

**UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA - “JÚLIO DE MESQUITA FILHO”
FACULDADE DE ENGENHARIA - CAMPUS DE ILHA SOLTEIRA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

DÊNIS RODRIGO ROSA

**ANÁLISE DO IMPACTO DA ADESÃO DA TARIFA BRANCA EM REDES DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA CONSIDERANDO A
OTIMIZAÇÃO DA CURVA DE CARGA PELO LADO DO CONSUMIDOR**

**ILHA SOLTEIRA
2019**

DÊNIS RODRIGO ROSA

ANÁLISE DO IMPACTO DA ADESÃO DA TARIFA BRANCA EM REDES DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA CONSIDERANDO A OTIMIZAÇÃO
DA CURVA DE CARGA PELO LADO DO CONSUMIDOR

Dissertação apresentada à Faculdade de
Engenharia do Campus de Ilha Solteira –
UNESP para obtenção do título de mestre
em Engenharia Elétrica.

Prof. Dr. Fábio Bertequini Leão
Orientador

ILHA SOLTEIRA
2019

FICHA CATALOGRÁFICA

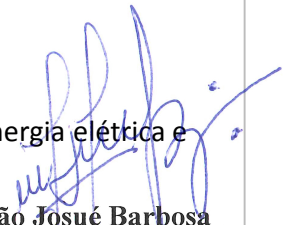
Desenvolvido pelo Serviço Técnico de Biblioteca e Documentação

R788a Rosa, Dênis Rodrigo.
Análise do impacto da adesão da tarifa branca em redes de distribuição de energia elétrica considerando a otimização da curva de carga pelo lado do consumidor / Dênis Rodrigo Rosa. -- Ilha Solteira: [s.n.], 2019
72 f. : il.

Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira. Área de conhecimento: Automação, 2019

Orientador: Fábio Bertequini Leão
Inclui bibliografia

1. Perdas. 2. Controle indireto pelo lado da demanda. 3. Energia elétrica e consumidor.



João Josué Barbosa

Serviço Técnico de Biblioteca e Documentação
Diretor Técnico
CRB 8-5642

CERTIFICADO DE APROVAÇÃO

TÍTULO DA DISSERTAÇÃO: Análise do impacto da adesão da tarifa branca em redes de distribuição de energia elétrica considerando a otimização da curva de carga pelo lado do consumidor

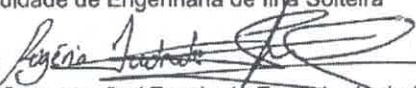
AUTOR: DÊNIS RODRIGO ROSA

ORIENTADOR: FABIO BERTEQUINI LEÃO

Aprovado como parte das exigências para obtenção do Título de Mestre em ENGENHARIA ELÉTRICA, área: Automação pela Comissão Examinadora:

Prof. Dr. FABIO BERTEQUINI LEÃO 
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira

Prof. Dr. RUBEN AUGUSTO ROMERO LAZARO 
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira

Prof. Dr. ROGERIO ANDRADE FLAUZINO 
Departamento de Engenharia Elétrica e de Computação / Escola de Engenharia de São Carlos - USP

Ilha Solteira, 12 de agosto de 2019

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Espiritualidade Maior, por ter me guiado até aqui e também por fazer com que eu encontrasse as pessoas certas ao longo do caminho.

Agradeço também a meus pais, Lourival de Jesus Rosa e Tania Eunice Zarpelão Rosa por serem o meu ponto de equilíbrio em todos os momentos de minha vida, desde sempre. A minha irmã, Débora Taiany Rosa, pessoa de inteligência ímpar e que admiro muito. A minha namorada, Larissa Cristina Tonarchi Sorato, pelo companheirismo e motivação.

Ainda, sou grato também aos meus amigos do Laboratório de Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica (LAPSEE), Esaú Figueroa Escoto e Leonardo H. Macedo por terem me dado todo suporte quando precisei. Em especial, agradeço ao amigo Henrique Molina Barradas, por ter me recebido em sua casa e me ajudado na confecção deste trabalho.

Por fim, agradeço a meu orientador Prof. Dr. Fábio Bertequini Leão por sempre ter estado ao meu lado, e por acreditar em mim.

“Se eu fosse esperar melhores condições espirituais para servir, até o presente momento eu não teria começado.”

Chico Xavier.

RESUMO

O consumo de energia elétrica por parte de consumidores residenciais apresenta curvas de carga bem definidas ao longo do dia e por meio delas é possível perceber horários de maior e menor concentração de demanda. Consequentemente este comportamento exige muito dos sistemas de geração e distribuição em determinados intervalos de tempo e as concessionárias, por sua vez, tomam medidas para incentivar o consumo em momentos fora destes intervalos. Esta prática é denominada Gerenciamento pelo Lado da Demanda, que pode ocorrer de forma Direta ou Indireta. Uma das formas de Gerenciamento pelo Lado da Demanda Indireto (GLDI), que atualmente vigora no Brasil, é a Tarifa Branca (TB). O objetivo consiste em deslocar a demanda de ponta para horários fora de ponta, contribuindo, assim, para a melhoria da curva de carga do alimentador e, além disto, incentiva a mudança de hábito dos consumidores. Por outro lado, a adoção da TB e a mudança dos hábitos de consumo dos consumidores poderão causar impactos na rede de distribuição os quais devem ser investigados. A proposta deste trabalho é analisar esses impactos, com base em um modelo de Programação Linear Inteira Mista o qual considera a adoção de painéis solares pelo consumidor e, consequentemente, a exportação de energia elétrica para a rede. O modelo busca a otimização da curva de carga do consumidor rearranjando os horários de uso dos aparelhos eletrodomésticos para os horários fora de ponta, levando em conta o conforto e a redução da fatura do consumidor. O modelo é implementado em linguagem AMPL tendo como solver o CPLEX. Para observar o impacto da adesão da TB pelos consumidores considerou-se vários cenários com consumidores com e sem otimização de suas curvas de carga. As curvas de carga resultantes obtidas pela otimização do modelo matemático foram aplicadas nos sistemas teste de 13 e 34 barras do IEEE, possibilitando analisar por meio do software OpenDSS as perdas, perfis de tensão e corrente antes e depois da otimização.

Palavras chave: Perdas. Controle indireto pelo lado da demanda. Comportamento do Consumidor.

ABSTRACT

The consumption of electric energy by residential consumers presents well-defined load curves throughout the day through which is possible to perceive times of higher and lower demand concentration. Consequently, this behavior puts a high demand to Generation and Distribution Systems during certain given intervals of time so distributors, in turn, take measures to encourage consumption at moments outside those time ranges. Such practice is known as Demand-Side Management (DSM), which can occur either directly or indirectly. One of the indirect Demand-side Management that takes place in Brazil is called the “White Fee”. Its main objective is to shift peak demand to off-peak hours, contributing to the improvement of the feeder’s load curve and also to encourage consumers’ change of habits. On the other hand, the accession of the White-Tariff and the change of consumer behavior can impact on the distribution grids, which should be looked into. The proposal of this paper is to analyze such impacts based on a Mixed Integer Linear Programming model which considers the consumers’ solar panels purchase, and consequently, energy exports to the grid. The model seeks the enhancement of the consumers’ load curve by rearranging the hours of use household appliances at off-peak hours, taking into account comfort and a decrease in consumers electricity billing. The model was implemented in the AMPL language, making it possible to solve the CPLEX. In order to observe the impact of the White Tariff accession was, various situations of consumers with and without defined load curves enhancement were analyzed. The load curves obtained through the enhancement of the mathematical algorithm were applied on the IEEE 13-buses and 34-buses systems simulated in the Open DSS software, which made it possible to analyze the current and voltage profile and the losses before and after the enhancement.

Keywords: Losses. Indirect control on the demand-side. Consumer behavior.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Sistema de Compensação de Energia Elétrica.	14
Figura 2: Diagrama de uma Smart Grid.	15
Figura 3: Comparação entre a Tarifa Branca e a Tarifa Convencional.	18
Figura 4: Objetivos do GLD.....	19
Figura 5: Curvas de Potência Ativa - Consumidor A.....	28
Figura 6: Curvas de Potência Reativa - Consumidor A.	28
Figura 7: Curvas Otimizadas Consumidor B..	29
Figura 8: Curvas de Potência Reativa - Consumidor B..	29
Figura 9: Curvas de Potência Ativa - Consumidor C.	30
Figura 10: Curvas de Potência Reativa - Consumidor C.....	30
Figura 11: Curvas de Potência Ativa - Consumidor D.....	31
Figura 12: Curvas de Potência Reativa - Consumidor D.	31
Figura 13: Diagrama Unifilar do sistema teste IEEE 13 barras modificado.	33
Figura 14: Potência Ativa na subestação – Cenário1	35
Figura 15: Potência Ativa nas Fases da Subestação - Cenário 1.....	35
Figura 16: Potência Reativa na Subestação- Cenário 1	36
Figura 17: Perdas Ativas Totais nas Linhas - Cenário1.. ..	36
Figura 18: Perdas Horárias nas Linhas - Cenário 1.....	37
Figura 19: Corrente na Linha 650-632 - Cenário 1.. ..	37
Figura 20: Corrente nas Linhas 632-670 e 670-671 - Cenário 1.. ..	38
Figura 21: Tensão no Barramento 611 - Cenário 1.	38
Figura 22: Tensão no Barramento 681 - Cenário1.	39
Figura 23: Tensão no Barramento 676. Cenário 1.	39
Figura 24: Potência Ativa na Subestação. Cenários 1 e 2.	41
Figura 25: Potência Reativa na Subestação. Cenários 1 e 2.....	41
Figura 26: Correntes na Linha 650-632. Cenários 1 e 2.....	42
Figura 27: Corrente na Linha 632-670/670-671. Cenários 1 e 2.....	43
Figura 28: Perdas Ativas na Linha 650-632. Cenários 1 e 2.....	44
Figura 29: Perdas Ativas na Linha 632-670. Cenários 1 e 2.....	44
Figura 30: Perdas na Linha 670-671. Cenários 1 e 2.....	44
Figura 31: Tensão no Barramento 611. Cenário 2..	45
Figura 32: Tensão no Barramento 681. Cenário 2.. ..	45
Figura 33: Tensão no Barramento 676. Cenário 2.. ..	46
Figura 34: Potência Ativa na Subestação. Cenários 1 e 3.	47
Figura 35: Potência Reativa na Subestação. Cenários 1 e 3.....	47
Figura 36: Corrente na Linha 650-632. Cenários 1 e 3.. ..	48
Figura 37: Corrente na Linha 632-370/670-671. Cenários 1 e 3..	49
Figura 38: Perdas Ativas na Linha 650-632. Cenários 1 e 3.. ..	50
Figura 39: Perdas Ativas na Linha 632-670. Cenários 1 e 3.. ..	50
Figura 40: Perdas Ativas na Linha 670-671. Cenários 1 e 3.. ..	50
Figura 41: Tensão no Barramento 611. Cenário 3.	51
Figura 42: Tensão no Barramento 681. Cenário 3.	51
Figura 43: Tensão no barramento 676. Cenário 3.	52
Figura 44: Potência Ativa Na subestação. Cenários 1 e 4.....	54

Figura 45: Potência Reativa na Subestação. Cenários 1 e 4.....	54
Figura 46: Barramentos com excedente de potência	55
Figura 47: Fluxo de Potência nas linhas conectadas ao Barramento 632 às 12h.	55
Figura 48: Corrente na Linha 650-632. Cenários 1 e 4..	56
Figura 49: Corrente na Linha 632-370/670-671. Cenários 1 e 4.....	57
Figura 50: Perdas Ativas na Linha 650-632. Cenário 4.	58
Figura 51: Perdas Ativas na Linha 632-670. Cenários 1 e 4..	58
Figura 52: Perdas Ativas na Linha 670-671. Cenários 1 e 4.. ..	58
Figura 53: Tensão no Barramento 611. Cenário 4.	59
Figura 54: Tensão no Barramento 681. Cenário 4..	59
Figura 55: Tensão no Barramento 676. Cenário 4.	60
Figura 56: Curvas de Carga. Todos os cenários.	61
Figura 57: Diagrama Unifilar do Sistema IEEE 34 Barras.	63
Figura 58: Potência Ativa na Subestação. Cenário 1- 34Barras.....	65
Figura 59: Potência Reativa na Subestação. Cenário 1-34 Barras..	65
Figura 60: Perdas Ativas Totais por secção. Cenário 1- 34 Barras.	66
Figura 61: Perdas Ativas por hora nas secções. Cenário 1 - 34 Barras.	66
Figura 62: Corrente I1. Cenário 1-34Barras.....	67
Figura 63: Corrente I2. Cenário 1 - 34 Barras.....	67
Figura 64: Corrente I3. Cenário 1 - 34 Barras.....	67
Figura 65: Tensão no Barramento 820. Cenário 1 - 34 Barras.....	68
Figura 66: Tensão no Barramento 846. Cenário 1- 34 Barras.....	68
Figura 67: Tensão no Barramento 860. Cenário 1 - 34 Barras.....	69
Figura 68: Potência Ativa na Subestação. Cenários 1 e 2 - 34 Barras.. ..	70
Figura 69: Potência Reativa na Subestação. Cenários 1 e 2. 34 Barras.....	70
Figura 70: Perdas Ativas nas Secções. Cenários 1 e 2 - 34 Barras.. ..	71
Figura 71: Corrente I1. Cenários 1 e 2 - 34 Barras.....	72
Figura 72: Corrente I2 Cenários 1 e 2 - 34 Barras.....	73
Figura 73: Corrente: I3 Cenários 1 e 2. - 34 Barras.	74
Figura 74: Tensão no Barramento 820. Cenários 2 - 34 Barras	75
Figura 75: Tensão no Barramento 846. Cenário 2 - 34 Barras.....	75
Figura 76: Tensão no Barramento 860. Cenário 2 - 34 Barras.....	76
Figura 77: Potência Ativa na Subestação Cenários 1 e 3 - 34Barras.	78
Figura 78: Potência Reativa na Subestação Cenários 1e 3 - 34 Barras.	78
Figura 79: Perdas Ativas nas Secções. Cenários 1 e 3 - 34 Barras.	79
Figura 80: Corrente I1. Cenários 1 e 3 - 34 Barras.	80
Figura 81: Corrente I2. Cenários 1 e 3 - 34 Barras. 81	
Figura 82: Corrente I3 Cenário 1 e 3 - 34 Barras.	82
Figura 83: Tensão no Barramento 820. Cenários 1 e 3 - 34 Barras.	83
Figura 84: Tensão no Barramento 846. Cenários 1 e 3 - 34 Barras.. ..	83
Figura 85: Tensão no Barramento 860. Cenários 1 e 3 - 34 Barras..	84
Figura 86: Potência Ativa na Subestação Cenários 1 e 4 - 34Barras.	86
Figura 87: Potência Reativa na Subestação. Cenários 1 e 4 - 34 Barras..	86
Figura 88: Perdas Ativas nas Secções. Cenários 1 e 4 - 34 Barras	87
Figura 89: Corrente I1. Cenários 1 e 4 - 34 Barras.....	88
Figura 90: Corrente I2. Cenários 1 e 4 - 34 Barras.....	89
Figura 91: Corrente I3 . Cenários 1 e 4 - 34 Barras.	90

Figura 92: Tensão no Barramento 820. Cenários 1e 4 - 34 Barras.	91
Figura 93: Tensão no Barramento 846. Cenários 1 e 4 - 34 Barras.	91
Figura 94: Tensão no Barramento 860. Cenários 1 e 4 - 34 Barras.	92

LISTA DE TABELAS.

