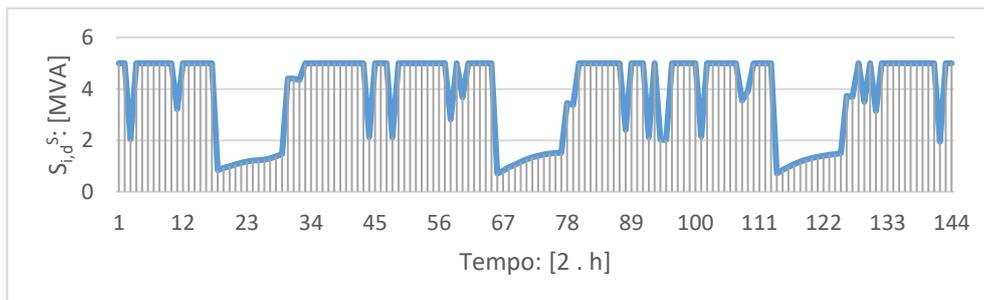
Além disto, o modelo foi simulado em duas etapas, uma considerando os armazenadores de energia fixos nas barras 5 e 8, ou seja, sem alocação ótima dos armazenadores de energia, conforme foi simulado no modelo do Macedo et al. (2015) e outra considerando a alocação ótima dos dispositivos de armazenamento de energia.

5.1 RESULTADOS SEM ALOCAÇÃO ÓTIMA DOS DAE'S

5.1.1 ELASTICIDADE CRUZADA DE PREÇOS

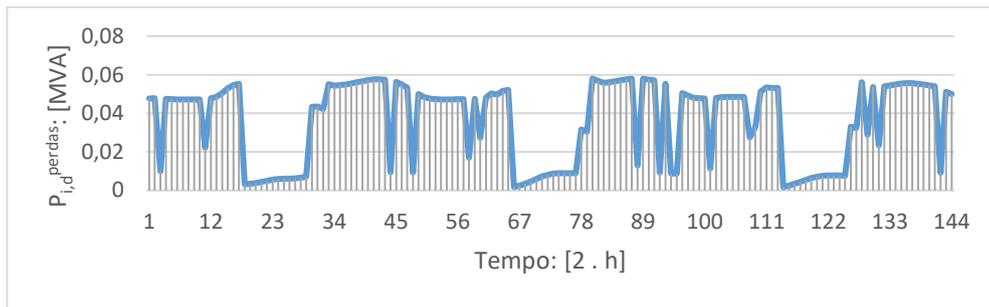
Neste primeiro cenário, foi considerado um modelo sem alocação ótima dos DAE's, elasticidade cruzada de preços e a função objetivo de minimizar o custo de compra de energia da subestação por parte do consumidor. A função objetivo utilizada para este cenário foi a equação (32) e as restrições equações de (5) a (13), (20) a (29) e a (31). A matriz de elasticidade de preços utilizada se encontra na Tabela I. As Figuras de 13 a 16 representam, respectivamente, a potência aparente fornecida pela subestação, as perdas na rede, as potências ativas injetadas e armazenadas pelos DAE's e a energia armazenada pelos DAE's, todas em um período de 72 horas.

Figura 13 – Cenário 1: Potência aparente total fornecida pela subestação no período de 72 horas.



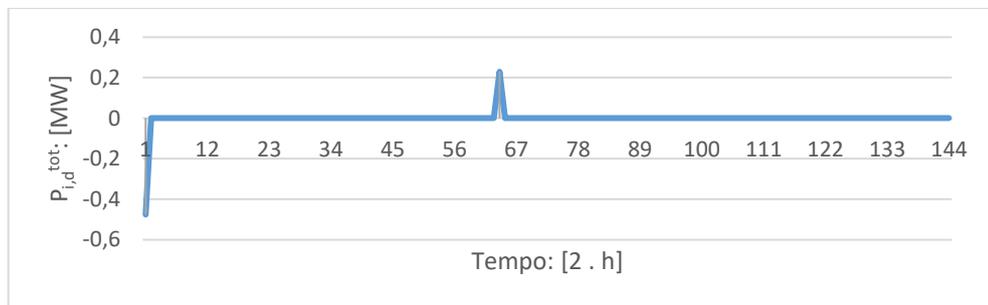
Fonte: Autor deste trabalho.

Figura 14 – Cenário 1: Perdas na distribuição.



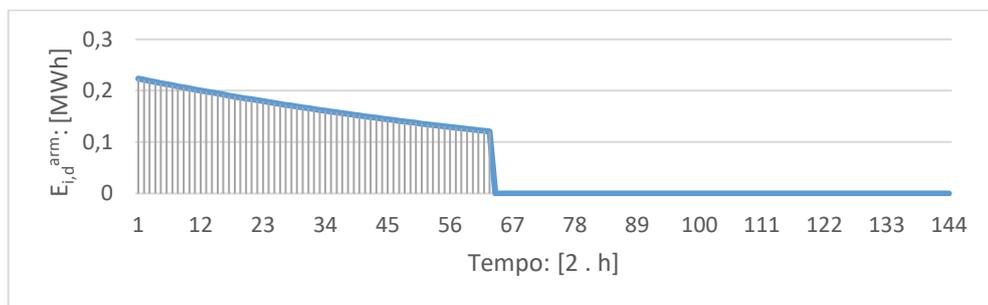
Fonte: Autor deste trabalho.

Figura 15 – Cenário 1: Potência ativa total injetada e armazenada pelos DAE's no período de 72 horas.



Fonte: Autor deste trabalho.

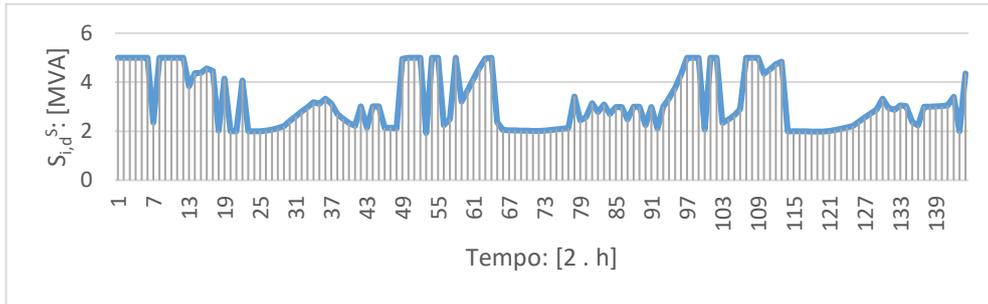
Figura 16 – Cenário 1: Energia total armazenada pelos DAE's no período de 72 horas.



Fonte: Autor deste trabalho.

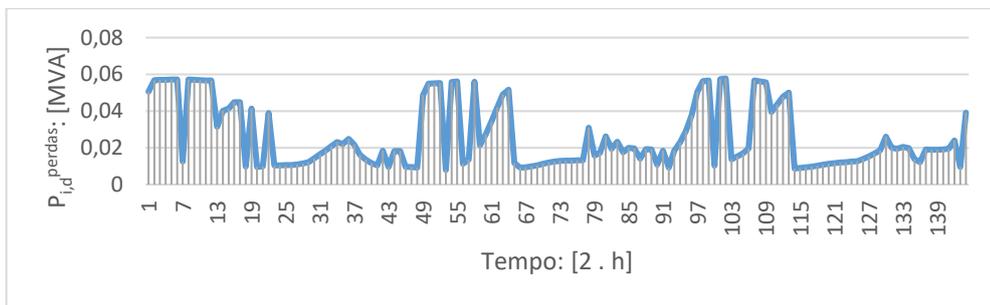
Já no segundo cenário, foi considerado um modelo sem alocação ótima dos DAE's, elasticidade cruzada de preços e a função objetivo de minimizar as perdas operacionais na rede. A função objetivo utilizada para este cenário foi a equação (33) e as restrições equações de (5) a (13), (20) a (29) e a (31). A matriz de elasticidade de preços utilizada se encontra na Tabela I. As Figuras de 17 a 20 representam, respectivamente, a potência aparente fornecida pela subestação, as perdas na distribuição, as potências ativas injetadas e armazenadas pelos DAE's e a energia armazenada pelos DAE's, todas em um período de 72 horas.

Figura 17 – Cenário 2: Potência aparente total fornecida pela subestação no período de 72 horas.



Fonte: Autor deste trabalho.

Figura 18 – Cenário 2: Perdas na distribuição.



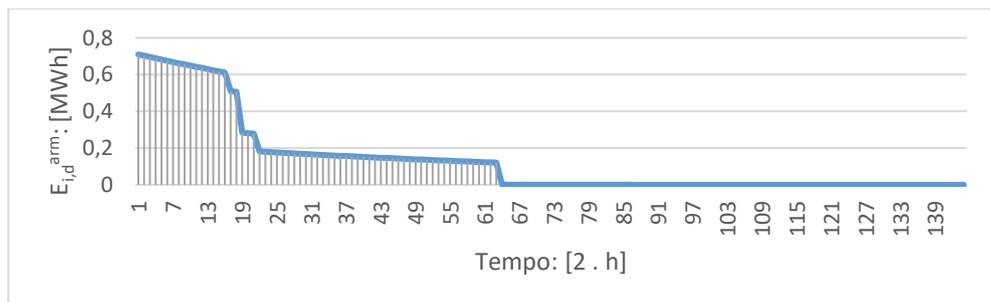
Fonte: Autor deste trabalho.

Figura 19 – Cenário 2: Potência ativa total injetada e armazenada pelos DAE's no período de 72 horas.



Fonte: Autor deste trabalho.