Tabela 1: Dados do Consumidor A.	25
Tabela 2: Quando de Consumo Habitual do Consumidor A.	26
Tabela 3: Quadro de Intervalos do Consumidor A.	26
Tabela 4: Quadro de Consumo Ótimo do Consumidor A.	27
Tabela 5: QCO do Consumidor A - Otimização com Pannel.	27
Tabela 6: Dados dos Consumidores.	32
Tabela 7: Grupos de Consumidores nos Barramentos.	34
Tabela 8: Consumo de Energia. Todos os Cenários.	61
Tabela 9: Perdas Ativas. Todos os Cenários.	62
Tabela 10: Quantidade de Consumidores por Barramento no Sistema IEEE 34 Barras.	64
Tabela 11: Perdas Ativas por Secção. Todos os cenários - 34 Barras.	94
Tabela 12: Variação de Consumo nos Cenários - 34 Barras.	94

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	12
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	14
2.1	ASPECTOS IMPORTANTES DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL	14
2.2	TARIFICAÇÃO DA ENERGIA ELÉTRICA PARA O CONSUMIDOR RESIDENCIAL	15
2.3	GERENCIAMENTO PELO LADO DA DEMANDA.	18
2.4	MODELOS DE OTIMIZAÇÃO DE CURVA DE CARGA.	18
3	DESENVOLVIMENTO DO NOVO MODELO MATEMÁTICO DE OTIMIZAÇÃO.....	22
4	SIMULAÇÕES E RESULTADOS.	25
4.1	CURVAS OTIMIZADAS INDIVIDUAIS.	25
4.2	ANÁLISE DO FLUXO DE CARGA.....	32
4.3	SIMULAÇÕES NO SISTEMA IEEE DE 13 BARRAS.....	33
4.3.1	ANÁLISE DO CENÁRIO 1.....	35
4.3.2	ANÁLISE DO CENÁRIO 2.....	41
4.3.3	ANÁLISE DO CENÁRIO 3.....	47
4.3.4	ANÁLISE DO CENÁRIO 4.....	54
4.3.5	ANÁLISE GERAL DAS SIMULAÇÕES DO SISTEMA IEEE 13 BARRAS.	61
4.4	SIMULAÇÕES NO SISTEMA IEEE DE 34 BARRAS.....	63
4.4.1	ANÁLISE DO CENÁRIO 1.....	65
4.4.2	ANÁLISE DO CENÁRIO 2.....	70
4.4.2	ANÁLISE DO CENÁRIO 3.....	78
4.4.4	ANÁLISE DO CENÁRIO 4.....	86
4.4.5	ANÁLISE GERAL DAS SIMULAÇÕES DO SISTEMA IEEE 34 BARRAS.	94
5	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	95
6	TRABALHOS FUTUROS.....	96
	REFERÊNCIAS..	97
	APÊNDICE A – Dados do Consumidor B.....	99
	APÊNDICE B – Dados do Consumidor C.....	103
	APÊNDICE C – Dados do Consumidor D.....	107

1 INTRODUÇÃO

Como é sabido, o Brasil é um país rico, principalmente no que diz respeito a recursos naturais. Talvez devido a essa riqueza, a cultura do desperdício está impregnada na sociedade brasileira, principalmente no que se refere a água, energia e alimentos. Tendo como principal matriz energética as usinas hidrelétricas, as quais tem capacidade de geração limitada, há um crescente desenvolvimento e implantação de fontes renováveis para geração de energia, como por exemplo, painéis fotovoltaicos e parques eólicos.

Recentemente, os problemas da crescente demanda de energia vêm conscientizando a população no que diz respeito à proteção ambiental, com isso os combustíveis fósseis existentes na natureza têm dado lugar a trabalhos de pesquisa focados em fontes renováveis de energia. O setor privado e público tem se concentrado agora na Geração Distribuída (GD) baseadas em fontes renováveis, mais eficientes e confiáveis (MOTABARIAN, 2011).

Uma vez que o consumidor tem acesso a esses recursos, ele pode mudar seu papel no cenário energético, passando a ter uma postura ativa, onde além de gerar sua própria energia possa também comercializá-la. A Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL, por meio da Resolução Normativa nº482 de abril de 2012 estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica. Dessa forma o consumidor pode aderir a um sistema de Compensação de Energia Elétrica, por meio do qual pode injetar na rede seu excedente de energia gerada, assim obtendo créditos, que podem ser abatidos no valor da sua fatura (ANEEL, 2012). Com base nessa nova característica do consumidor, as concessionárias, por sua vez, os estimulam, por meio de tarifas diferenciadas em diferentes horários do dia, a mudar seus hábitos de consumo para os horários de menor carregamento no sistema, tendo num primeiro momento uma redução na conta de luz, e, conseqüentemente, uma racionalização do consumo. Essa gestão da energia recebe o nome de Gerenciamento pelo Lado da Demanda (GLD), e pode ocorrer de forma direta ou indireta. Na forma direta a concessionária controla de forma remota os horários de funcionamento de aparelhos como, por exemplo, condicionadores de ar e chuveiros ligando-os e desligando-os em horários pré-determinados. Já a forma indireta ou GLDI se baseia na mudança de hábitos do consumidor ou seja, a concessionária oferece uma tarifa de menor valor se os aparelhos elétricos forem utilizados fora do horário de pico pelos consumidores, tendo, neste caso, o controle indireto sobre a utilização dos aparelhos eletrodomésticos. A gestão pelo lado da demanda se baseia em procedimentos de gerenciamento de cargas bem definidos, como o Deslocamento de carga, Corte da Ponta e Enchimento de Vales (CAMARGO; TEIVE, 2006).

Em janeiro de 2018, a ANEEL outorgou a aplicação da Tarifa Branca (ANEEL, 2012). Essa modalidade tarifária estabelece preços distintos para o consumo, pois considera estimativas de custo para o fornecimento. Horários de maior consumo exigem maior investimento, tanto nas redes de distribuição quanto na geração, tendo assim valores mais altos de energia do que em horários de menor demanda (ABRADEE, 2017). Nos dias úteis o valor da Tarifa Branca se divide em três horários: horário de ponta, das 18h às 21h horário em que a tarifa apresenta maior valor, horário intermediário, das 17h às 18h e das 21h às 22h horário em que a tarifa apresenta maior valor, porém menor que a de ponta e horário fora de ponta, das 22h às 17h em que a tarifa apresenta o menor valor.

Nos horários definidos em dias úteis e feriados nacionais o valor da Tarifa Branca será mais barato que a tarifa convencional e os horários fora de ponta, intermediário e ponta são homologados pela ANEEL nas revisões tarifárias periódicas de cada distribuidora, que ocorrem em média, a cada quatro anos. A adesão é opcional ao consumidor, sendo vantajosa somente para aqueles que conseguirem deslocar seu consumo para os Horários fora de Ponta (22h às 17h), caso contrário pode acarretar em um aumento da conta de energia (ABRADEE, 2017). Contudo, essas mudanças levarão a um novo perfil de curva de carga do consumidor, então quanto mais consumidores aderirem a essas tecnologias, maior será o impacto causado nas redes e alimentadores de distribuição. Por conseguinte, a proposta deste trabalho é avaliar o impacto causado nas redes deste novo cenário, como perdas e perfil da corrente ao longo do dia, concluindo-se então se ocorrem melhorias efetivas para o sistema como um todo ou somente para parte dele.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

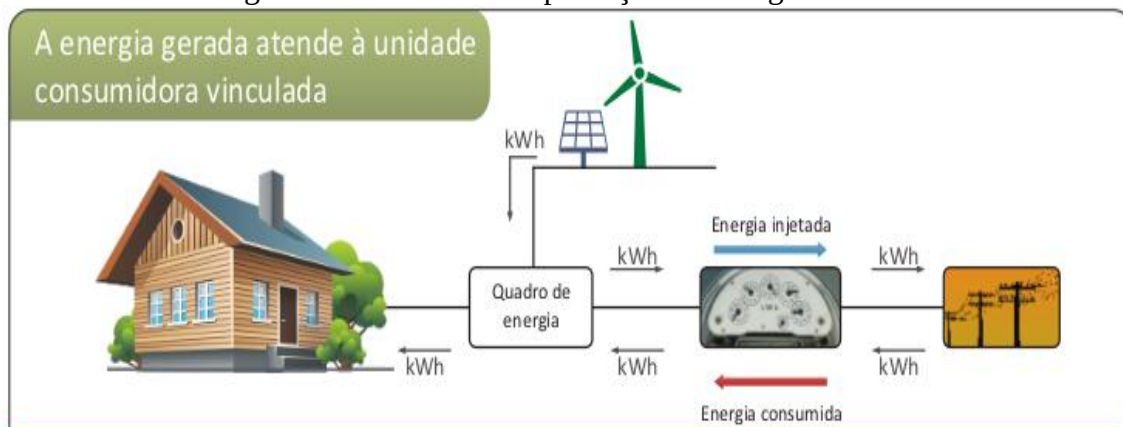
2.1 ASPECTOS IMPORTANTES DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL

O ser humano sempre desenvolveu dispositivos para converter diversas outras formas de energia para elétrica, como, por exemplo, usinas hidrelétricas, termoeletricas e nucleares. Entretanto essas fontes impactam o meio ambiente e geralmente ficam distantes dos consumidores finais. Surge então a ideia de se obter fontes mais próximas das unidades consumidoras e baseadas em diversas formas de geração, como fotovoltaica, eólica, geradores a diesel e cogeração. É a chamada, Geração Distribuída, (GD).

A presença da GD torna o fluxo de energia bidirecional, do consumidor para a rede, ao contrário do atual fluxo das subestações de distribuição para os usos finais (MOTABARIAN; GOLKAR; HAJIAGHASI, 2015).

A Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL, por meio da Resolução Normativa nº482 de abril de 2012, permite que o consumidor participe de um Sistema de Compensação de energia. Uma vez que o montante gerado é maior que o consumido, a diferença pode ser injetada na rede de distribuição de forma a receber créditos de energia (kWh) para então abater no consumo, válidos por até 60 meses (AGÊNCIA; ENERGIA; ANEEL, 2012). Na figura 1, encontra-se um diagrama simplificado de um sistema de compensação de energia elétrica.

Figura 1: Sistema de Compensação de Energia Elétrica.

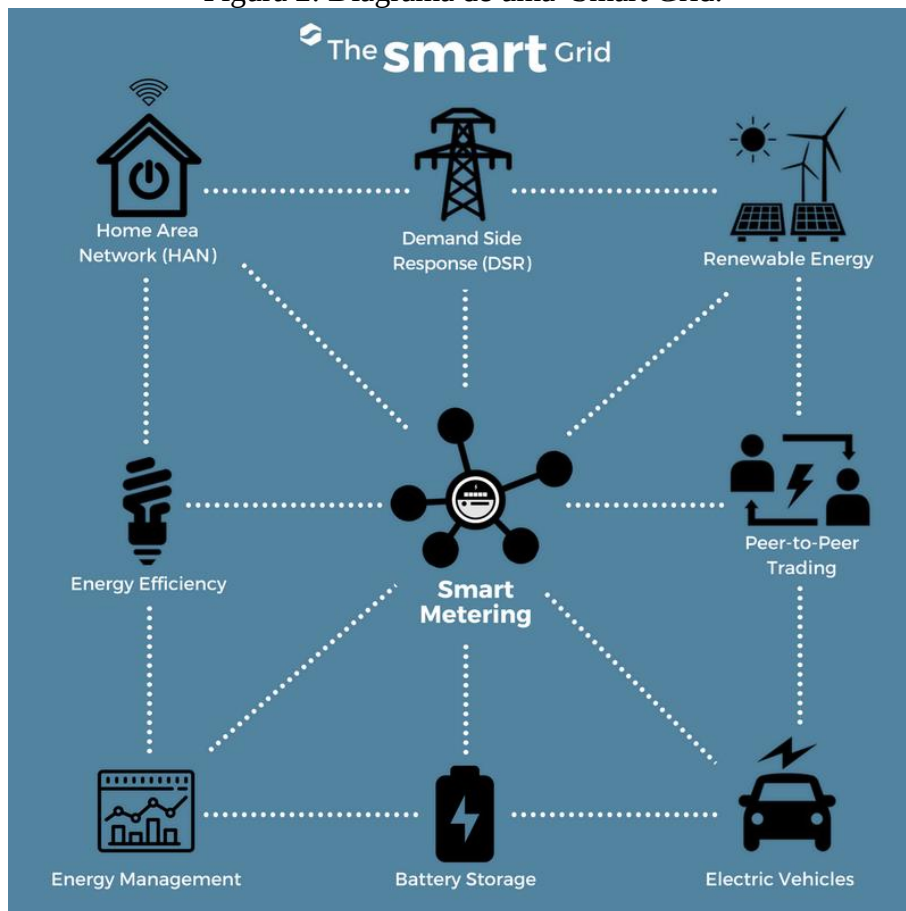


(ANEEL, 2016)

Para a medição do excedente, é necessário que haja uma comunicação eficiente entre todas as fontes geradoras, consumidor e concessionária, entretanto, no mercado tradicional da eletricidade, os clientes não participam no mercado que é de fato gerido por produtores independentes de energia, organizações de transmissão regional e entidades reguladoras (KHAJAVI, 2010).

As chamadas Smart Grids representam uma visão dos futuros sistemas de energia integrando tecnologias de sensoriamento avançado, metodologias de controle e tecnologias de comunicação nos níveis de transmissão e distribuição, a fim de fornecer a eletricidade de forma inteligente e fácil de usar (LOGENTHIRAN *et al.*, 2012). Há então a possibilidade de uma visão geral do fornecimento de energia e seu consumo, e o consumidor agora passa a ser um agente ativo do Sistema Elétrico de Potência (SEP).

Figura 2: Diagrama de uma Smart Grid.



Disponível em: <https://www.sms-plc.com/insights/blogs-news/smart-meters-making-the-smart-grid-possible/> acesso em 21 06 2019 às 11h06.

O ponto central de uma Smart Grid é o Smart Metering ou medidor inteligente. É por meio dele que ocorre a comunicação entre todos os pontos da Smart Grid e é possível realizar o balanço energético na residência, conferindo ao cliente condições de saber o quanto está consumindo, gerando e exportando, tendo então uma compreensão mais clara de sua conta de energia.

Outro fator que influencia nas contas de energia, são as tarifas energéticas, que são as taxas cobradas por parte dos distribuidores de energia levando em consideração fatores específicos, como custo da geração, transmissão e distribuição da energia, e em alguns casos os horários de consumo.

2.2 TARIFAÇÃO DA ENERGIA ELÉTRICA PARA O CONSUMIDOR RESIDENCIAL

Tarifas são instrumentos utilizados pelas concessionárias para modular o consumo de energia ao longo do tempo, uma vez que ele não é constante ao longo do tempo, pois se adapta ao comportamento e padrões sociais de cada região. O fornecimento é dependente tanto dos aparelhos que constituem o SEP quanto das fontes de geração, e

quando estas não são capazes de suprir a demanda, complementa-se com outras, como termoeletricas e nucleares, que possui custos mais elevados.

Essa modulação no consumo final da energia, é denominada Resposta de Demanda que inclui toda mudança no padrão de consumo de eletricidade intencional por parte dos clientes de uso final e os pagamentos de incentivo destinados a alterar o tempo, o nível de demanda instantânea ou o consumo total de eletricidade (FARIA; VALE; PRICE, 2011). Os programas de Resposta de Demanda podem ser divididos em dois grupos:

- *Price-Based Demand Response* (Resposta de Demanda Baseada no Preço). Neste, a relação com a mudança no padrão de consumo está relacionada com os preços de compra. Estão inclusos neste grupo as seguintes tarifas:
 - Time-of-Use (TOU): Definida por diferentes preços para energia ao longo de períodos de, geralmente 24h. Reflete o preço médio da geração e distribuição de energia neste intervalo.
 - Real Time Price (RTP): O preço é definido em intervalos de tempo mais curtos, geralmente de hora em hora, refletindo assim a mudança no preço geral da eletricidade. Os clientes recebem a informação de uma base da mudança nos preços de um dia ou uma hora a frente.
 - Critical-Peak Pricing (CPP): É uma opção de mescla entre o TOU e RTP, de difícil implementação. A taxa base é o TOU, e um preço máximo de pico é especificado em condições onde o fornecimento é comprometido ou quando os custos do fornecimento ainda são muito elevados.
- *Incentive-Based Demand Response* (Resposta em Demanda Baseada em Incentivo). Neste grupo, são oferecidos aos consumidores, incentivos fixos ou variáveis no tempo, além de suas tarifas de eletricidade. Tais benefícios podem ser estabelecidos por utilitários, entidades prestadores de serviços ou até por um operador de rede regional. Há seis programas inclusos:
 - Direct Control Load (DCL): Permite o desligamento remoto de equipamentos do consumidor por parte do programa operador. Geralmente oferecido a pequenos consumidores residenciais
 - Interruptible/Curtailable Service (ICS): São fornecidos descontos aos clientes que concordarem em reduzir seu consumo em situações onde houver contingências dos sistema.
 - Demand Bidding/Buyback (DBB): Os clientes fazem oferta para redução de sua capacidade. Geralmente feitos por grandes consumidores.
 - Emergency Demand Response (EDR): É um misto entre DLC e ICS, direcionado a períodos onde a reserva se torna insuficiente.
 - Capacity Market (CM): Os clientes propõem uma diminuição na carga do sistema para substituir os recursos convencionais de geração.
 - Ancillary Services Market (ASM): Similar ao DBB, porém nesse caso as ofertas são feitas apenas para mercados de serviços auxiliares.

No Brasil, as tarifas são calculadas levando-se em conta a infraestrutura para geração, transmissão e distribuição. Por meio da Resolução Normativa Nº 414 de 9 de setembro de 2010, a Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL, dividiu os consumidores em dois grupos baseados na tensão de fornecimento. São eles:

- Grupo A: Consumidores de Alta Tensão, ligados a tensões iguais ou superiores a 2,3 kV e se subdividem em 4 subgrupos:
 - A.1: consumidores ligados a tensão de 230kV ou mais;
 - A.2: consumidores ligados a tensão de 88Kv a 138kV;
 - A.3: consumidores ligados a tensão de 69 kV;
 - A.4: consumidores ligados a tensão de 2,3 a 25 kV.
 - A.S: atendimento em tensão inferior a 2,3 kV (sistema subterrâneo).
- Grupo B: Consumidores de Baixa Tensão, ligados a tensões inferiores a 2,3 kV e se subdividem em 4 subgrupos:
 - B.1: Residencial e residencial de baixa renda;
 - B.2: Rural, cooperativa de eletrificação rural e serviço público de integração;
 - B.3: demais classes;
 - B.4: Iluminação pública.

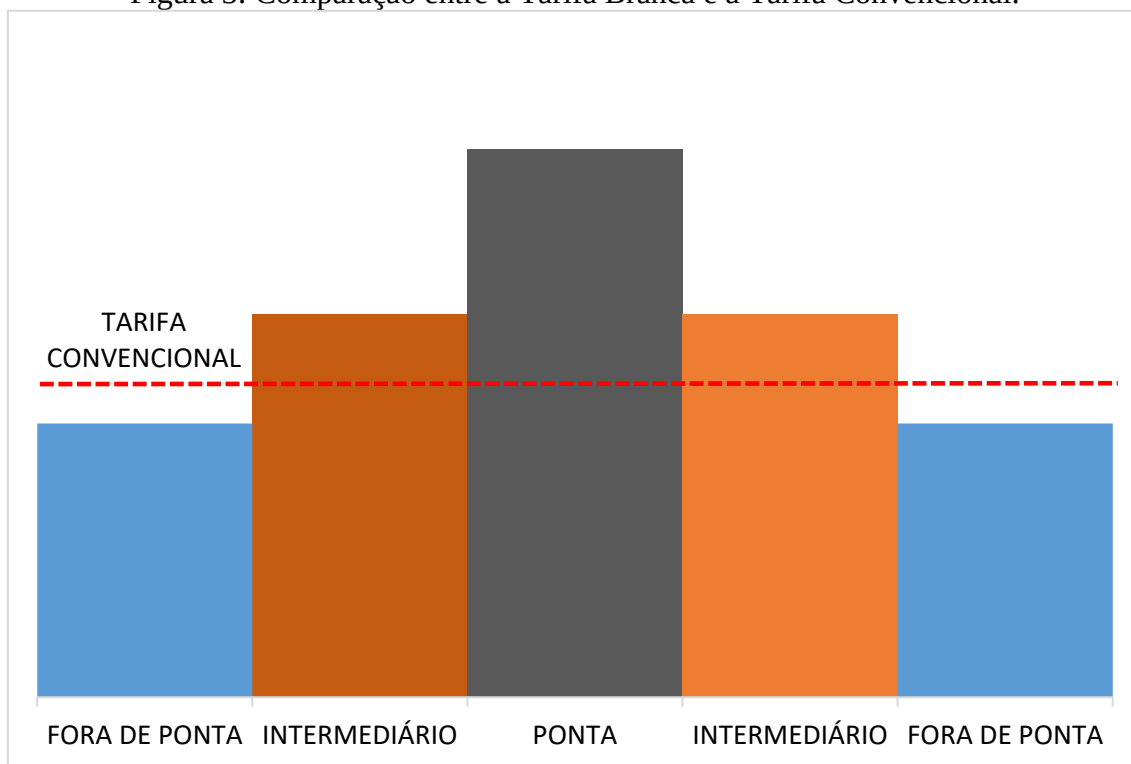
Essa separação é motivada pela diferença de custo envolvida no atendimento de cada agrupamento tarifário, bem como, as características de uso do sistema por classe de consumidor. Alguns subgrupos são definidos por condições específicas, como o caso do subgrupo “AS” ou, ainda, devido a subsídios tarifários, como o caso da subclasse residencial de baixa renda (SANCHEZ, 2017). Ainda nesses grupos, as tarifas são segmentadas em duas classes.

- TUSD: Tarifa de Utilização do Sistema de Distribuição.
- TE: Tarifa referente a Energia Consumida.

Com o intuito de atender a implantação das redes inteligentes no Brasil, foram estruturadas duas modalidades de tarifação.

- Tarifa Convencional: O preço do kWh é único, independentemente do horário que a energia é consumida.
- Tarifa Branca: Nos dias úteis, a curva de carga diária é dividida em três horários, de acordo com o carregamento da mesma.
 - Horário de Ponta: Intervalo de três horas cujo carregamento do sistema é máximo, e consequentemente o preço do kWh é mais alto.
 - Horário Intermediário: Intervalo de duas horas, sendo uma antes e outra após o Horário de Ponta. O valor da energia já é mais barato.
 - Horário Fora de Ponta: Demais horas restantes. Nelas, o valor da energia é o mais baixo.

Figura 3: Comparação entre a Tarifa Branca e a Tarifa Convencional.



Fonte: Próprio Autor.

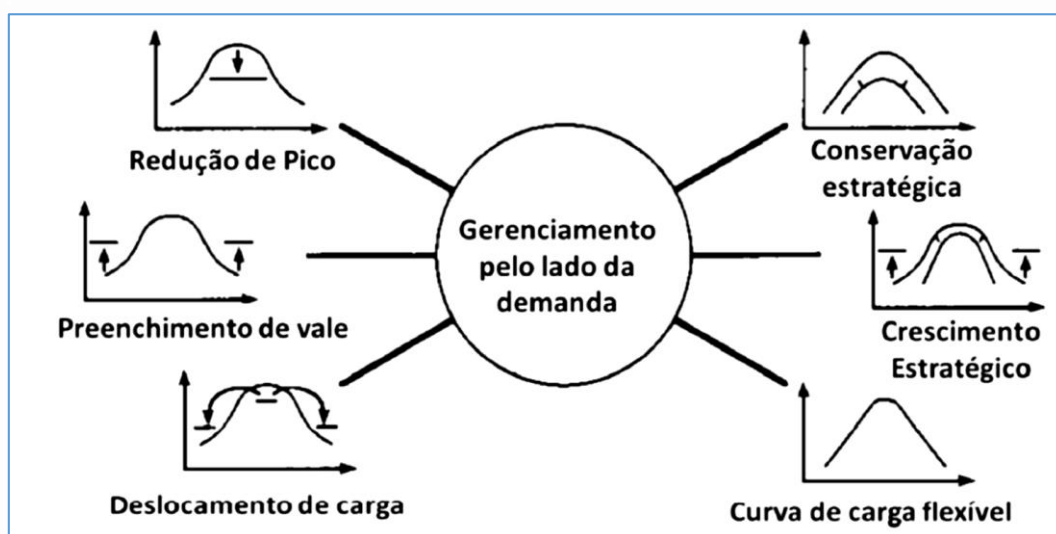
Com base na figura 3, nota-se que a adesão a Tarifa Branca se torna interessante somente para aqueles consumidores que conseguirem deslocar o seu consumo do Horário de Ponta para o Fora de Ponta, ou seja, consumidores capazes de atender o Gerenciamento Pelo Lado da Demanda.

2.3 GERENCIAMENTO PELO LADO DA DEMANDA.

As concessionárias precisam analisar o consumo de seus clientes para atendê-los traçando assim perfis dos mesmos, sejam eles residenciais, comerciais e industriais, ou seja, é necessário obter as chamadas Curvas de Carga (CC) que representam o comportamento do consumidor em intervalos de tempo que se deseja estudar: dia, semana, mês ou anos. Analisando as CC's diárias percebe-se que há um carregamento do SEP em certos horários do dia, assim como uma subutilização em outros, o que pode acarretar em um estresse da rede da concessionária e consequentemente resultando na necessidade de possíveis investimentos em infraestrutura (CAMARGO, 1996). Como medida para mitigar esses problemas aplica-se uma técnica denominada Gerenciamento do Lado da Demanda (GLD) que por meio de incentivos por parte da concessionária para com os consumidores, visa mudar o perfil de consumo remodelando então a CC, por meio de programas específicos (VIDAL; BATISTA, 2014). Os estudos sobre GLD possibilitam a melhoria de operação do SEP por meio do melhor uso da capacidade de geração disponível (PARACHA *et al.*, [s.d.]).

A proposta da GLD pode ser entendida com base em seis programas básicos como mostrado na figura 4.

Figura 4: Objetivos do GLD.



Adaptado de (GELLINGS *et al.*, 1986)

São eles:

- **Redução de Pico:** Como o próprio nome sugere, fazer com que o pico de demanda seja diminuído, aliviando assim o SEP.
- **Preenchimento de Vales:** Consiste em diminuir a diferença entre as potências máximas e mínimas de consumo, buscando aumentar o fator de carga.
- **Deslocamento de Cargas:** Deslocar as cargas do período de ponta para período fora de ponta.
- **Curva de Carga Flexível:** Está associada a confiabilidade do serviço e é conseguida oferecendo aos consumidores a escolha de vários tipos diferentes de qualidade em troca de incentivos financeiros.
- **Conservação estratégica:** Os programas de conservação estratégica resultam de ações patrocinadas pela concessionária e destinadas a mudanças no uso final da energia, como uso de painéis solares e cogeração.
- **Crescimento Estratégico:** consiste na mudança efetuada na curva de carga e que reflete o crescimento nas vendas além do enchimento dos vales já citado. Deve-se, entre outros motivos, ao aparecimento de novas tecnologias envolvendo o uso da energia elétrica. (CAMARGO, 1996)

O GLD pode ser aplicado de duas formas:

- **Direto:** A concessionária controla remotamente ou no próprio local, o uso final dos equipamentos do consumidor desligando se necessário nos horários de maior demanda para minimizar o pico.
- **Indireto:** No Gerenciamento Pelo Lado da Demanda Indireto (GLDI), são oferecidos ao consumidor incentivos financeiros para que ele mude seu comportamento voluntariamente, remodelando assim a sua CC.