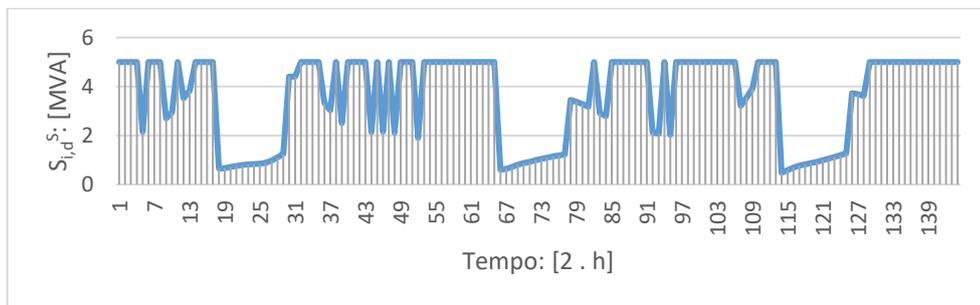
Figura 20 – Cenário 2: Energia total armazenada pelos DAE's no período de 72 horas.



Fonte: Autor deste trabalho.

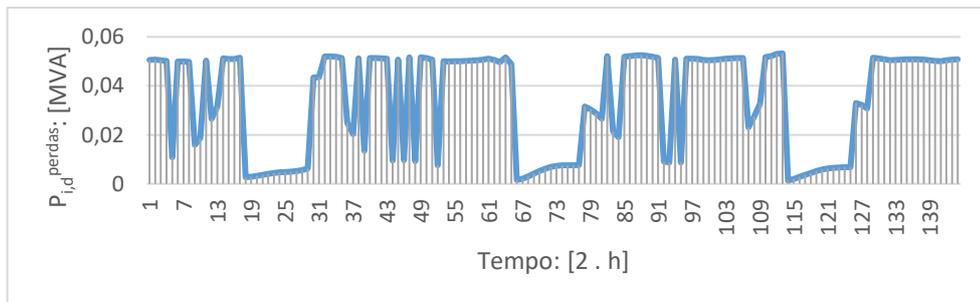
Para o terceiro cenário, foi considerado um modelo sem alocação ótima dos DAE's, elasticidade cruzada de preços e a função objetivo de minimizar as perdas operacionais na rede e o custo de compra de energia pelo consumidor. A função objetivo utilizada para este cenário foi a equação (34) e as restrições equações de (5) a (13), (20) a (29) e a (31). A matriz de elasticidade de preços utilizada se encontra na Tabela I. As Figuras de 21 a 24 representam, respectivamente, a potência aparente fornecida pela subestação, as perdas na distribuição, as potências ativas injetadas e armazenadas pelos DAE's e a energia armazenada pelos DAE's, todas em um período de 72 horas.

Figura 21 – Cenário 3: Potência aparente total fornecida pela subestação no período de 72 horas.



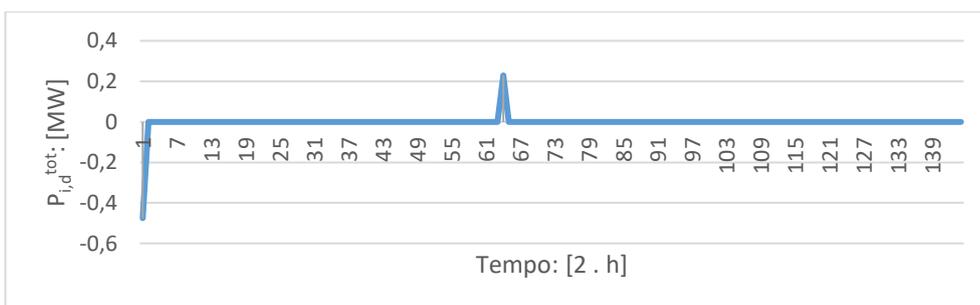
Fonte: Autor deste trabalho.

Figura 22 – Cenário 3: Perdas na distribuição.



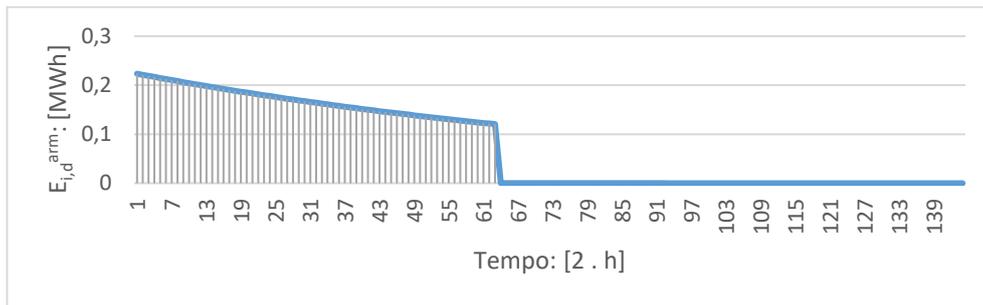
Fonte: Autor deste trabalho.

Figura 23 – Cenário 3: Potência ativa total injetada e armazenada pelos DAE's no período de 72 horas.



Fonte: Autor deste trabalho.

Figura 24 – Cenário 3: Energia total armazenada pelos DAE's no período de 72 horas.



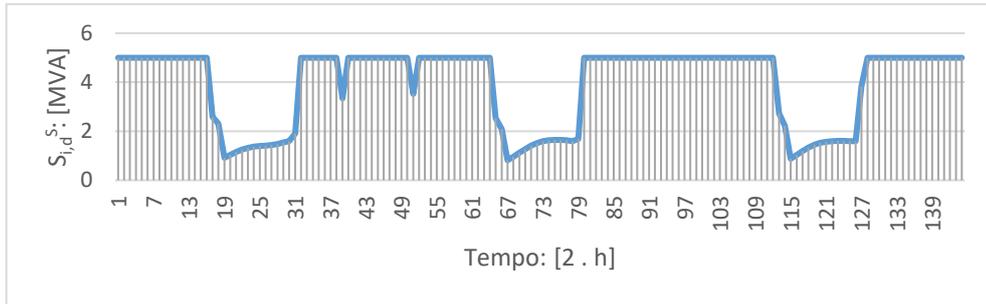
Fonte: Autor deste trabalho.

Observou-se que no cenário 2, em que o objetivo do modelo é somente a minimização do custo com perdas operacionais no sistema, a energia total armazenada pelos DAE's ao longo do tempo é menos que nos cenários 1 e 3. Também é possível notar que no cenário 2 a variação da demanda total ao longo do tempo é menor do que nos cenários 1 e 3, ou seja, a diferença entre períodos de baixa demanda e alta demanda são mais sutis. Isto se deve, pois quanto maiores os picos de demanda ao longo do tempo, maiores serão as perdas operacionais na rede.

5.1.2 ELASTICIDADE PRÓPRIA DE PREÇOS

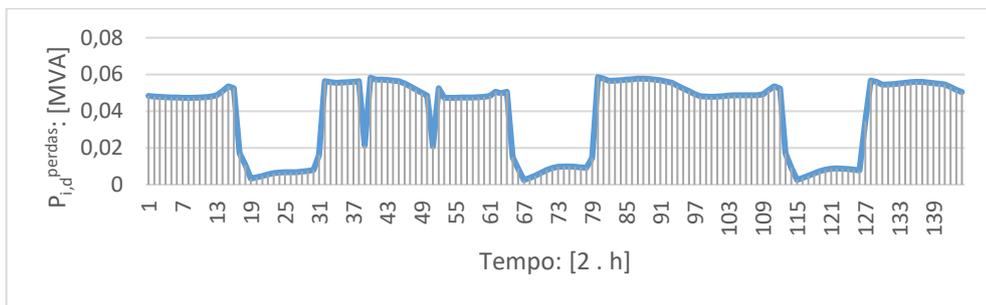
No quarto cenário, foi considerado um modelo sem alocação ótima dos DAE's, elasticidade própria de preços e a função objetivo de minimizar o custo de compra de energia da subestação por parte do consumidor. A função objetivo utilizada para este cenário foi a equação (32) e as restrições equações de (5) a (13), (20) a (29) e a (31). A matriz de elasticidade de preços utilizada se encontra na Tabela II. As Figuras de 25 a 28 representam, respectivamente, a potência aparente fornecida pela subestação, as perdas na rede, as potências ativas injetadas e armazenadas pelos DAE's e a energia armazenada pelos DAE's, todas em um período de 72 horas.

Figura 25 – Cenário 4: Potência aparente total fornecida pela subestação no período de 72 horas.



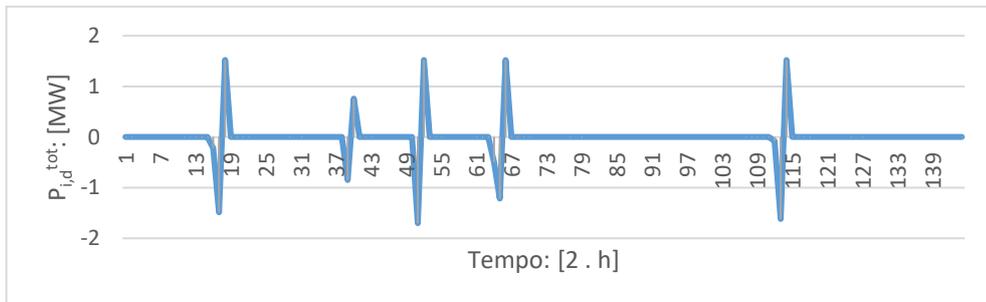
Fonte: Autor deste trabalho.

Figura 26 – Cenário 4: Perdas na distribuição.



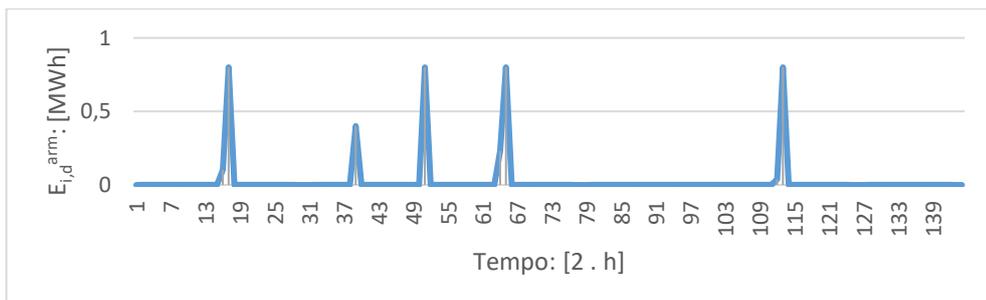
Fonte: Autor deste trabalho.