Em ambos os casos, a ideia central é fornecer ao consumidor incentivos financeiros, de forma que ao reduzir o valor de sua conta de luz, a concessionária também seja beneficiada, conseguindo fornecer energia com mais confiabilidade e evitando gastos desnecessários em infraestrutura.

2.4 MODELOS DE OTIMIZAÇÃO DE CURVA DE CARGA.

Uma vez definidos os conceitos e a proposta da Tarifa Branca, o consumidor passa então a usar seus aparelhos nos horários cujo valor da energia é mais barata, entretanto, surge assim uma nova problemática: definir quantos e quais aparelhos devem ter seu uso realocado para outro horário e ainda, definir também qual será esse novo horário.

Em Logenthiran *et al.* (2012) é proposto um modelo de otimização da curva de carga do consumidor utilizando uma heurística baseada no algoritmo evolucionário. Com uma curva de carga ótima, pré-definida pelo gerenciador da smart grid, o algoritmo realiza a otimização mudando as cargas no tempo ao longo da curva de carga de forma que esta fique o mais próximo possível da curva ótima. A finalidade deste modelo é reduzir a conta de luz para o cliente usando uma curva ótima inversamente proporcional aos valores das tarifas de energia do mercado.

Quando o consumidor opta pelo GLD o mesmo deve se adaptar a utilizar seus aparelhos em horários de menor demanda, o Horário fora de Ponta. É importante ressaltar que esta mudança pode afetar o padrão de conforto, sendo necessário então encontrar um ponto de equilíbrio. Para tanto, pode-se aplicar técnicas de Programação Linear Inteira Mista, desenvolvendo algoritmos que podem encontrar uma solução ótima, ou seja, otimizar a CC do consumidor encontrando um ponto de equilíbrio entre conforto e um menor valor para sua conta de Luz.

Em Sanchez, 2017 é proposto um modelo de otimização, baseado em Programação Linear Inteira Mista, que considera uma residência com geração distribuída e um carro elétrico. Neste, toda energia gerada primeiramente abastece o consumo da própria casa e o possível excedente é armazenado em um banco de baterias para que possa ser consumido nos horários onde o valor do kWh é mais alto. Os aparelhos são divididos em prioritários e não prioritários. Os aparelhos prioritários são aqueles que são selecionados pelos próprios consumidores e não devem sofrer alteração em seus horários de funcionamento durante a otimização, já os não prioritários podem ser realocados ao longo da curva de carga, partindo de horários onde o valor da energia é mais caro, para os em que ela é mais barata. Logo, o objetivo geral do modelo é proporcionar ao cliente uma curva de carga otimizada, a qual é o resultado de um balanço entre conforto e custo.

Tomando como base os projetos citados anteriormente, neste trabalho foram feitas melhorias no modelo matemático proposto em (SANCHEZ, 2017). Os aparelhos que eram definidos como não prioritários poderiam na solução ótima, entrar em funcionamento em horários inviáveis para o uso do consumidor, como por exemplo, lâmpadas ligadas durante o dia e desligadas durante a noite. Foi implementado então um quadro de intervalos, no qual, para cada aparelho não prioritário são definidos outros possíveis horários de funcionamento, limitando assim o intervalo de alocação para a solução ótima. Além disso, o modelo foi melhorado de modo a considerar a exportação de excedente de energia para a concessionária ao invés do armazenamento em banco de baterias. O modelo ainda permite que sejam realizadas para um mesmo consumidor a otimização considerando-se a presença ou não de geração distribuída.

Considerando o cenário brasileiro em que uma parcela considerável da população possa aderir a tarifa branca e, portanto, ao GLDI e adicionado aos impactos causados pela possível inserção de GDs na rede, espera-se que ocorram mudanças nos perfis de carga do alimentador causando impactos nos níveis de tensão, corrente e perdas nos

alimentadores, nas linhas de transmissão e subestações. A partir do modelo matemático melhorado proposto em Sanches, 2007, o objetivo deste trabalho é realizar um estudo dos impactos causados nas redes de distribuição devido da otimização da curva de carga pelo lado do consumidor considerando diversos cenários de adoção da tarifa branca e inserção de GD nas redes de distribuição de energia elétrica. A implementação do modelo proposto foi feita na plataforma AMPL e resolvida por meio do solver CPLEX.

3 DESENVOLVIMENTO DO NOVO MODELO MATEMÁTICO DE OTIMIZAÇÃO

O modelo matemático proposto é baseado no modelo desenvolvido em (SANCHEZ, 2017). Neste trabalho o modelo matemático é modificado para considerar a exportação de energia elétrica para a rede de distribuição devido a presença de geração fotovoltaica e a possível compensação de energia conforme a resolução normativa nº 482 da ANEEL (ANEEL, 2012).

O modelo matemático realiza a otimização da curva de carga do consumidor realocando os horários de funcionamento dos aparelhos elétricos, desta forma o modelo remodela a curva de carga, diminuindo os picos nos horários onde o valor da energia é mais caro e preenchendo vales nos horários onde ele é mais barato.

A equação (1) representa a função objetivo do modelo de otimização.

$$\min : k_1 \sum_{\substack{\forall e \in \Omega_e \\ p=1}} \sum_{\forall t \in \Omega_t} \delta_t^E . E_{e,t}^o + k_2 \sum_{\substack{\forall e \in \Omega_e \\ p=0}} \sum_{\substack{\forall t \in \Omega_t \\ QCAe, t=1}} \delta_t^E (E_{e,t}^h - E_{e,t}^o) + k_3 \sum_{\substack{\forall t \in \Omega_t \\ p=0, QCAe, t=1}} \delta_t^E P_t^{Cons} . h \quad (1)$$

Sendo:

- $E_{e,t}^o$: Energia Total ótima (KWh).
- $E_{e,t}^h$: Energia do quadro habitual do equipamento e no horário t (KWh).
- h : Valor da faixa de tempo.
- δ_t^E : Custo tarifário no horário t (R\$/kWh).
- P^{Cons} : Potência Consumida da rede de distribuição.
- P : Prioridade do equipamento (1 significa prioritário e 0 não prioritário).
- Ω_t : Conjunto de faixas de tempo para ligação dos equipamentos.
- Ω_e : Conjunto de equipamentos.
- QCA: Quadro de Consumo Habitual.
- k_1 : Parâmetro de ponderação de custo referente aos aparelhos prioritários.
- k_2 : Parâmetro de ponderação de conforto.
- k_3 : Parâmetro de ponderação de custo referente a energia consumida da concessionária.

O rearranjo dos horários de consumo é particular para cada consumidor, e então em um primeiro momento é possível definir um ou mais aparelhos que não devem sofrer alteração nos intervalos habituais de consumo, e estes são definidos como prioritários ou de uso contínuo. Se um aparelho for classificado como prioritário deverá ter parâmetro $p=1$, caso contrário $p=0$. O primeiro termo da Função objetivo, equação (1), representa o custo da energia consumida por esses aparelhos.

O segundo termo de (1) refere-se ao conforto do consumidor uma vez que o algoritmo busca minimizar a diferença entre a energia ótima e a habitual, ou seja, quanto menor for a diferença entre a curva de carga habitual e a ótima, mais conforto será proporcionado ao consumidor pois a tendência é que ele mantenha seus hábitos de consumo habituais. Já o terceiro termo, faz referência ao custo da energia consumida da rede de distribuição cuja minimização representa uma diminuição no valor da fatura.

Tem-se que, para cada consumidor, a potência média de cada aparelho (P^{med}) deve ser definida. Para isso, deve-se levar em conta o número de utilizações diárias (H_u), o

conjunto de equipamentos (Ω_e), os equipamentos prioritários ou aqueles que possuem horários fixos de funcionamento (p), o quadro (hp) binário no qual o consumidor define suas preferências de horários para ligar os equipamentos prioritários permitindo limitar o modelo na realocação dos horários de equipamento que são prioritários ao consumidor, e o quadro de consumo habitual (QCA), representado por um quadro binário onde 1 significa que o aparelho está ligado naquele intervalo e 0 desligado

Na equação (2) são apresentadas as primeiras restrições do modelo:

$$\begin{aligned}
 \sum_{\substack{\forall t \in \Omega_t \\ hp=1}} x_{e,t} &= H_u; \forall e \in \Omega_e \\
 E_{e,t}^o &= \left(\frac{P_e^{med}}{60} \right) \cdot m_{e,t}; \forall e \in \Omega_e; \forall t \in \Omega_t; \\
 0 &\leq -m_{e,t} + n_{e,t}; \forall e \in \Omega_e; \forall t \in \Omega_t \\
 -m_{e,t} + n_{e,t} &\leq M \cdot (1 - x_{e,t}); \forall e \in \Omega_e; \forall t \in \Omega_t \\
 m_{e,t} &\leq M \cdot x_{e,t}; \forall e \in \Omega_e; \forall t \in \Omega_t \\
 \underline{N}_e &\leq n_{e,t} \leq \overline{N}_e; \forall e \in \Omega_e; \forall t \in \Omega_t
 \end{aligned} \tag{2}$$

Sendo:

$x_{e,t}$: funcionamento do equipamento “e” no horário “t”.

$x_{e,t}=1$, equipamento ligado.

$x_{e,t}=0$, equipamento desligado.

$n_{e,t}$: número de minutos que o usuário utiliza o equipamento na faixa de tempo.

$m_{e,t}$: produto de $n_{e,t}$ e $x_{e,t}$.

$\overline{N}_e$: número máximo de minutos de utilização do aparelho por faixa de tempo.

$\underline{N}_e$: número mínimo de minutos de utilização do aparelho por faixa de tempo.

M : Constante de linearização.

Nas restrições em (2), além de restringir o valor do cálculo da energia ótima, tem-se também a linearização do parâmetro $m_{e,t}$, que é composto por produtos binários e contínuos respectivamente. A linearização é realizada utilizando-se método Big-M (KASANA; KUMAR, 2004).

O modelo ainda permite que para um mesmo consumidor seja feita as simulações para a otimização simples e também otimização considerando uso de painéis solares e exportação de energia. Para a opção de uso de painéis, durante o dia, a energia fotovoltaica gerada é destinada ao consumo dos aparelhos e seu excedente, se existir, direcionando a exportação para a rede da concessionária gerando créditos ao consumidor. O grupo de restrições (3) a seguir está relacionado com o balanço de potência.

$$\begin{aligned}
P_t^{abs_rede} + P_t^{FVu} &= P_t^{util}; \forall t \in \Omega_t \\
0 &\leq P_t^{FVu}; \forall t \in \Omega_t \\
P_t^{util} &= \frac{1}{h} \cdot \sum_{\forall e \in \Omega_e} E_{e,t}^o; \forall t \in \Omega_t \\
P_t^{Cons} &\geq 0; \\
P_t^{Cons} &\geq P_t^{abs_rede};
\end{aligned} \tag{3}$$

Sendo:

- P_t^{util} : Potência útil ou consumida pela carga na hora t .
- P_t^{FVu} : Potência fotovoltaica útil ou gerada na hora t .
- $P_t^{abs_rede}$: Potência absorvida da rede na hora t .
- P_t^{Cons} : Parcela positiva da potência absorvida da rede/consumida pela carga na hora t

Dessa forma, considerando estas restrições (3), dados de potência média dos aparelhos, valores da Tarifa Branca e o Quadro de Consumo Habitual (QCA) o modelo matemático rearranja os horários de funcionamento dos aparelhos, apresentando os resultados em forma de um Quadro de Consumo Ótimo (QCO). Este quadro binário mostra os novos intervalos de funcionamento dos aparelhos.

Se existir excedente de energia na hora t , caso em que a geração de energia do painel fotovoltaico é maior do que a energia consumida pelas cargas, a variável P_t^{FVu} é maior do que P_t^{util} e o valor de $P_t^{abs_rede}$ é negativo indicando que há fluxo reverso, do consumidor para a rede.

A variável $P_t^{abs_red}$, presente no conjunto de restrições (3), representa toda potência trocada com a rede elétrica. Quando consumida, é caracterizada como sendo positiva e quando injetada, nos casos de exportação caracterizada como negativa. No último termo da função objetivo (1), que trata do custo da energia consumida da rede elétrica, é utilizada a variável P_t^{Cons} que é composta pelos valores positivos de $P_t^{abs_red}$, uma vez que os valores negativos de $P_t^{abs_red}$ devem ser contabilizados na geração de créditos do consumidor.

No que se refere aos intervalos de funcionamento, há um quadro de intervalos, definido pelo próprio usuário, QI , que limita os horários de funcionamento dos aparelhos de forma que o modelo possa otimizar o deslocamento dos equipamentos de maneira coerente, para que assim os mesmos não passem a funcionar em horários inviáveis para o consumidor.

Em relação a geração fotovoltaica, foram considerados os parâmetros da área das placas, assim como a variação da irradiação solar ao longo do dia para definição da potência. Tais parâmetros levaram a equação (4).

$$P_t^{FVu} = \frac{A_{fv} * E_t^{sl}}{24} \tag{4}$$

Onde:

- A_{fv} :Área total dos painéis solares.
- E_t^{sl} :Energia Solar Incidente.

4 SIMULAÇÕES E RESULTADOS.

O modelo proposto é implementado na plataforma AMPL [FOURER, 2003], resolvido utilizando-se do solver CPLEX (ILOG, 2008) e as simulações referentes ao fluxo de carga são realizadas no software OpenDSS.

4.1 CURVAS OTIMIZADAS INDIVIDUAIS.

São otimizadas quatro CC, referentes a quatro consumidores diferentes denominados respectivamente de Consumidor A, B, C e D. Pelo levantamento dos dados referentes a quantidade de equipamentos e a potência média de cada um deles, são definidos os quadros de consumo habituais QCAs. Este, submetido ao modelo de otimização, tem como resposta um novo quadro ou QCO, onde é apresentado o consumo ótimo do consumidor, levando em conta suas particularidades e restrições. Neste projeto foi priorizado o conforto dos consumidores, dessa forma os pesos da função objetivo tiveram os seguintes valores. $k_1 = 0,1$; $k_2 = 0,8$ e $k_3 = 0,1$. A seguir, na Tabela 1 são apresentados os dados de carga do consumidor A.

Tabela 1: Dados do Consumidor A.

EQUIPAMENTOS	HORAS DE UTILIZAÇÃO AO LONGO DO DIA	POTÊNCIA MÉDIA(Kw)	PRIORIDADE DO EQUIPAMENTO
	<i>Hu</i>	<i>Pmed</i>	<i>p</i>
CHUVEIRO	2	4.5	0
CONDICIONADOR DE AR	4	2.7	0
FERRO ELÉTRICO	4	1.0	0
FORNO DE MICROONDAS	2	1.5	0
GELADEIRA SIMPLES	24	0.25	1
LÂMPADA FLUORESCENTE 1	6	0.1	0
LÂMPADA FLUORESCENTE2	6	0.1	0
LÂMPADA FLUORESCENTE3	6	0.1	0
LÂMPADA FLUORESCENTE4	6	0.1	0
LÂMPADA FLUORESCENTE5	6	0.1	0
LÂMPADA FLUORESCENTE6	6	0.1	0
LÂMPADA FLUORESCENTE7	6	0.1	0
LÂMPADA FLUORESCENTE8	6	0.1	0
LÂMPADA FLUORESCENTE9	6	0.1	0
LIQUIDIFICADOR	2	0.2	0
MÁQUINA DE LAVAR ROUPA	4	1.0	0
SECADOR DE CABELO	1	2.0	0
TELEVISOR 1	3	0.1	0
TELEVISOR 2	3	0.1	0
TELEVISOR 3	3	0.1	0
VENTILADOR 1	4	0.2	0
VENTILADOR 2	4	0.2	0
VENTILADOR 3	4	0.2	0
VENTILADOR 4	4	0.2	0
VIDEOGAME	2	0.1	0

Fonte: Próprio Autor.

Da Tabela 1, tem-se que dentre os aparelhos do consumidor A o único que foi classificado como prioritário/uso contínuo foi a geladeira, logo, todos os demais podem sofrer alterações em seus horários. Em contrapartida, poderia ocorrer que a otimização

levasse determinado equipamento a operar em um horário inviável para o usuário, como por exemplo uma lâmpada externa ligada ao meio dia. Sendo assim implementou-se um quadro de intervalos para a alocação dos novos horários de funcionamento. A seguir, tem-se o QCA, o QI e o QCO do consumidor A.

Tabela 2:Quadro de Consumo Habitual do Consumidor A (QCA).

EQUIPAMENTOS	HORAS DO DIA																							
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
CHUVEIRO	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0
CONDICIONADOR DE AR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0
FERRO ELÉTRICO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
FORNO DE MICROONDAS	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
GELADEIRA SIMPLES	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
LÂMPADA FLUORESCENTE 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	0
LÂMPADA FLUORESCENTE2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	0
LÂMPADA FLUORESCENTE3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	0
LÂMPADA FLUORESCENTE4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	0
LÂMPADA FLUORESCENTE5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	0
LÂMPADA FLUORESCENTE6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	0
LÂMPADA FLUORESCENTE7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	0
LÂMPADA FLUORESCENTE8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	0
LÂMPADA FLUORESCENTE9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	0
LIQUIDIFICADOR	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
MÁQUINA DE LAVAR ROUPA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0
SECADOR DE CABELO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
TELEVISOR 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	0	0	0	0
TELEVISOR 2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	0	0	0	0
TELEVISOR 3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	0	0	0	0
VENTILADOR 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0
VENTILADOR 2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0
VENTILADOR 3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0
VENTILADOR 4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0
VIDEOGAME	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0

Fonte: Próprio Autor.

Tabela 3: Quadro de Intervalos do Consumidor A (QI)

EQUIPAMENTOS	HORAS DO DIA																							
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
CHUVEIRO	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0
CONDICIONADOR DE AR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1
FERRO ELÉTRICO	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
FORNO DE MICROONDAS	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0
GELADEIRA SIMPLES	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
LÂMPADA FLUORESCENTE 1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1
LÂMPADA FLUORESCENTE2	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1
LÂMPADA FLUORESCENTE3	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1
LÂMPADA FLUORESCENTE4	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1
LÂMPADA FLUORESCENTE5	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1
LÂMPADA FLUORESCENTE6	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1
LÂMPADA FLUORESCENTE7	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1
LÂMPADA FLUORESCENTE8	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1
LÂMPADA FLUORESCENTE9	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1
LIQUIDIFICADOR	0	0	0	0	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	0	0	0	0
MÁQUINA DE LAVAR ROUPA	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
SECADOR DE CABELO	0	0	0	0	0	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	0	0	0	0
TELEVISOR 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	0
TELEVISOR 2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	0
TELEVISOR 3	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0
VENTILADOR 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1
VENTILADOR 2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1
VENTILADOR 3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1
VENTILADOR 4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1
VIDEOGAME	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	0	0

Fonte: Próprio Autor.

Tabela 4: Quadro de Consumo Ótimo do Consumidor A (QCO).

EQUIPAMENTOS	HORAS DO DIA																							
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
CHUVEIRO	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0
CONDICIONADOR DE AR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	1	1	0
FERRO ELÉTRICO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
FORNO DE MICROONDAS	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0
GELADEIRA SIMPLES	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
LÂMPADA FLUORESCENTE 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	0
LÂMPADA FLUORESCENTE2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	0
LÂMPADA FLUORESCENTE3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	0
LÂMPADA FLUORESCENTE4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	0
LÂMPADA FLUORESCENTE5	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	0
LÂMPADA FLUORESCENTE6	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	0
LÂMPADA FLUORESCENTE7	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	0
LÂMPADA FLUORESCENTE8	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1
LÂMPADA FLUORESCENTE9	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	0
LIQUIDIFICADOR	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MÁQUINA DE LAVAR ROUPA	1	1	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SECADOR DE CABELO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0
TELEVISOR 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	1	0	0
TELEVISOR 2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	1	0
TELEVISOR 3	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0
VENTILADOR 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0
VENTILADOR 2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0
VENTILADOR 3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	0	1	0	0
VENTILADOR 4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	0	1	0	0
VIDEOGAME	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0

Fonte: Próprio Autor.

Tabela 5: QCO do Consumidor A - Otimização com Pannel.

EQUIPAMENTOS	HORAS DO DIA																							
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
CHUVEIRO	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0
CONDICIONADOR DE AR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	1	1	0
FERRO ELÉTRICO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
FORNO DE MICROONDAS	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0
GELADEIRA SIMPLES	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
LÂMPADA FLUORESCENTE 1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	0
LÂMPADA FLUORESCENTE2	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	0
LÂMPADA FLUORESCENTE3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	0
LÂMPADA FLUORESCENTE4	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	0
LÂMPADA FLUORESCENTE5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	0
LÂMPADA FLUORESCENTE6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	0
LÂMPADA FLUORESCENTE7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	0
LÂMPADA FLUORESCENTE8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	0
LÂMPADA FLUORESCENTE9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	0
LIQUIDIFICADOR	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MÁQUINA DE LAVAR ROUPA	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SECADOR DE CABELO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0
TELEVISOR 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	1	0	0
TELEVISOR 2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	1	0	0
TELEVISOR 3	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0
VENTILADOR 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0
VENTILADOR 2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	1	0	1	0
VENTILADOR 3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	0	1	0	0
VENTILADOR 4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	0	1	0	0
VIDEOGAME	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0

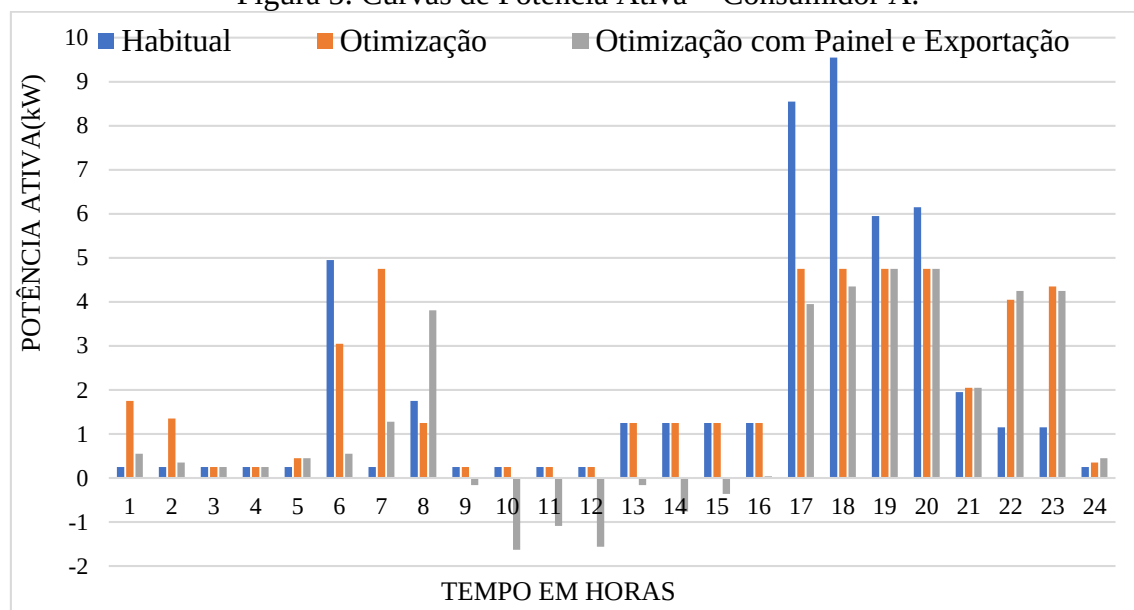
Fonte: Próprio Autor.

Os valores das tarifas horárias adotadas foram de R\$ 0,22419 ; R\$0,32629 e R\$0,51792 para os horários Fora de Ponta, Intermediário e de Ponta respectivamente. Das Tabelas 2, 3 e 4, pode-se ter uma visão geral dos horários de funcionamento habitual de cada aparelho, assim como as faixas de horários permitidas para alocação e o horário de uso final após a otimização. Caso o consumidor possua painel solar, ou deseje fazer

uma simulação para analisar como seria seu QCO se instalasse o mesmo, basta fazer uma nova simulação, inserindo agora o valor da área total das placas. No caso do Consumidor A esse valor é de 15m^2 . O novo QCO é mostrado na Tabela 5.

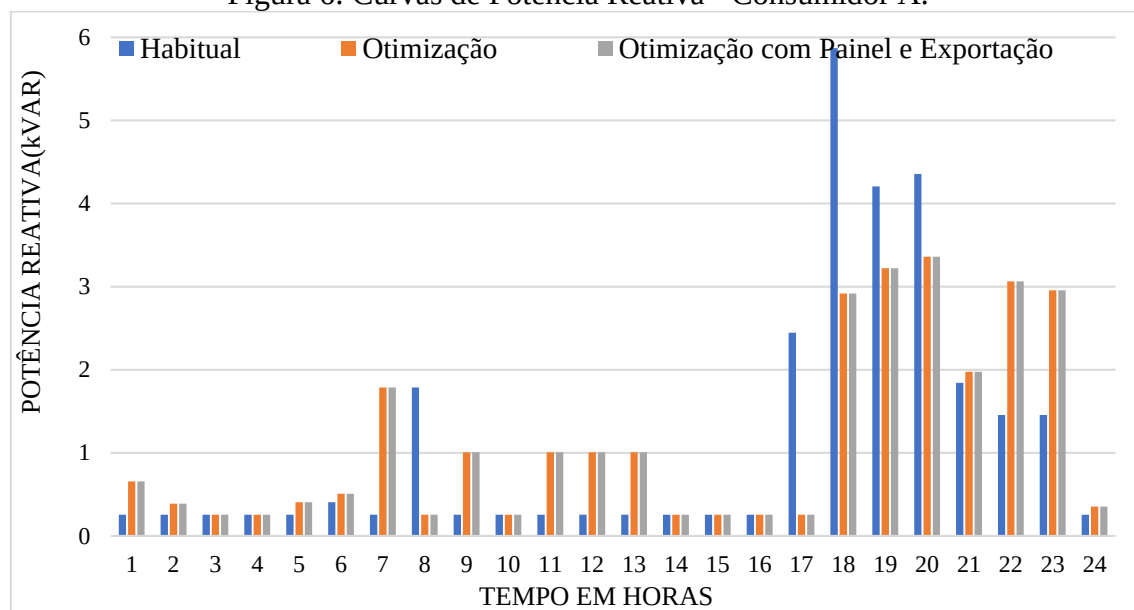
Na tabela 4, a máquina de lavar roupas é ligada à 1h, às 2h, às 6h e às 8h da manhã. Já na tabela 5, quando o painel fotovoltaico é inserido, seu funcionamento é transferido para às 9h e para o intervalo das 11h às 13h, o que ocorre uma vez que há energia disponível proveniente do painel para abastecer o aparelho, fazendo assim com que o consumidor tenha mais conforto ao usar a máquina ao longo do dia e sem ter que pagar mais por isso. Por meio dos quadros de consumo ótimo de cada consumidor, gera-se uma curva de carga para cada situação, de forma a poder analisar o impacto de cada uma delas com relação ao quadro habitual.

Figura 5: Curvas de Potência Ativa - Consumidor A.



Fonte: Próprio Autor.