Figura 27 – Cenário 4: Potência ativa total injetada e armazenada pelos DAE's no período de 72 horas.



Fonte: Autor deste trabalho.

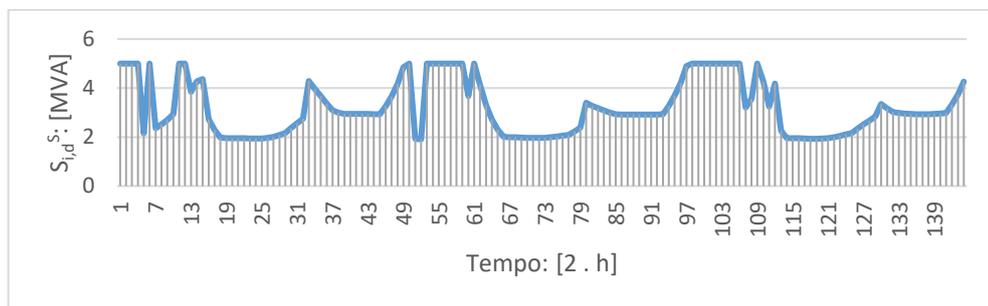
Figura 28 – Cenário 4: Energia total armazenada pelos DAE's no período de 72 horas.



Fonte: Autor deste trabalho.

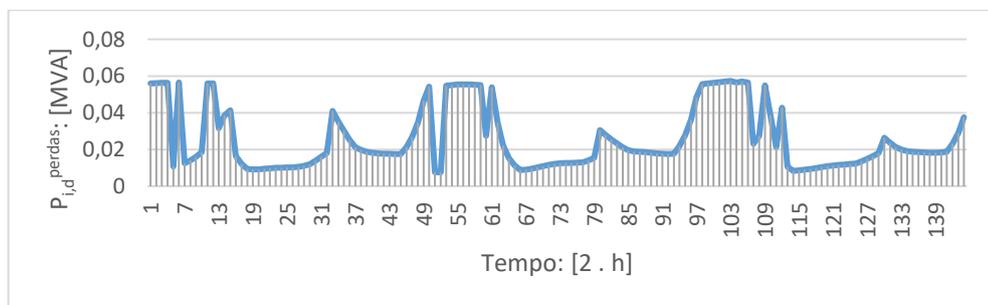
Para o quinto cenário, foi considerado um modelo sem alocação ótima dos DAE's, elasticidade própria de preços e a função objetivo de minimizar as perdas operacionais na rede. A função objetivo utilizada para este cenário foi a equação (33) e as restrições equações de (5) a (13), (20) a (29) e a (31). A matriz de elasticidade de preços utilizada se encontra na Tabela II. As Figuras de 29 a 32 representam, respectivamente, a potência aparente fornecida pela subestação, as perdas na rede, as potências ativas injetadas e armazenadas pelos DAE's e a energia armazenada pelos DAE's, todas em um período de 72 horas.

Figura 29 – Cenário 5: Potência aparente total fornecida pela subestação no período de 72 horas.



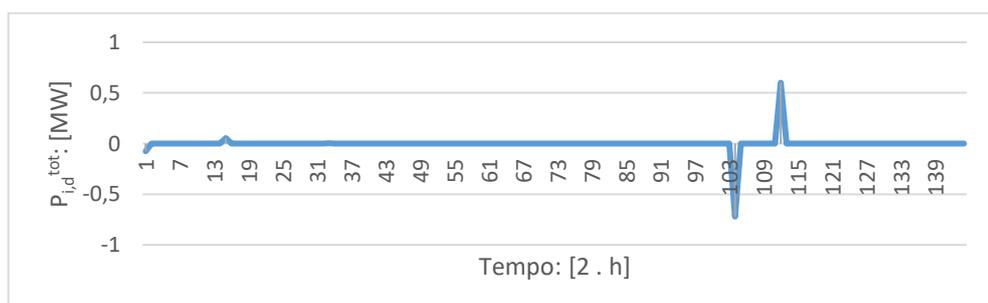
Fonte: Autor deste trabalho.

Figura 30 – Cenário 5: Perdas na distribuição.



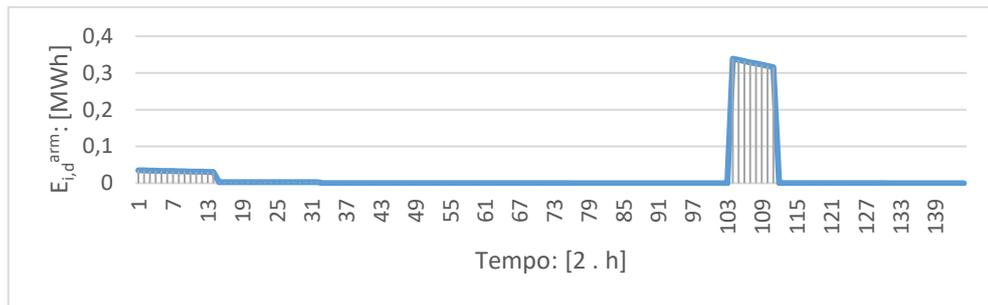
Fonte: Autor deste trabalho.

Figura 31 – Cenário 5: Potência ativa total injetada e armazenada pelos DAE's no período de 72 horas.



Fonte: Autor deste trabalho.

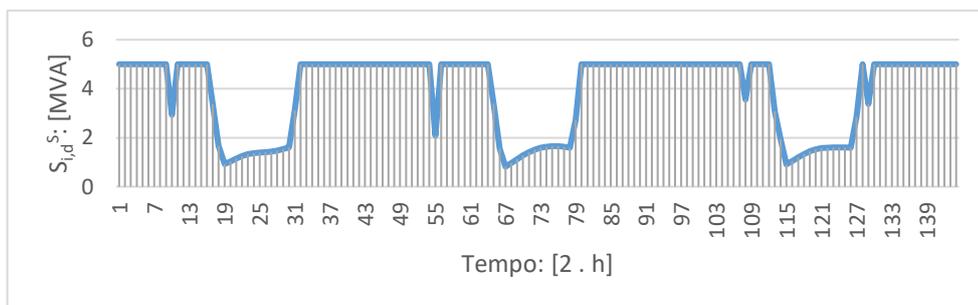
Figura 32 – Cenário 5: Energia total armazenada pelos DAE's no período de 72 horas.



Fonte: Autor deste trabalho.

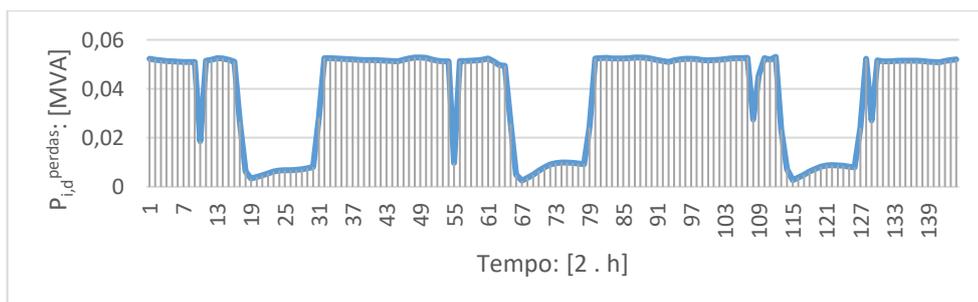
Já no sexto cenário, foi considerado um modelo sem alocação ótima dos DAE's, elasticidade própria de preços e a função objetivo de minimizar as perdas operacionais na rede e o custo de compra de energia pelo consumidor. A função objetivo utilizada para este cenário foi a equação (34) e as restrições equações de (5) a (13), (20) a (29) e a (31). A matriz de elasticidade de preços utilizada se encontra na Tabela II. As Figuras de 33 a 36 representam, respectivamente, a potência aparente fornecida pela subestação, as perdas na distribuição, as potências ativas injetadas e armazenadas pelos DAE's e a energia armazenada pelos DAE's, todas em um período de 72 horas.

Figura 33 – Cenário 6: Potência aparente total fornecida pela subestação no período de 72 horas.



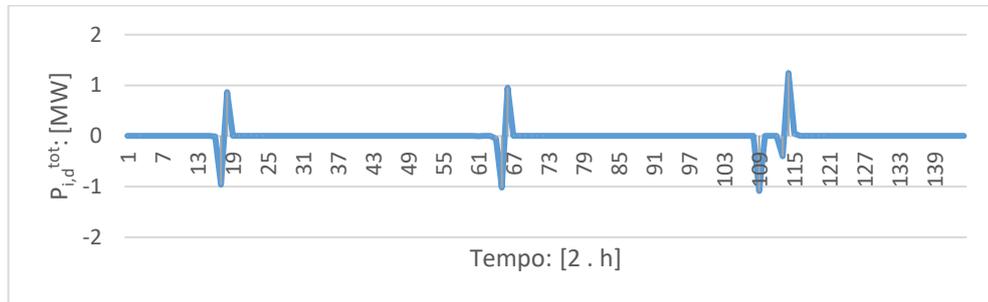
Fonte: Autor deste trabalho.

Figura 34 – Cenário 6: Perdas na distribuição.