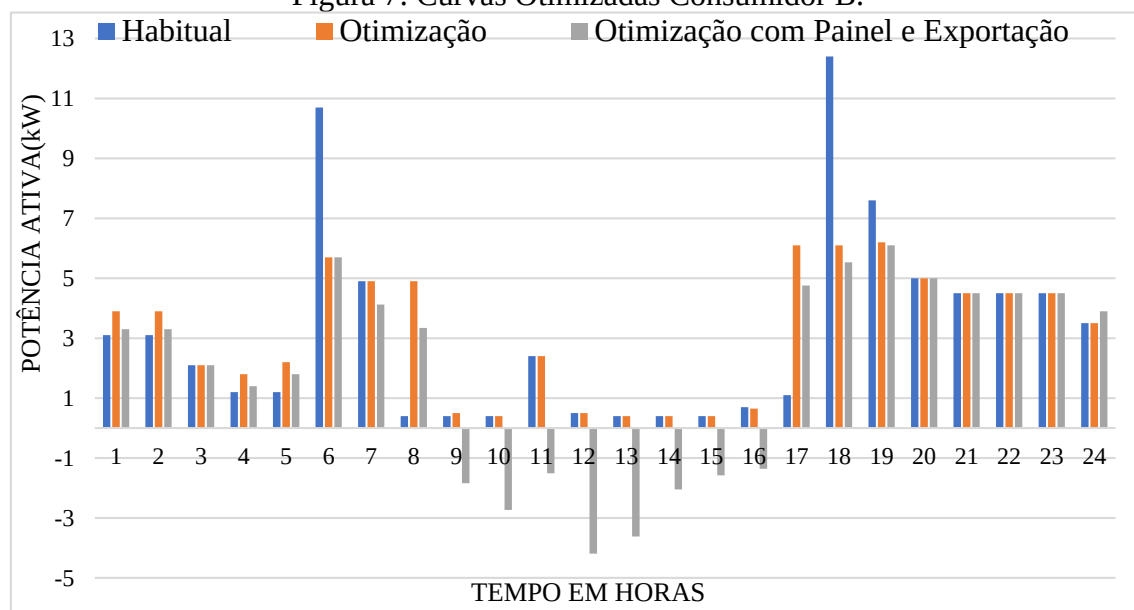
Figura 6: Curvas de Potência Reativa - Consumidor A.



Fonte: Próprio Autor.

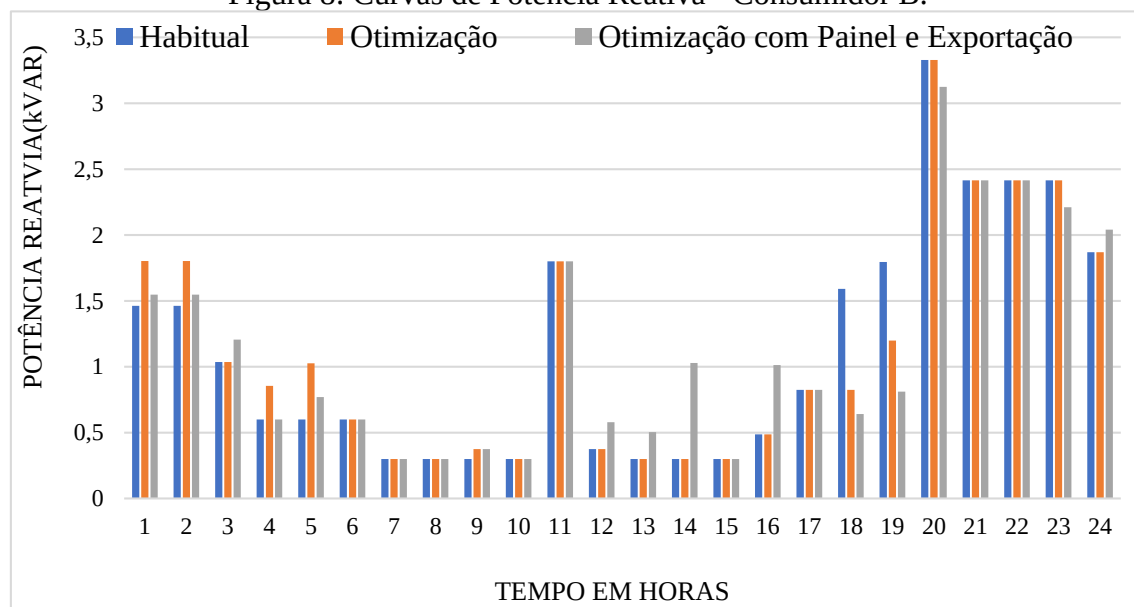
Das curvas de consumo habitual e otimizado do consumidor A, na figura 5, tem-se que os picos de demanda ocorriam às 6h e das 17h às 21h. Respeitando os intervalos de funcionamento definidos no quadro QI, estes picos foram minimizados e distribuídos para os intervalos das 23h às 2h e também as 7h, onde o valor da energia é mais barato. Já na otimização com painel solar tem-se que a demanda apresenta um pico às 8h e no intervalo das 9h às 16h ocorre exportação de excedente de energia para a concessionária. Da figura 6, percebe-se que há um aumento da potência reativas nos intervalos das 9h e das 11h às 13h, o que representa a realocação da máquina de lavar para esses horários como na Tabela 5, sendo que há energia dos painéis nesses intervalos. Entretanto, como os painéis geram energia com fator de potência unitário não influenciam no montante de potência reativa, ela apenas se realoca juntamente com os aparelhos que a demandam.

Figura 7: Curvas Otimizadas Consumidor B.



Fonte: Próprio Autor.

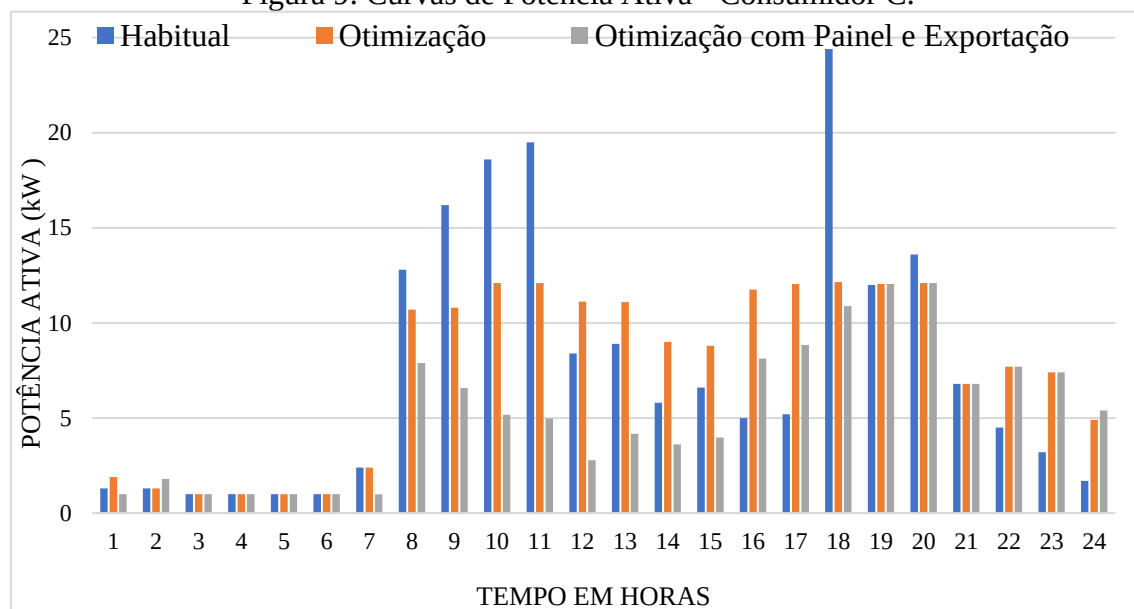
Figura 8: Curvas de Potência Reativa - Consumidor B.



Fonte: Próprio Autor.

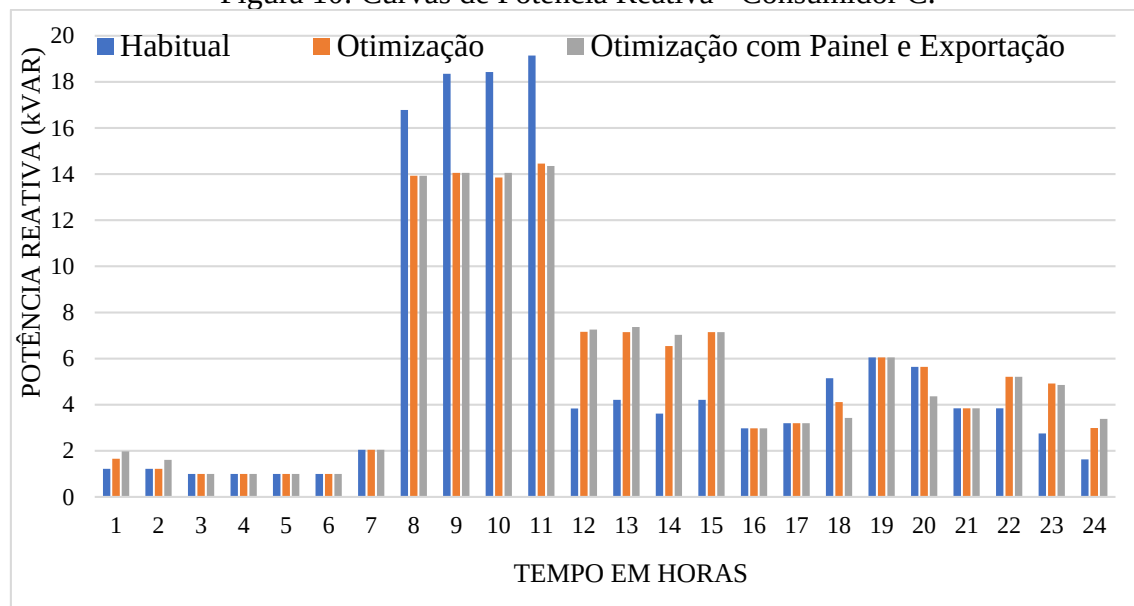
Diferentemente do consumidor A o consumidor B teve seus picos de demanda das 18 e 19h reduzidos, porém a solução ótima manteve a demanda às 20h. Os valores de potência ativa foram redistribuídos para o intervalo das 1h às 5 h, para as 8h e para as 17h, sendo que este último é um horário intermediário, como mostrado na figura 7. Este também realiza exportação de energia no intervalo das 9h às 16h.

Figura 9: Curvas de Potência Ativa - Consumidor C.



Fonte: Próprio Autor.

Figura 10: Curvas de Potência Reativa - Consumidor C.

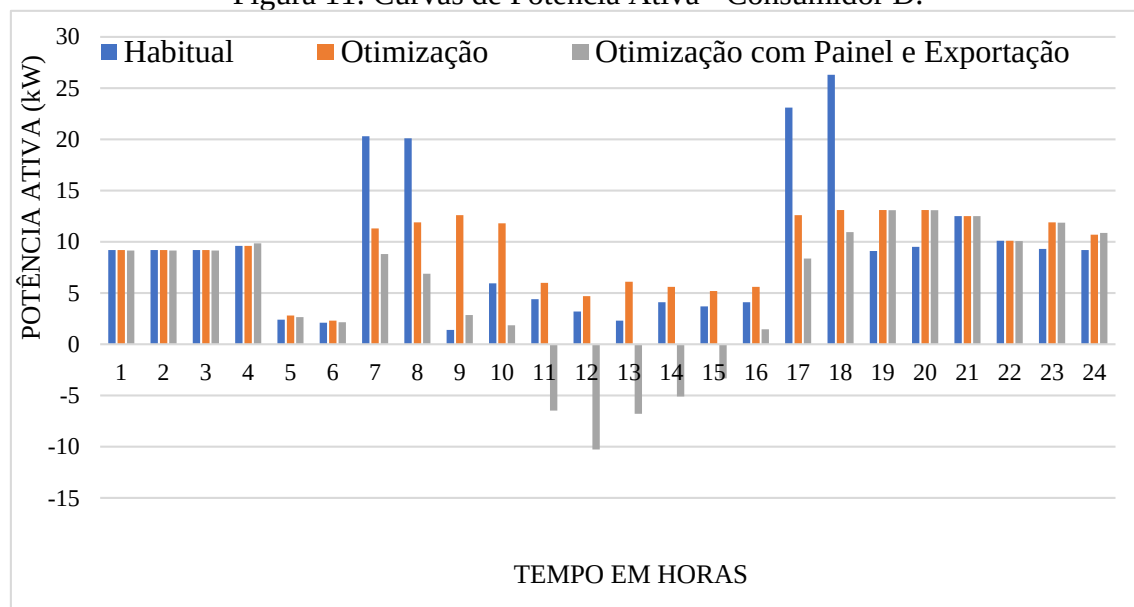


Fonte: Próprio Autor.

O consumidor C, é muito peculiar pois apresenta picos de demanda no intervalo das 8h às 11h, um intervalo contido no Horário Fora de Ponta e no intervalo das 18h às 21h, ou seja, no Horário de Ponta. Da figura 9, tem-se que após a otimização que os picos de demanda foram deslocados para o intervalo das 12h às 17h e das 22h à 1h, representando um preenchimento de vales. Na otimização considerando-se painéis fotovoltaicos, pode-se notar que não há excedente de energia, uma vez que a potência

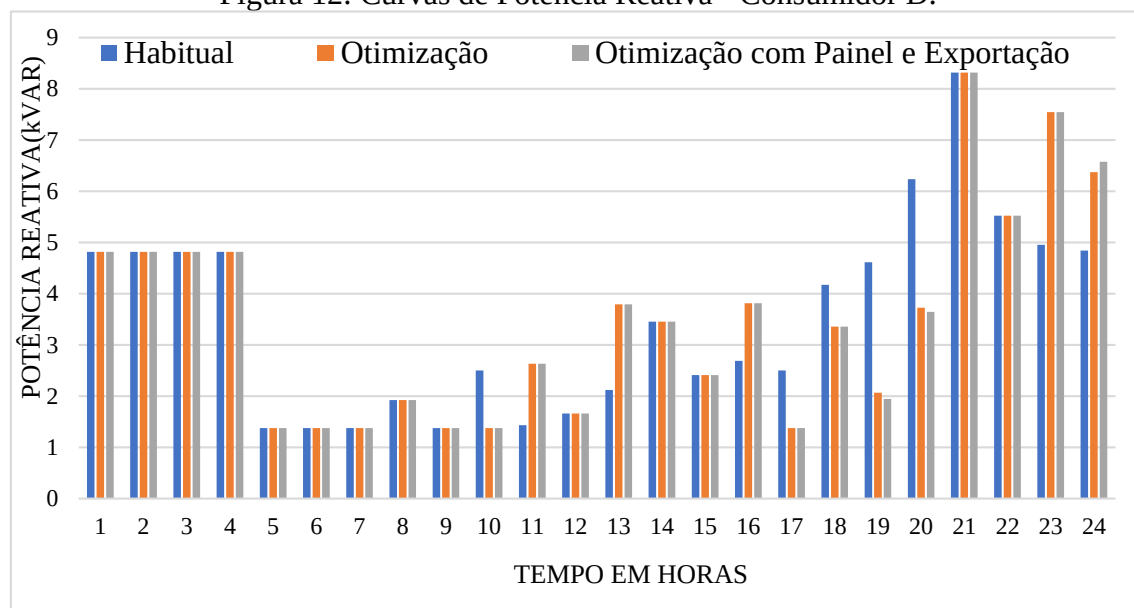
ativa não atinge valores negativos, logo não há exportação de energia para a concessionária. Entretanto, no intervalo das 8h às 17h, ocorre uma redução no valor da demanda, o que representa que neste intervalo está sendo consumida a energia fotovoltaica.

Figura 11: Curvas de Potência Ativa - Consumidor D.



Fonte: Próprio Autor.

Figura 12: Curvas de Potência Reativa - Consumidor D.



Fonte: Próprio Autor.

Já para o consumidor D, a otimização resultou em cortes de picos nos intervalos das 7h às 8h e das 17h às 18h, e também em um aumento da demanda no intervalo das 19h e 20h. Isso ocorre, pois, o próprio consumidor definiu estes horários como possíveis intervalos de alocação e também, os incrementos no intervalo das 19 e 20h são inferiores a redução das 18h, já que o preço da energia nos três horários é o mesmo. É importante destacar que o consumidor D tem a maior demanda dentre os quatro e é o único que

apresenta pico de demanda as 9h após a otimização, aumentando em 11kW em relação a demanda anterior.

A eficácia da otimização de cada situação para cada consumidor pode ser medida pelo valor da função objetivo, pois o modelo busca rearranjar os horários de funcionamento dos aparelhos por meio da minimização do valor da mesma. Na Tabela 6, estão os valores da função objetivo para cada situação, os consumos médios e a área fotovoltaica que cada consumidor tem disponível.

Tabela 6: Dados dos Consumidores.

	ÁREA FOTOVOLTAICA (m ²)	CONSUMO MÉDIO DE ENERGIA (kWh)	k1 = k2 = k3 = 1		k1 = k3 = 0,1 ; k2 = 0,8	
			FUNÇÃO OBJETIVO OTIMIZAÇÃO SEM PAINEL	FUNÇÃO OBJETIVO OTIMIZAÇÃO COM PAINEL	FUNÇÃO OBJETIVO OTIMIZAÇÃO SEM PAINEL	FUNÇÃO OBJETIVO OTIMIZAÇÃO COM PAINEL
CONSUMIDOR A	15	48,9	42,16	39,14	20,37	20,07
CONSUMIDOR B	25	71,3	52,6	49,93	22,63	22,36
CONSUMIDOR C	45	182,2	116,58	103,94	48,96	47,54
CONSUMIDOR D	80	220,3	143,01	128,81	57,97	56,59

Fonte: Próprio Autor.

A função objetivo, representa neste projeto, um indicativo de otimização quantificando a relação custo-conforto do cliente, uma vez que a mesma contempla em seus termos as particularidades de cada consumidor em específico, pois consumidores de mesmo perfil, ou seja, que possuem praticamente os mesmos aparelhos na residência, podem dar prioridades diferentes ao mesmo aparelho. A função objetivo, perpassa por todos os aparelhos da residência; prioritários ou de uso contínuo, e não prioritários fornecendo então um valor que representa o custo geral da energia para o consumidor.

Como mostrado na Tabela 6, conclui-se que houve uma minimização da função objetivo devido exclusivamente ao rearranjo dos horários de funcionamento dos aparelhos, já que os créditos não são descontados no momento que são gerados.

4.2 ANÁLISE DO FLUXO DE CARGA.

Sabendo-se que a adesão ao GLDI proporciona uma remodelação da curva de carga individual de cada consumidor separadamente, agora deve-se estudar os impactos causados para a concessionária quando um grupo de consumidores, ou parte dele, decide aderir à Tarifa Branca. Convém ressaltar que em um primeiro momento, tanto concessionária quanto consumidor são atraídos por incentivos financeiros, o primeiro para prevenir custos desnecessários com infraestrutura, e o segundo por uma redução no valor da fatura de energia. Para este estudo, após realizar as otimizações das curvas de carga de cada consumidor separadamente agrupou-se os mesmos em dois grupos. No primeiro grupo os consumidores foram organizados em 13 barramentos e, no segundo em 34 barramentos, utilizando os sistemas teste IEEE de 13 e 34 barras e as simulações referentes ao fluxo de carga são realizadas empregando o software OpenDSS.

O agrupamento dos consumidores nos 12 barramentos é organizado de acordo com a Tabela 7.

Tabela 7: Grupos de Consumidores nos Barramentos.

BARRAMENTO	CONSUMIDOR A	CONSUMIDOR B	CONSUMIDOR C	CONSUMIDOR D	DEMANDA(kW)
611	2	4	8	8	3.619,80
680	4	4	4	8	2.988,80
634	8	4	2	4	1.938,60
645	6	2	4	6	2.495,10
646	2	2	2	6	1.935,10
647	2	6	4	2	1.719,70
652	2	4	6	2	1.933,30
675	8	2	2	2	1.347,10
676	2	4	2	2	1.204,50
671	2	8	2	4	1.946,80
681	4	6	4	4	2.258,20
692	6	2	4	2	1.613,70
TOTAL	48	48	44	50	25.000,70

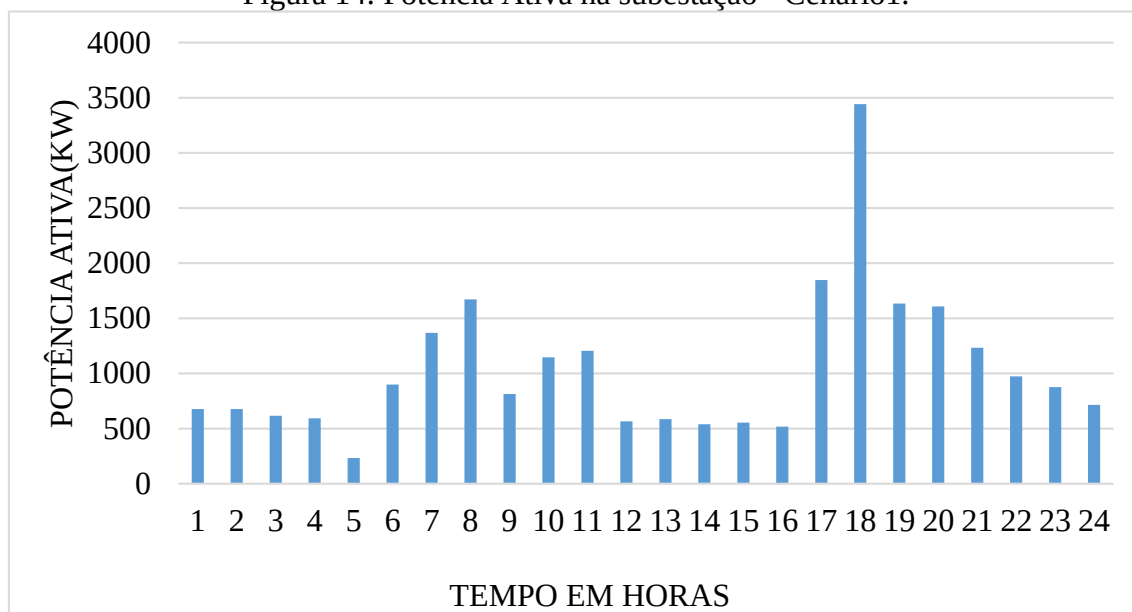
Fonte: Próprio Autor.

Da tabela 7, tem-se ainda a demanda resultante conectada a cada um dos barramentos, resultado da somatória de demanda individual horária de cada um dos consumidores dentro das 24h, multiplicado pela respectiva quantidade dos mesmos. Logo, como esta demanda é horária, tem-se que no final das 24h o Cenário 1 possui um consumo diário de energia de 25.000 kWh.

4.3.1 ANÁLISE DO CENÁRIO 1.

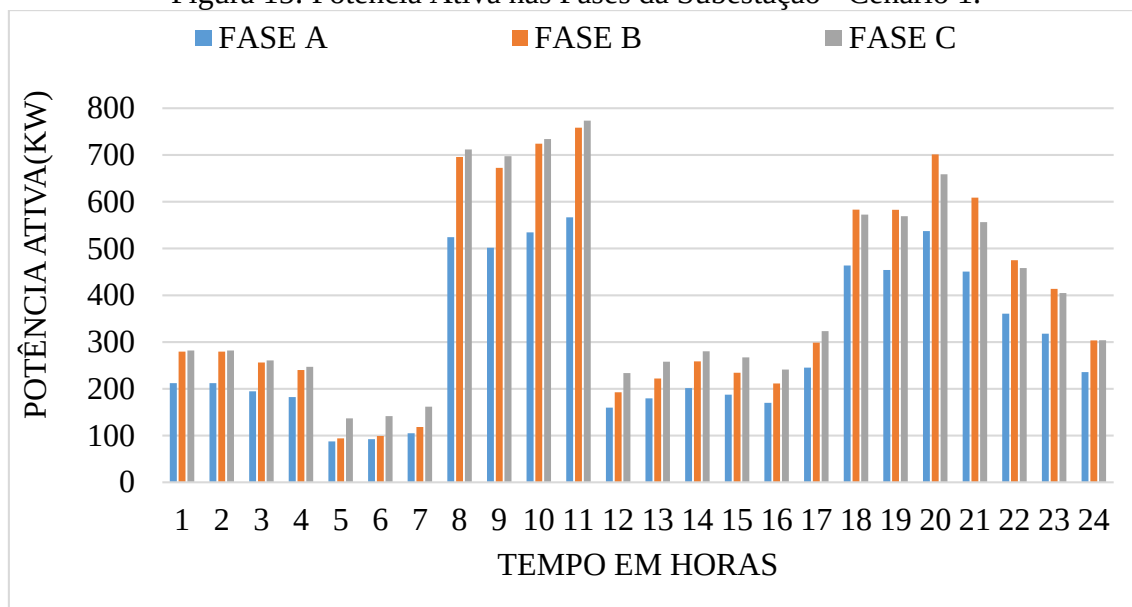
O cenário 1 representa o conjunto de consumidores antes de qualquer otimização e adesão a Tarifa Branca. Após a simulação do fluxo de carga, obtém-se os dados do sistema, e então são analisadas as características do alimentador em intervalos de uma hora, como níveis de tensão nos barramentos, corrente nos ramos e perdas, de forma que se possa encontrar os pontos críticos. Com base nestes pontos críticos, poderá se avaliar a contribuição da otimização individual de cada consumidor para o conjunto de consumidores analisando assim os impactos causados na rede de distribuição.

Figura 14: Potência Ativa na subestação - Cenário1.



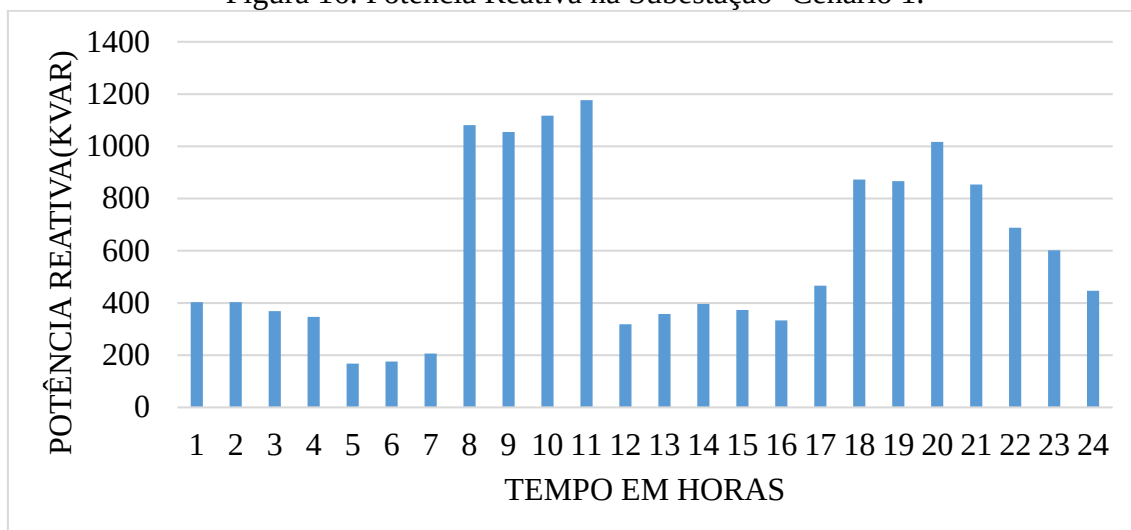
Fonte: Próprio Autor.

Figura 15: Potência Ativa nas Fases da Subestação - Cenário 1.



Fonte: Próprio Autor.

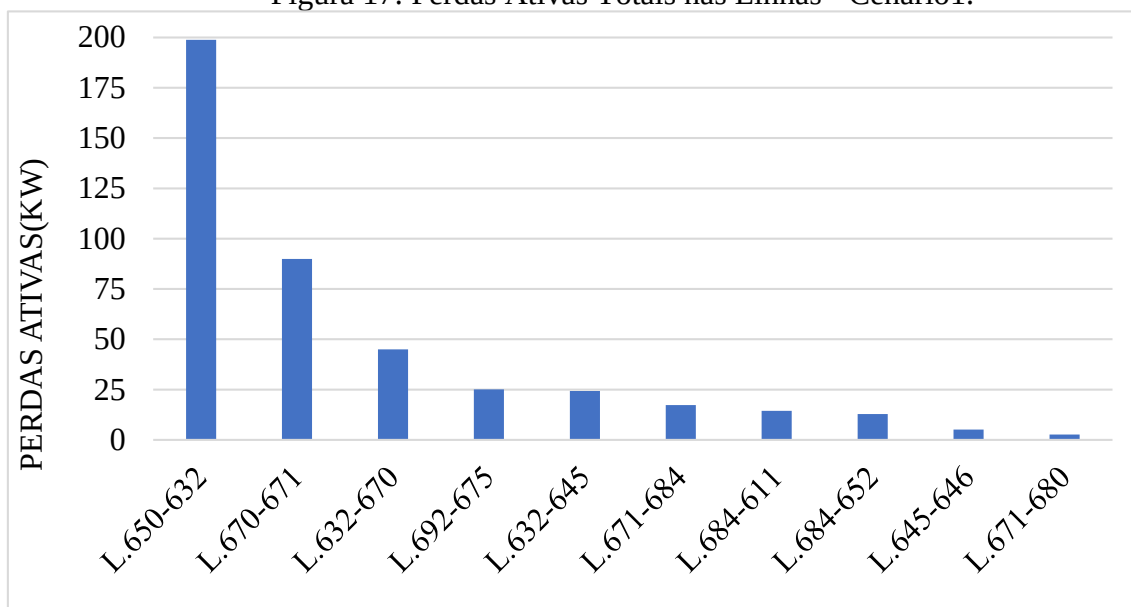
Figura 16: Potência Reativa na Subestação- Cenário 1.