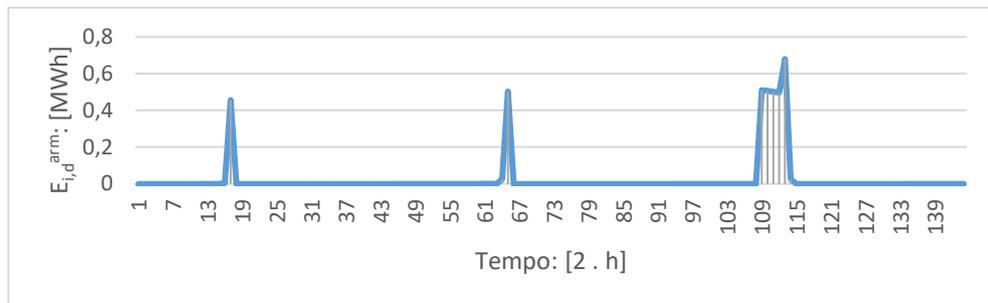
Fonte: Autor deste trabalho.

Figura 35 – Cenário 6: Potência ativa total injetada e armazenada pelos DAE's no período de 72 horas.



Fonte: Autor deste trabalho.

Figura 36 – Cenário 6: Energia total armazenada pelos DAE's no período de 72 horas.



Fonte: Autor deste trabalho.

Como nas simulações considerando elasticidade cruzada de preços (cenários 1,2 e 3), o cenário 5, que visa a redução do custo com perdas operacionais na rede, apresentou variações mais sutis de demanda ao longo do tempo, do que se comparado com os cenários 4 e 6. Porém, diferentemente dos cenários que consideravam elasticidade cruzada de preços, os cenários 4, 5 e 6 que consideram elasticidade própria de preços, apresentaram maior recorrência de carga e descarga dos DAE's ao longo do tempo, e também maior magnitude de potência para cada uma dessas cargas e descargas.

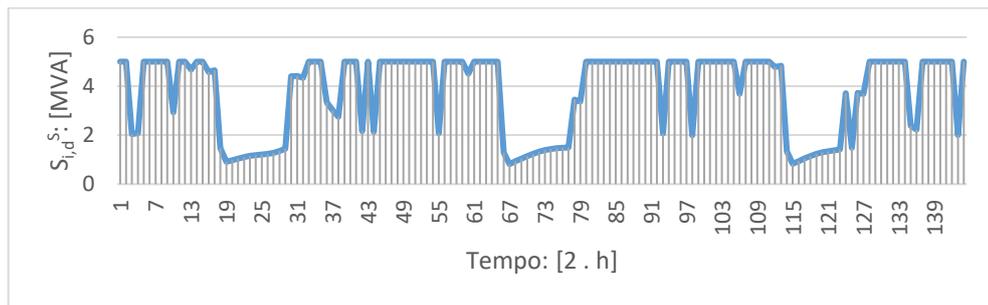
5.2 RESULTADOS COM ALOCAÇÃO ÓTIMA DOS DAE'S

5.2.1 ELASTICIDADE CRUZADA DE PREÇOS

Neste sétimo cenário, foi considerado um modelo com alocação ótima dos DAE's, elasticidade cruzada de preços e a função objetivo de minimizar o custo de compra de energia da subestação por parte do consumidor. A função objetivo utilizada para este cenário foi a

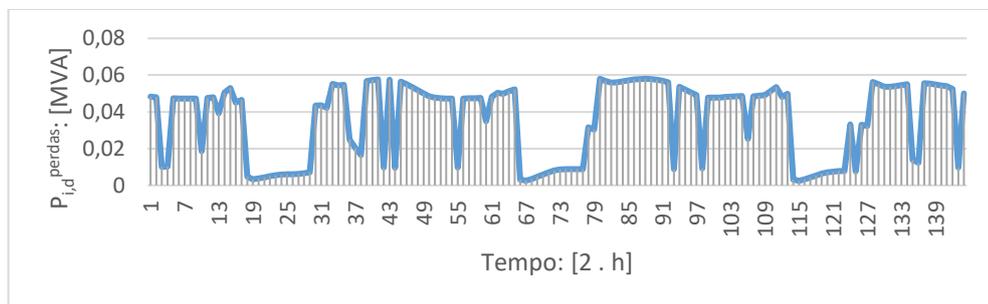
equação (32) e as restrições equações de (5) a (13), (20) a (29) e a (31). A matriz de elasticidade de preços utilizada se encontra na Tabela I. O modelo alocou somente um DAE na barra 2. As Figuras de 37 a 40 representam, respectivamente, a potência aparente fornecida pela subestação, as perdas na rede, as potências ativas injetadas e armazenadas pelos DAE's e a energia armazenada pelos DAE's, todas em um período de 72 horas.

Figura 37 – Cenário 7: Potência aparente total fornecida pela subestação no período de 72 horas.



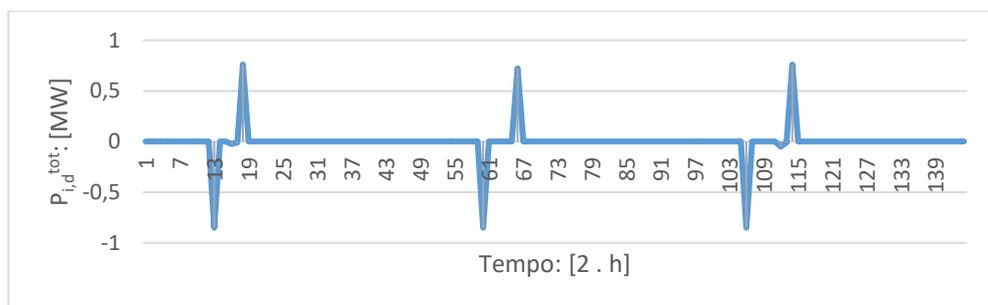
Fonte: Autor deste trabalho.

Figura 38 – Cenário 7: Perdas na distribuição.



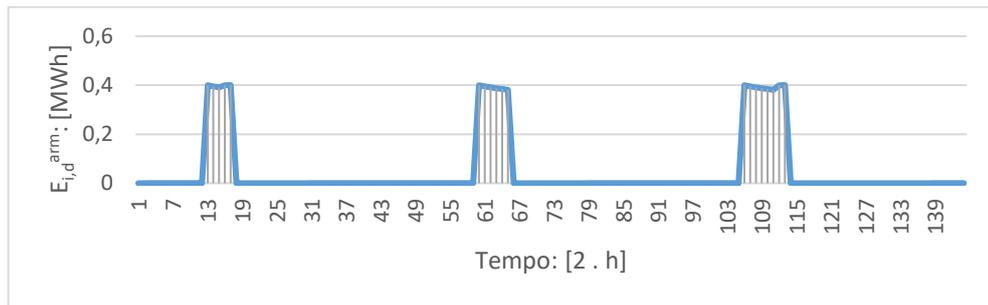
Fonte: Autor deste trabalho.

Figura 39 – Cenário 7: Potência ativa total injetada e armazenada pelos DAE's no período de 72 horas.



Fonte: Autor deste trabalho.

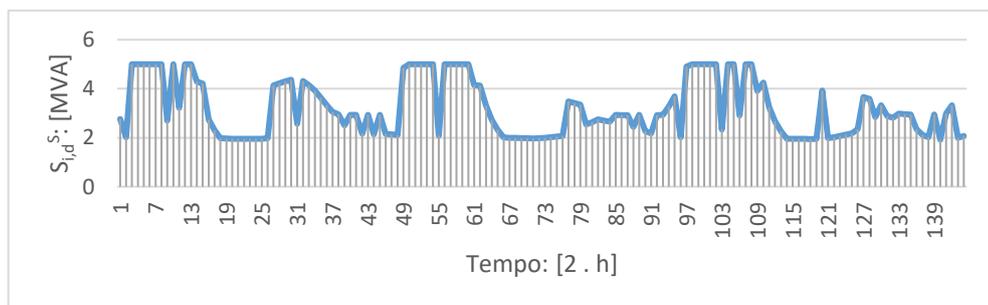
Figura 40 – Cenário 7: Energia total armazenada pelos DAE's no período de 72 horas.



Fonte: Autor deste trabalho.

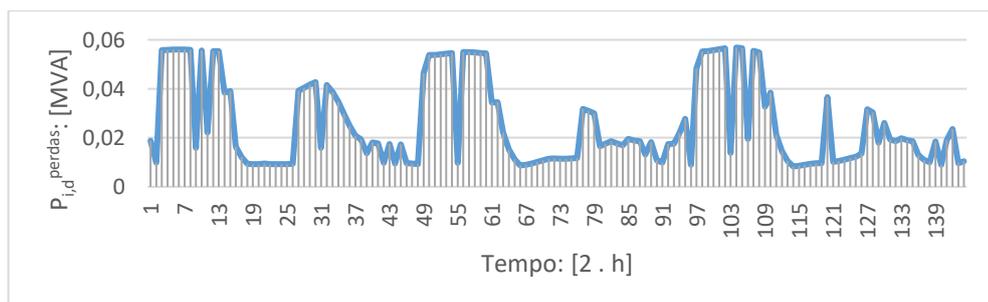
No oitavo cenário, foi considerado um modelo com alocação ótima dos DAE's, elasticidade cruzada de preços e a função objetivo de minimizar as perdas operacionais na rede. A função objetivo utilizada para este cenário foi a equação (33) e as restrições equações de (5) a (13), (20) a (29) e a (31). A matriz de elasticidade de preços utilizada se encontra na Tabela I. O modelo alocou somente um DAE na barra 6. As Figuras de 41 a 44 representam, respectivamente, a potência aparente fornecida pela subestação, as perdas na rede, as potências ativas injetadas e armazenadas pelos DAE's e a energia armazenada pelos DAE's, todas em um período de 72 horas.

Figura 41 – Cenário 8: Potência aparente total fornecida pela subestação no período de 72 horas.



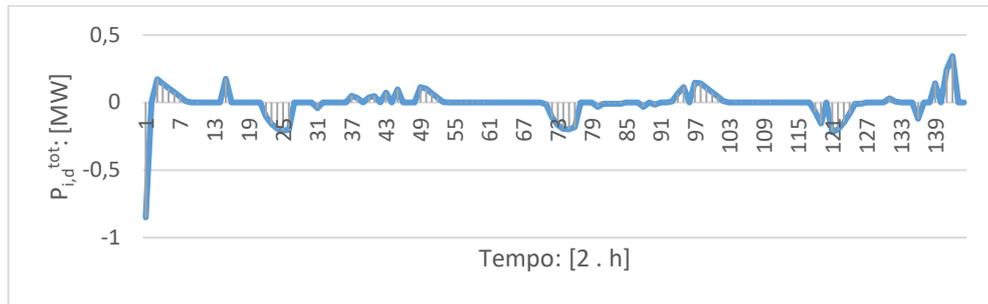
Fonte: Autor deste trabalho.

Figura 42 – Cenário 8: Perdas na distribuição.



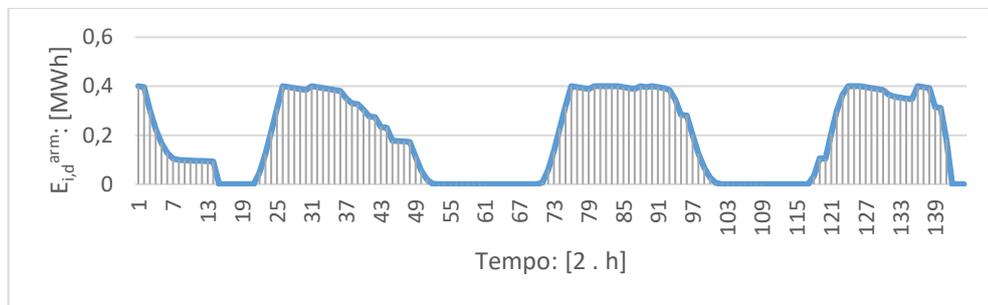
Fonte: Autor deste trabalho.

Figura 43 – Cenário 8: Potência ativa total injetada e armazenada pelos DAE's no período de 72 horas.



Fonte: Autor deste trabalho.

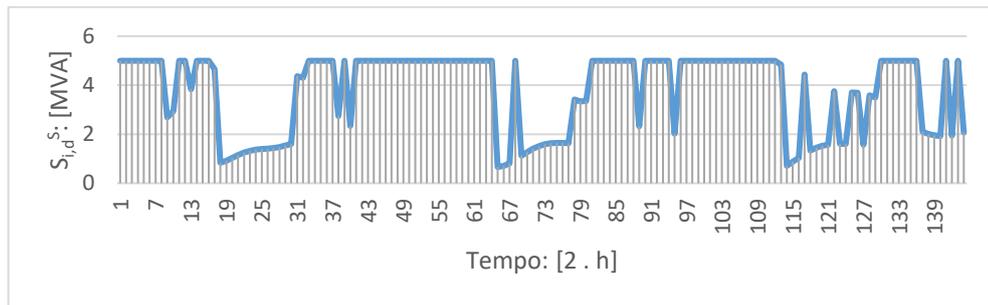
Figura 44 – Cenário 8: Energia total armazenada pelos DAE's no período de 72 horas.



Fonte: Autor deste trabalho.

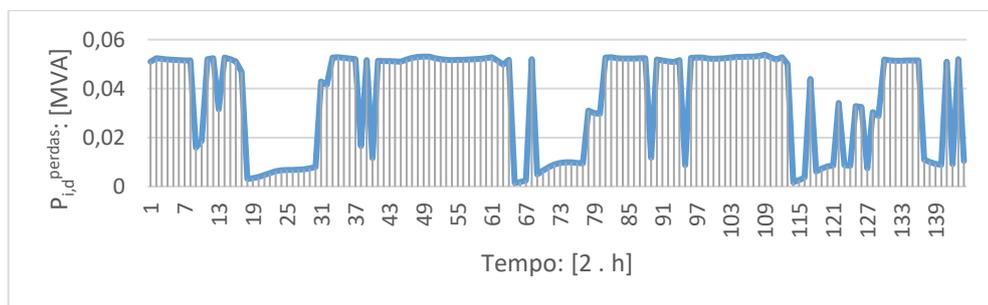
Já no nono cenário, foi considerado um modelo com alocação ótima dos DAE's, elasticidade cruzada de preços e a função objetivo de minimizar as perdas operacionais na rede e o custo de compra de energia da subestação por parte do consumidor. A função objetivo utilizada para este cenário foi a equação (34) e as restrições equações de (5) a (13), (20) a (29) e a (31). A matriz de elasticidade de preços utilizada se encontra na Tabela I. O modelo alocou somente um DAE na barra 2. As Figuras de 45 a 48 representam, respectivamente, a potência aparente fornecida pela subestação, as perdas na rede, as potências ativas injetadas e armazenadas pelos DAE's e a energia armazenada pelos DAE's, todas em um período de 72 horas.

Figura 45 – Cenário 9: Potência aparente total fornecida pela subestação no período de 72 horas.



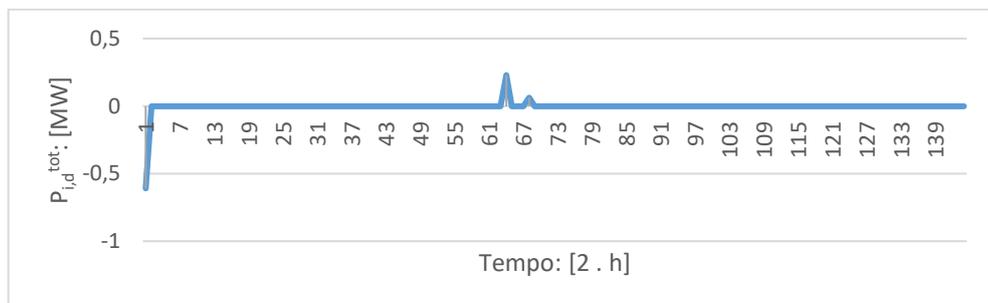
Fonte: Autor deste trabalho.

Figura 46 – Cenário 9: Perdas na distribuição.



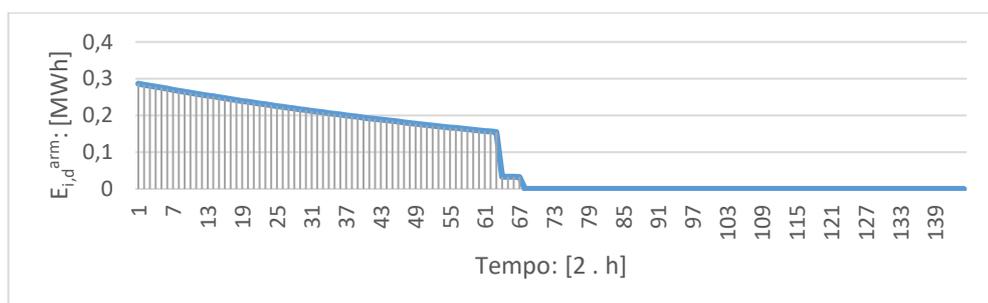
Fonte: Autor deste trabalho.

Figura 47 – Cenário 9: Potência ativa total injetada e armazenada pelos DAE's no período de 72 horas.



Fonte: Autor deste trabalho.

Figura 48 – Cenário 9: Energia total armazenada pelos DAE's no período de 72 horas.



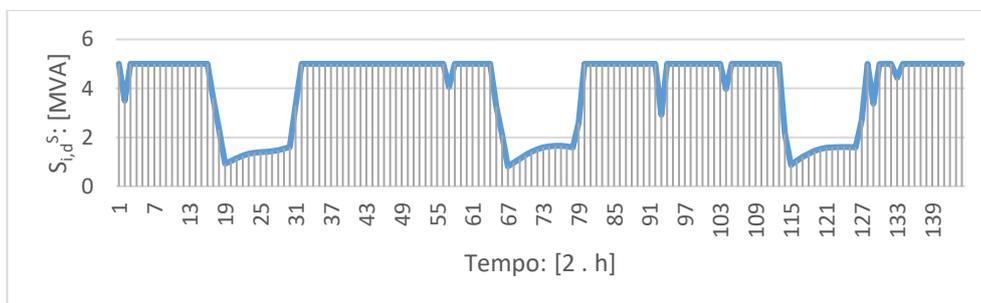
Fonte: Autor deste trabalho.

Diferentemente dos cenários de 1 a 6 em que os DAE's foram fixados em duas barras, nestes cenários (7, 8 e 9) o modelo escolhia se queria alocar ou não e em quais barras seriam melhor alocar, tendo como limite máximo de alocação dois DAE's no sistema. Para os três cenários (7, 8 e 9), o modelo decidiu alocar apenas um DAE. Nos cenários 7 e 9, em que haviam na função objetivo a minimização do custo com a compra de energia da subestação por parte do consumidor, a barra em que o modelo alocou o DAE foi a 2. Já no cenário 8, em que o objetivo era somente minimizar o custo com perdas operacionais na rede, a barra em que o modelo alocou o DAE foi a 6. O comportamento das curvas de potência fornecida pela subestação, dentre as três funções objetivos dos cenários 7, 8 e 9, foram similares ao dos cenários de 1 a 6, havendo a diminuição da variação de demanda ao longo do tempo quando a função objetivo visa a minimização dos custos com perdas na rede. Já o comportamento de carga e descarga dos DAE's foram bem distintos entre si.

5.2.2 ELASTICIDADE PRÓPRIA DE PREÇOS

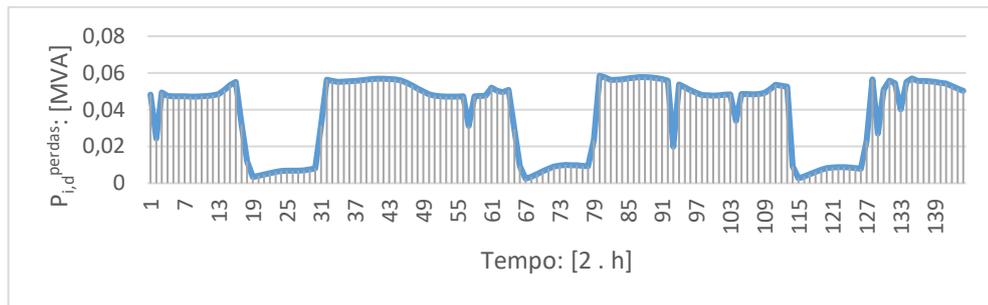
No décimo cenário, foi considerado um modelo com alocação ótima dos DAE's, elasticidade própria de preços e a função objetivo de minimizar o custo de compra de energia da subestação por parte do consumidor. A função objetivo utilizada para este cenário foi a equação (32) e as restrições equações de (5) a (13), (20) a (29) e a (31). A matriz de elasticidade de preços utilizada se encontra na Tabela II. O modelo alocou os DAE's nas barras 4 e 7. As Figuras de 49 a 52 representam, respectivamente, a potência aparente fornecida pela subestação, as perdas na rede, as potências ativas injetadas e armazenadas pelos DAE's e a energia armazenada pelos DAE's, todas em um período de 72 horas.

Figura 49 – Cenário 10: Potência aparente total fornecida pela subestação no período de 72 horas.



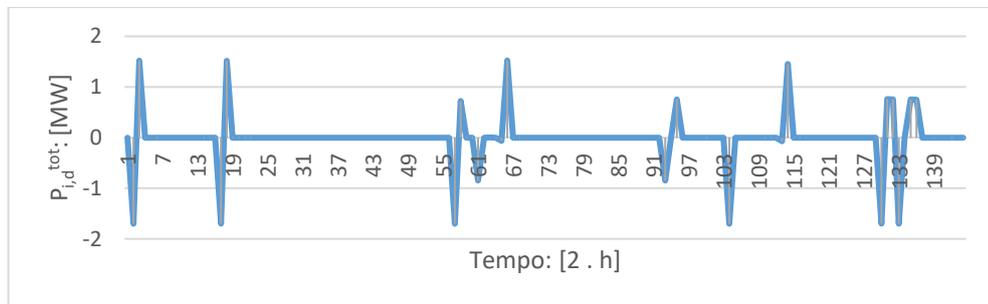
Fonte: Autor deste trabalho.

Figura 50 – Cenário 10: Perdas na distribuição.



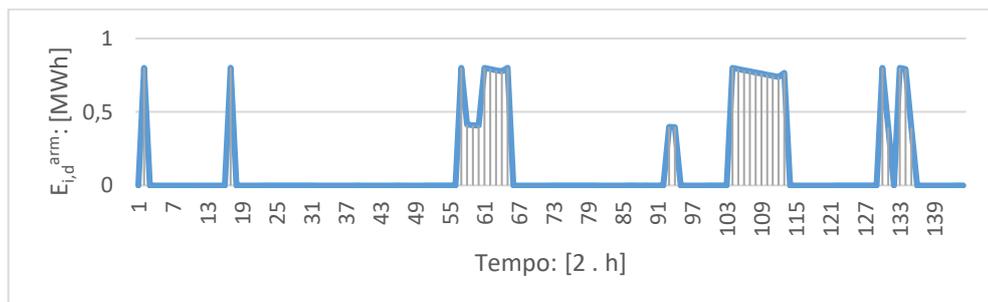
Fonte: Autor deste trabalho.

Figura 51 – Cenário 10: Potência ativa total injetada e armazenada pelos DAE's no período de 72 horas.



Fonte: Autor deste trabalho.

Figura 52 – Cenário 10: Energia total armazenada pelos DAE's no período de 72 horas.

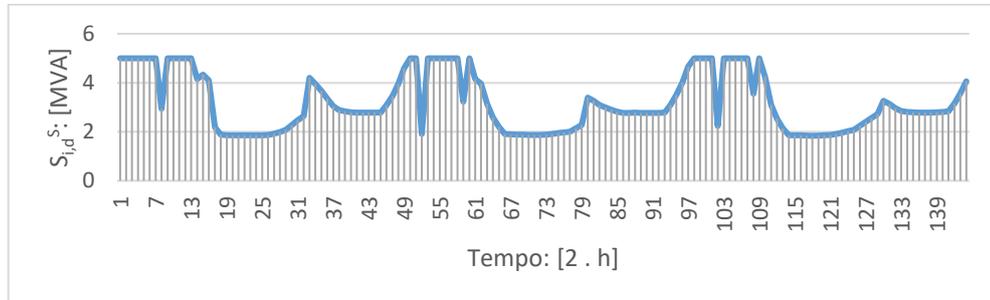


Fonte: Autor deste trabalho.

Para o décimo primeiro cenário, foi considerado um modelo com alocação ótima dos DAE's, elasticidade própria de preços e a função objetivo de minimizar as perdas operacionais na rede. A função objetivo utilizada para este cenário foi a equação (33) e as restrições equações de (5) a (13), (20) a (29) e a (31). A matriz de elasticidade de preços utilizada se encontra na Tabela II. O modelo alocou os DAE's nas barras 6 e 11. As Figuras de 53 a 56 representam, respectivamente, a potência aparente fornecida pela subestação, as perdas na

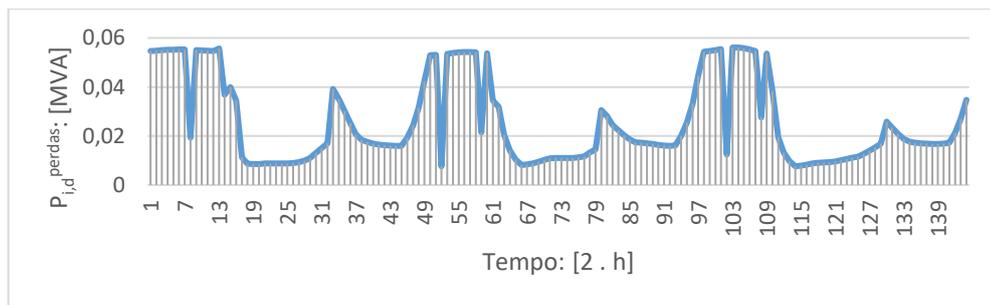
rede, as potências ativas injetadas e armazenadas pelos DAE's e a energia armazenada pelos DAE's, todas em um período de 72 horas.

Figura 53 – Cenário 11: Potência aparente total fornecida pela subestação no período de 72 horas.



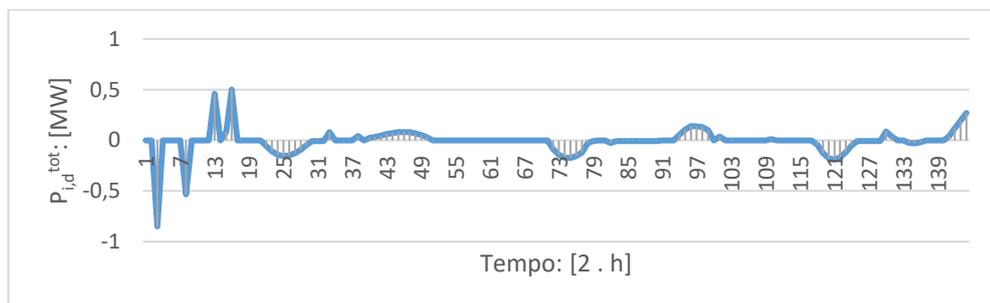
Fonte: Autor deste trabalho.

Figura 54 – Cenário 11: Perdas na distribuição.



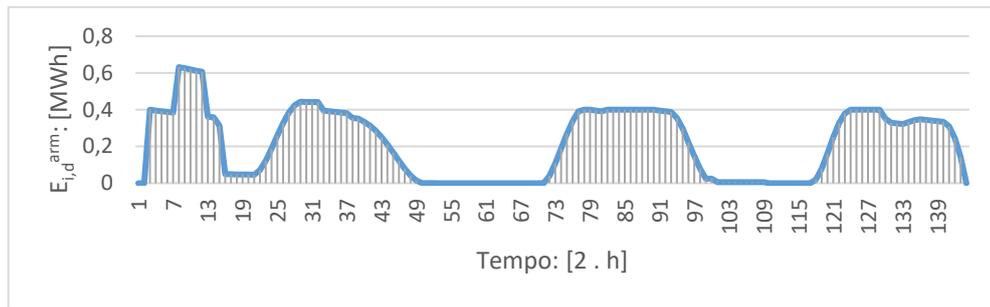
Fonte: Autor deste trabalho.

Figura 55 – Cenário 11: Potência ativa total injetada e armazenada pelos DAE's no período de 72 horas.



Fonte: Autor deste trabalho.

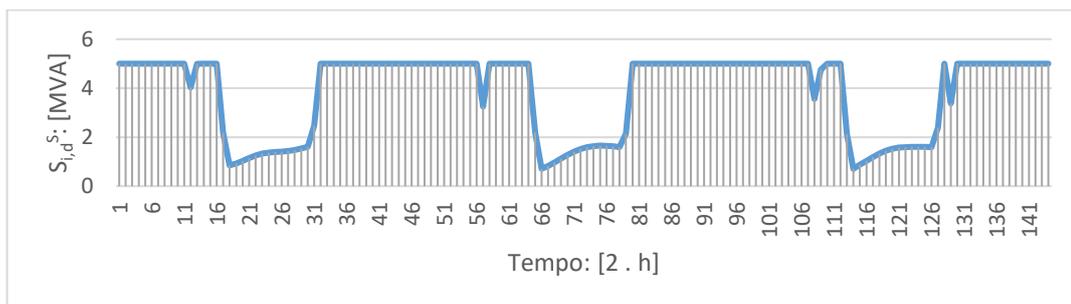
Figura 56 – Cenário 11: Energia total armazenada pelos DAE's no período de 72 horas.



Fonte: Autor deste trabalho.

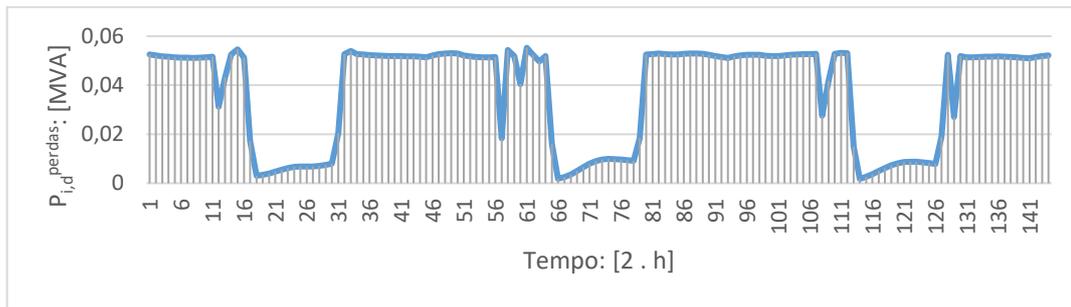
No décimo segundo cenário, foi considerado um modelo com alocação ótima dos DAE's, elasticidade própria de preços e a função objetivo de minimizar as perdas operacionais na rede e o custo de compra de energia da subestação por parte do consumidor. A função objetivo utilizada para este cenário foi a equação (34) e as restrições equações de (5) a (13), (20) a (29) e a (31). A matriz de elasticidade de preços utilizada se encontra na Tabela II. O modelo alocou os DAE's nas barras 2 e 4. As Figuras de 57 a 60 representam, respectivamente, a potência aparente fornecida pela subestação, as perdas na rede, as potências ativas injetadas e armazenadas pelos DAE's e a energia armazenada pelos DAE's, todas em um período de 72 horas.

Figura 57 – Cenário 12: Potência aparente total fornecida pela subestação no período de 72 horas.



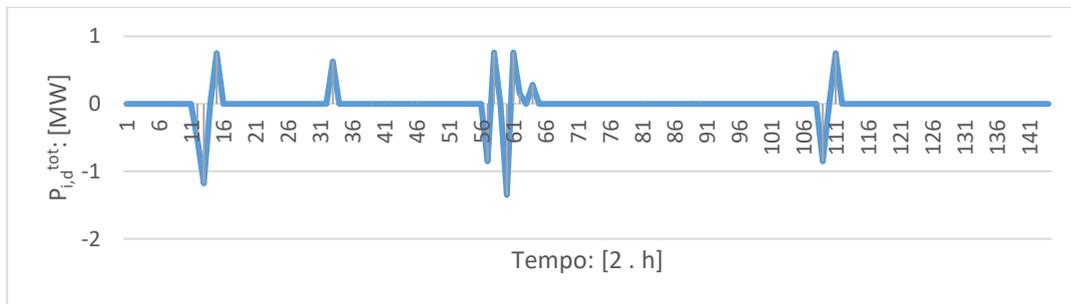
Fonte: Autor deste trabalho.

Figura 58 – Cenário 12: Perdas na distribuição.



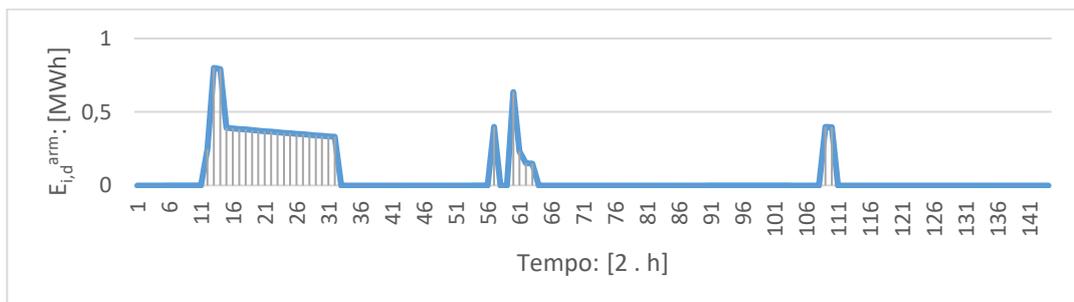
Fonte: Autor deste trabalho.

Figura 59 – Cenário 12: Potência ativa total injetada e armazenada pelos DAE's no período de 72 horas.



Fonte: Autor deste trabalho.

Figura 60 – Cenário 12: Energia total armazenada pelos DAE's no período de 72 horas.



Fonte: Autor deste trabalho.

Como nas simulações considerando elasticidade cruzada de preços (cenários 7,8 e 9), o cenário 11, que visa a redução do custo com perdas operacionais na rede, apresentou variações mais sutis de demanda ao longo do tempo, do que se comparado com os cenários 10 e 12. Porém, diferentemente dos cenários que consideravam elasticidade cruzada de preços, os cenários 10, 11 e 12 que consideram elasticidade própria de preços, apresentaram maior recorrência de carga e descarga dos DAE's ao longo do tempo, e também maior magnitude de potência para cada uma dessas cargas e descargas.

5.3 RESULTADOS COMPILADOS

Na Tabela III foram compilados todos os resultados obtidos nas simulações realizadas.

Tabela III: Resultados Obtidos

(Cenário Base 1) Modelo de operação ótima sem RD, para minimização de custo de compra de energia elétrica pelo consumidor	Barras com DAE's:	3 e 9
	Custo com Perdas (US\$):	85,32
	Custo com a compra de Energia (US\$):	4.758,69
(Cenário 1) Modelo de operação ótima com RD, para minimização de custo de energia elétrica, considerando elasticidade cruzada de preços	Barras com DAE's:	3 e 9
	Custo com Perdas (US\$):	90,16
	Custo com a compra de Energia (US\$):	3.391,21
(Cenário 2) Modelo de operação ótima com RD, para minimização de perdas operacionais na rede, considerando elasticidade cruzada de preços	Barras com DAE's:	3 e 9
	Custo com Perdas (US\$):	62,34
	Custo com a compra de Energia (US\$):	3.998,29
(Cenário 3) Modelo de operação ótima com RD, para minimização de custo de energia elétrica e perdas operacionais na rede, considerando elasticidade cruzada de preços	Barras com DAE's:	3 e 9
	Custo com Perdas (US\$):	82,88
	Custo com a compra de Energia (US\$):	3.458,52
(Cenário 4) Modelo de operação ótima com RD, para minimização de custo de energia elétrica, considerando elasticidade própria de preços	Barras com DAE's:	3 e 9
	Custo com Perdas (US\$):	93,61
	Custo com a compra de Energia (US\$):	3.178,60
(Cenário 5) Modelo de operação ótima com RD, para minimização de perdas operacionais na rede, considerando elasticidade própria de preços	Barras com DAE's:	3 e 9
	Custo com Perdas (US\$):	59,27
	Custo com a compra de Energia (US\$):	3.910,11
(Cenário 6) Modelo de operação ótima com RD, para minimização de custo de energia elétrica e perdas operacionais na rede, considerando elasticidade própria de preços	Barras com DAE's:	3 e 9
	Custo com Perdas (US\$):	91,07
	Custo com a compra de Energia (US\$):	3.217,17

(Cenário Base 2) Modelo de operação e alocação ótima sem RD, para minimização de custo de compra de energia elétrica pelo consumidor	Barras com DAE's:	6 e 9
	Custo com Perdas (US\$):	84,78
	Custo com a compra de Energia (US\$):	4.758,46
(Cenário 7) Modelo de operação e alocação ótima com RD, para minimização de custo de energia elétrica, considerando elasticidade cruzada de preços	Barras com DAE's:	2
	Custo com Perdas (US\$):	89,51
	Custo com a compra de Energia (US\$):	3.408,10
(Cenário 8) Modelo de operação e alocação ótima com RD, para minimização de perdas operacionais na rede, considerando elasticidade cruzada de preços	Barras com DAE's:	8
	Custo com Perdas (US\$):	61,37
	Custo com a compra de Energia (US\$):	3.989,91
(Cenário 9) Modelo de operação e alocação ótima com RD, para minimização de custo de energia elétrica e perdas operacionais na rede, considerando elasticidade cruzada de preços	Barras com DAE's:	2
	Custo com Perdas (US\$):	88,25
	Custo com a compra de Energia (US\$):	3.372,50
(Cenário 10) Modelo de operação e alocação ótima com RD, para minimização de custo de energia elétrica, considerando elasticidade própria de preços	Barras com DAE's:	3 e 9
	Custo com Perdas (US\$):	94,25
	Custo com a compra de Energia (US\$):	3204,23
(Cenário 11) Modelo de operação e alocação ótima com RD, para minimização de perdas operacionais na rede, considerando elasticidade própria de preços	Barras com DAE's:	8 e 11
	Custo com Perdas (US\$):	57,73
	Custo com a compra de Energia (US\$):	3.837,27
(Cenário 12) Modelo de operação e alocação ótima com RD, para minimização de custo de energia elétrica e perdas operacionais na rede, considerando elasticidade própria de preços	Barras com DAE's:	2 e 3
	Custo com Perdas (US\$):	90,02
	Custo com a compra de Energia (US\$):	3.207,45

Fonte: Autor deste trabalho.

5.4 DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

Com este trabalho, foi possível observar que, quando aplicado um programa de resposta da demanda baseado em preços em um sistema de distribuição sem alocação de DAE's (Cenários 1 e 4), é possível reduzir os custos de compra de energia pelo consumidor de 28% a 33%, respectivamente, se comparado com o modelo sem resposta da demanda (Cenário Base I). Os programas com elasticidade própria de preços apresentaram uma redução de aproximadamente 4,5% em relação aos programas com elasticidade cruzada de preços. Em contrapartida, o custo com perdas operacionais na rede de distribuição aumenta em 4% para a mesma comparação.

Quando levado em consideração na função objetivo da simulação, não somente a minimização do custo de compra de energia, mas também a minimização do custo com perdas operacionais (Cenários 3 e 6), é verificada uma minimização do custo com compra de energia de, aproximadamente, 1% a 1,5% inferior aos modelos que não levam em consideração a minimização do custo com perdas. Porém, é constatada uma redução dos custos com perdas operacionais de 3% a 7% melhor na mesma comparação.

Comparando agora os cenários que não consideram a alocação dos DAE's (Cenários de 1 a 6) com os respectivos cenários que consideram alocação dos DAE's (Cenários de 7 a 12), não é notada melhoria superior a 1% nas comparações entre Cenários 1 e 7, e 6 e 12. Já entre os Cenários 4 e 10, foi verificado um pior resultado com alocação, tanto para minimização de custos com compra de energia (cerca de 1%), quanto para minimização de custos com perdas operacionais (2,5%). Entre os Cenários 3 e 9, notou-se uma melhora de, aproximadamente, 2% na minimização dos custos de compra de energia e uma piora de, aproximadamente, 6% na redução de custos com perdas operacionais para o Cenário com alocação.

Programas de resposta da demanda baseados em preço são capazes de causar um efeito superior a 1% na redução do custo de compra de energia e nos custos com perdas operacionais da rede. Porém, quando simulado um modelo que considera apenas redução de custo de compra, este aumentará o número de picos de demanda ao longo do tempo, que consequentemente aumentará as perdas operacionais na rede de distribuição. Neste cenário, apenas o consumidor de energia terá benefício e a concessionária não.

Já quando levada em consideração no modelo, não somente a redução do custo de compra de energia, mas também a minimização dos custos com perdas operacionais, ambos

consumidor e concessionária se beneficiam. O consumidor reduzindo os seus gastos com energia e a concessionária reduzindo os gastos que esta tem com perdas operacionais.

6 CONCLUSÕES

Os modelos de resposta da demanda baseados em preço visam a redução do custo de compra de energia pelo consumidor, aumentando o preço da energia em períodos em que a rede está muito carregada e abaixando os preços em períodos de baixa carga. Porém, quando o foco é apenas o consumidor, acaba-se desprezando o efeito negativo gerado sobre a concessionária, ou seja, o aumento de perdas de energia no sistema. Estas perdas representam prejuízo financeiro para a concessionária.

A proposta deste trabalho foi desenvolver um modelo matemático de otimização para a operação de uma rede de distribuição, quando existe a conexão de sistemas de geração fotovoltaica, DAE's e resposta da demanda, afim de minimizar não somente os custos de compra de energia elétrica por parte do consumidor, como também os custos de operação da rede, sujeitos as restrições de operação e físicas do sistema.

Para efeito de comparação, foram modelados matematicamente três cenários, considerando: apenas minimização do custo de compra de energia pelo o consumidor, apenas minimização do custo de operação da rede, e minimização do custo de compra pelo consumidor com redução do custo de operação da rede. Além disto, foram simulados estes três cenários, considerando elasticidade própria de preços e elasticidade cruzada de preços para cada um dos cenários. E por final, foi simulado também os mesmos cenários, porém, considerando a alocação ótima dos armazenadores de energia. Foi possível observar a diferença nos resultados quando considerada a elasticidade própria de preços, ao invés da elasticidade cruzada e os impactos nos resultados quando considerado alocação ótima dos armazenadores de energia.

Para estes cenários foram trabalhadas variáveis estocásticas, como é o caso das fontes de energia renováveis e a quantidade de carga consumida e injetada pelos DAE's. Portanto, este trabalho solucionou um problema de programação cônica de segunda ordem inteirista (PCSOIM) considerando diferentes cenários separadamente, minimizando os custos de operação da rede e os custos de compra de energia elétrica por parte do consumidor sujeito a restrições de operação e físicas do sistema.

6.1 TRABALHOS FUTUROS

Este trabalho considerou a resposta da demanda baseada em preços, a operação e alocação de DAE's, geradores renováveis e uma rede de distribuição de 11 barras em 13,8 kV. Para melhorá-lo e aperfeiçoá-lo, os seguintes pontos podem ser considerados:

- O custo com a operação e a alocação dos DAE's;
- Inserção de veículos elétricos com tecnologia V2G (*vehicle to grid*);
- Avaliação do impacto da resposta da demanda no secundário do transformador.

7 REFERÊNCIAS

- AALAMI, H.; YOUSEFI, G. R.; PARSA MOGHADAM, M. Demand response model considering EDRP and TOU programs. **Transmission and Distribution Exposition Conference: 2008 IEEE PES Powering Toward the Future, PIMS 2008**, 2008.
- ANEEL. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST Módulo 8 - Qualidade de Energia Elétrica. v. Revisão 10, 2018.
- ASENSIO, M. et al. Joint distribution network and renewable energy expansion planning considering demand response and energy storage-part I: Stochastic programming model. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 9, n. 2, p. 655–666, 2018a.
- ASENSIO, M. et al. Expansion Planning Considering Demand Response and Energy Storage — Part II : Numerical Results. v. 9, n. 2, p. 667–675, 2018b.
- ASHTIANI, N. A.; GHOLAMI, M.; GHAREHPETIAN, G. B. Optimal allocation of energy storage systems in connected microgrid to minimize the energy cost. **2014 19th Conference on Electrical Power Distribution Networks, EPDC 2014**, p. 25–28, 2014.
- ATIA, R.; YAMADA, N. More accurate sizing of renewable energy sources under high levels of electric vehicle integration. **Renewable Energy**, v. 81, p. 918–925, 2015.
- CAMARGO, A. R.; CASTRO, C. A.; LAVORATO, M. Optimal allocation of energy storage devices in distribution systems considering lifetime characteristics of batteries. **2016 IEEE International Conference on Power System Technology, POWERCON 2016**, p. 1–6, 2016.
- CELLI, G. et al. Optimal integration of energy storage in distribution networks. **2009 IEEE Bucharest PowerTech: Innovative Ideas Toward the Electrical Grid of the Future**, p. 1–7, 2009.
- DE CAMARGO, A. R. **ALOCAÇÃO E OPERAÇÃO ÓTIMA DE DISPOSITIVOS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA CONSIDERANDO A PRESERVAÇÃO DA VIDA ÚTIL DE BATERIAS**. Campinas: Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP), 2016.
- DE JONGHE, C.; HOBBS, B. F.; BELMANS, R. Optimal generation mix with short-term demand response and wind penetration. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 27, n. 2, p. 830–839, 2012.
- DIETRICH, K. et al. Demand response in an isolated system with high wind integration. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 27, n. 1, p. 20–29, 2012.
- FARZIN, H.; FOTUHI-FIRUZABAD, M.; MOEINI-AGHTAIE, M. A stochastic multi-objective framework for optimal scheduling of energy storage systems in microgrids. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. PP, n. 99, p. 117–127, 2016.
- FERRAZ, B. M. P. **Programa de resposta à demanda baseado em preços aplicado a consumidores de baixa tensão**. Porto Alegre: Programa De Pós-Graduação Em Engenharia Elétrica, Escola De Engenharia, Universidade Federal Do Rio Grande Do Sul, 2016.

- FOURER, R. et al. AMPL : A Mathematical Programming Language. **Management Science**, v. 36, p. 519–554, 1990.
- FRANCO, J. F. et al. Optimal allocation of capacitors in radial distribution systems with distributed generation. **2011 IEEE Conference on Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT La)**, p. 1–6, 2011.
- GERAMIFAR, H.; SHAHABI, M.; BARFOROSHI, T. Coordination of energy storage systems and DR resources for optimal scheduling of microgrids under uncertainties. **IET Renewable Power Generation**, v. 11, n. 2, p. 378–388, 2017.
- IBM ILOG CPLEX. User 's Guide. **IBM ILOG AMPL Version 12.2: User's guide**, n. New York, 2010.
- KIRSCHEN, D. S. et al. Prices. **Power**, v. 15, n. 2, p. 612–617, 2000.
- LEVRON, Y.; GUERRERO, J. M.; BECK, Y. Optimal power flow in microgrids with energy storage. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 28, n. 3, p. 3226–3234, 2013.
- LI, H.; GE, S.; LIU, H. Analysis of the Effect of Distributed Generation on Power Grid. **Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference**, p. 1–5, 2012.
- MACEDO, L. H. et al. Optimal Operation of Distribution Networks Considering Energy Storage Devices. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 6, n. 6, p. 1–12, 2015.
- MALLOL-POYATO, R. et al. Optimal discharge scheduling of energy storage systems in MicroGrids based on hyper-heuristics. **Renewable Energy**, v. 83, p. 13–24, 2015.
- RIBEIRO, É. T. A. **Modelos de Programação Inteira Mista para a Alocação Ótima de Bancos de Capacitores em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica Radiais**. Ilha Solteira: Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade Estadual de São Paulo (UNESP), Ilha Solteira, 2013.
- SRIVASTAVA, A. K.; KUMAR, A. A.; SCHULZ, N. N. Impact of distributed generations with energy storage devices on the electric grid. **IEEE Systems Journal**, v. 6, n. 1, p. 110–117, 2012.
- TANI, A.; CAMARA, M. B.; DAKYO, B. Energy management in the decentralized generation systems based on renewable energy—Ultracapacitors and Battery to Compensate the Wind/Load Power Fluctuations. **2012 International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA)**, v. 51, n. 1, p. 1–6, 2012.
- XU, Y.; SHEN, X. Optimal Control Based Energy Management of Multiple Energy Storage Systems in a Microgrid. **IEEE Access**, v. 6, n. c, p. 32925–32934, 2018.