Fonte: Próprio Autor.

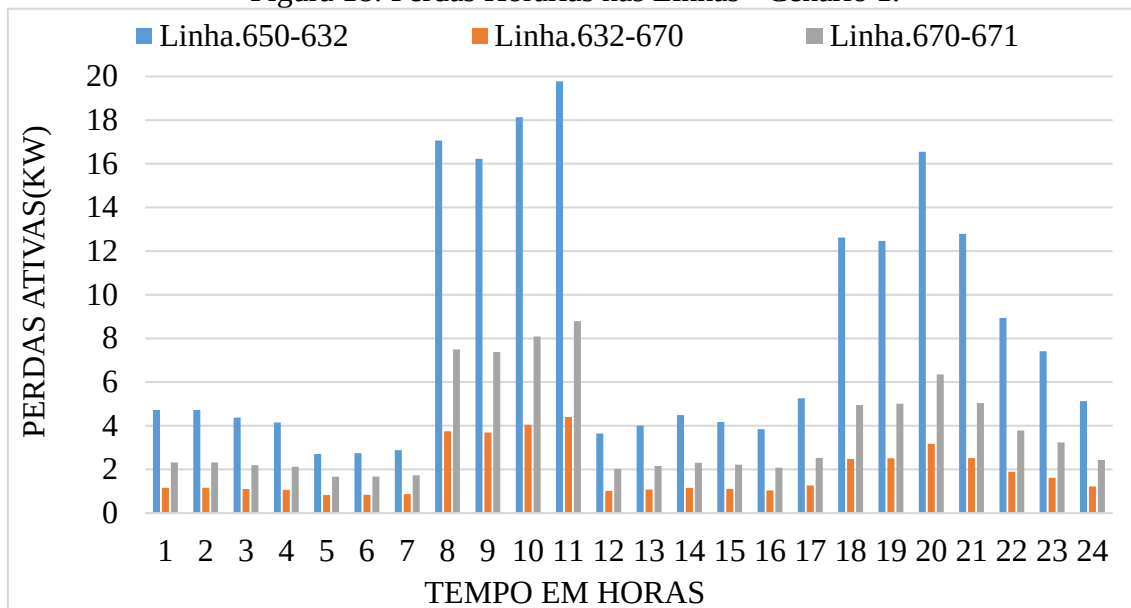
O sistema teste trata-se de um alimentador desequilibrado, apresentando picos de demanda no intervalo das 6h às 11h e das 17h às 20h, sendo que este último se encontra no Horário de Ponta. Em contrapartida, os intervalos das 24h às 5h e das 12 às 16h representam um consumo reduzido na curva de carga, abaixo dos valores de pico, caracterizando assim os chamados vales. No primeiro momento, para se identificar pontos críticos no sistema teste foram levantadas as perdas ativas totais nas linhas e selecionadas as 10 linhas com maior resultado.

Figura 17: Perdas Ativas Totais nas Linhas - Cenário1.



Fonte: Próprio Autor.

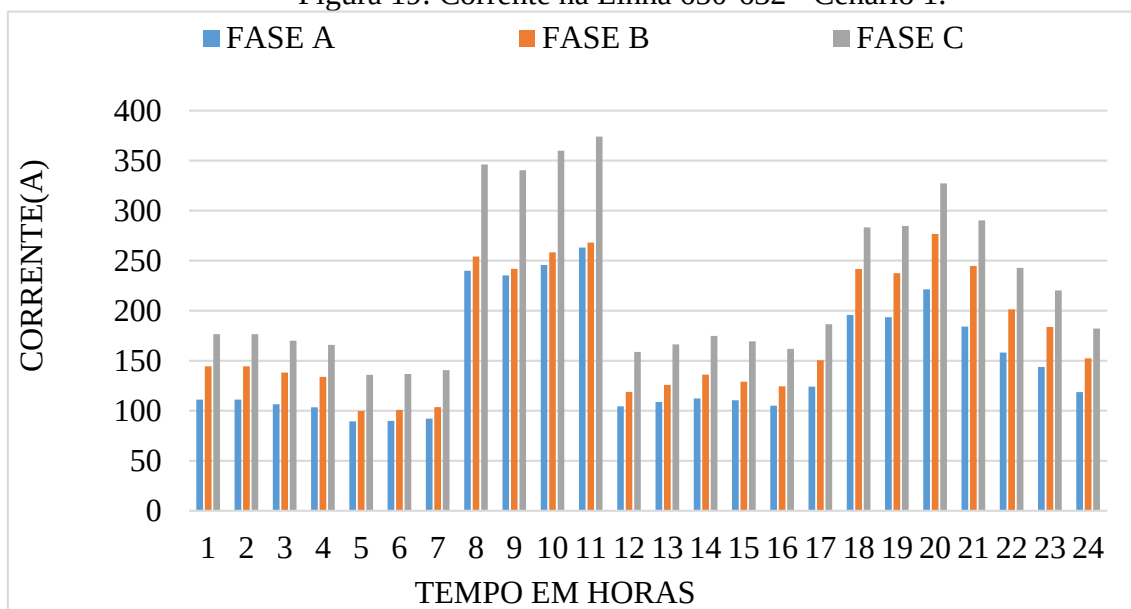
Figura 18: Perdas Horárias nas Linhas - Cenário 1.



Fonte: Próprio Autor.

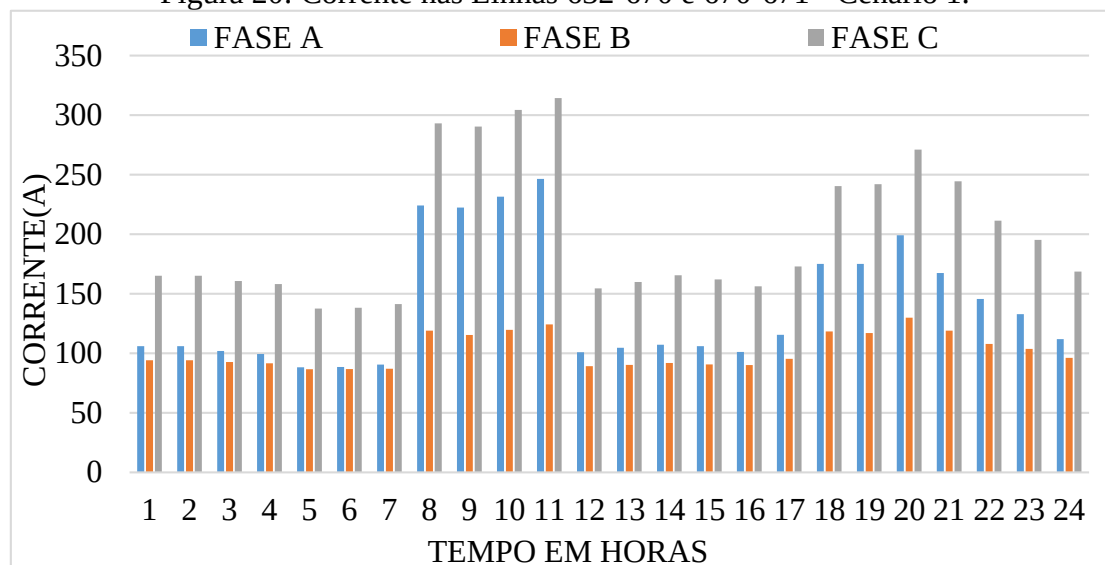
A linhas 650-632, 670-671 e 632-670, apresentam as maiores perdas. Das figuras 15 e 18, pode-se perceber que ocorrem nos mesmos intervalos de demanda máxima. As perdas nas linhas de distribuição estão relacionadas com o quadrado da corrente que flui por elas. Portanto, são analisadas as correntes nas respectivas linhas, entretanto como não há carga no barramento 670, a corrente na linha 632-670 é a mesma da linha 670-671;

Figura 19: Corrente na Linha 650-632 - Cenário 1.



Fonte: Próprio Autor.

Figura 20: Corrente nas Linhas 632-670 e 670-671 - Cenário 1.

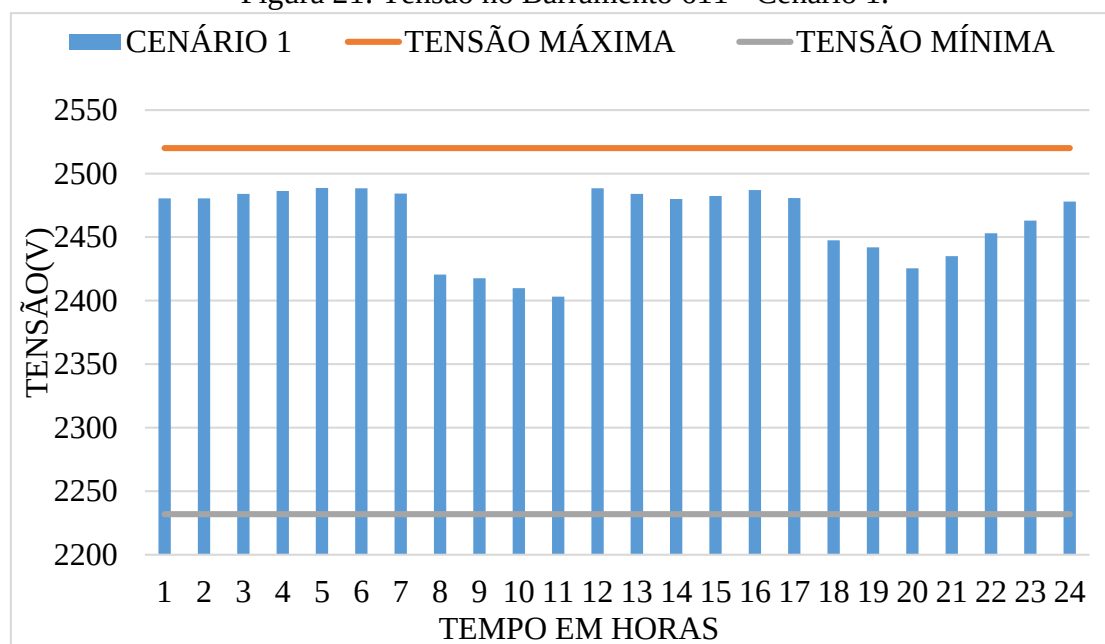


Fonte: Próprio Autor.

Na figura 18, tem-se que as perdas máximas ocorrem nos intervalos das 8h às 11h e das 18h às 21h, horários em que ocorrem picos de corrente, como mostrado nas figuras 19 e 20. Logo, estabelece-se a relação entre picos de demanda, picos de corrente e perdas máximas, sendo esta uma das análises deste trabalho.

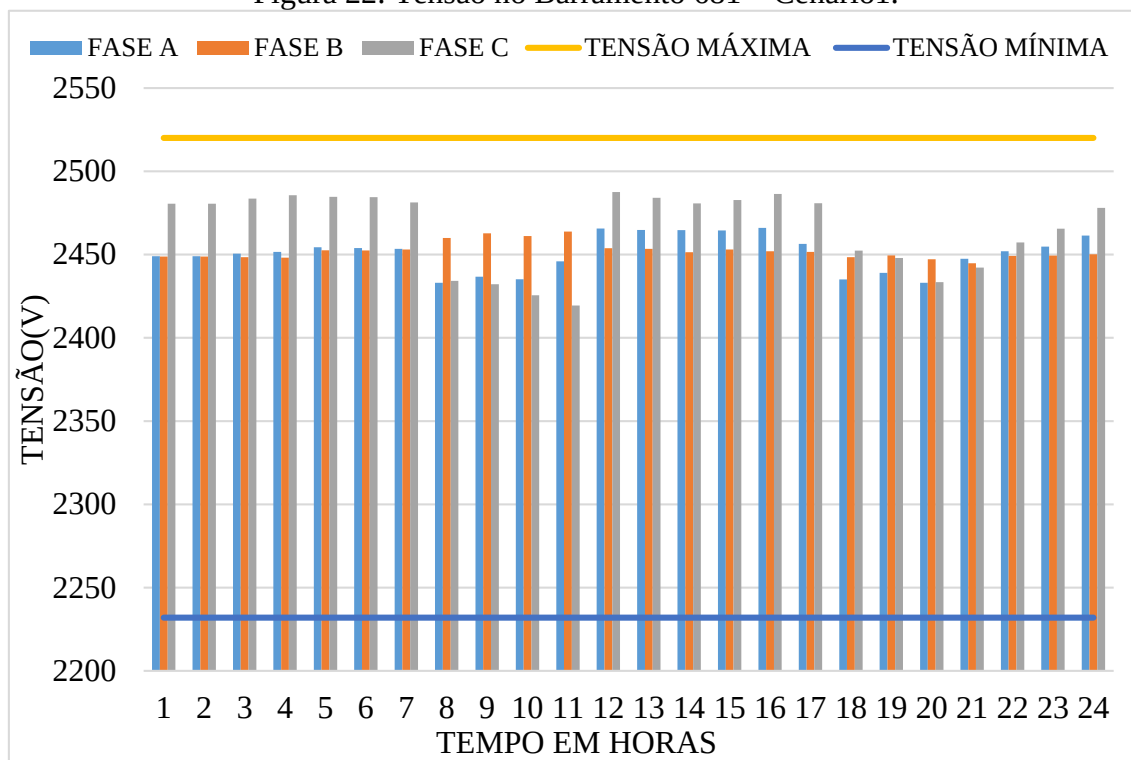
Por outro lado, serão avaliadas também o comportamento da tensão nos barramentos 611, 681 e 676, pois uma vez que estão mais distantes da subestação e consequentemente mais propensos à variações de tensão, se os mesmos apresentarem valores dentro do permitido pela ANEEL, pela Resolução Normativa nº 345/2008, será um indicativo que os demais também estarão.

Figura 21: Tensão no Barramento 611 - Cenário 1.



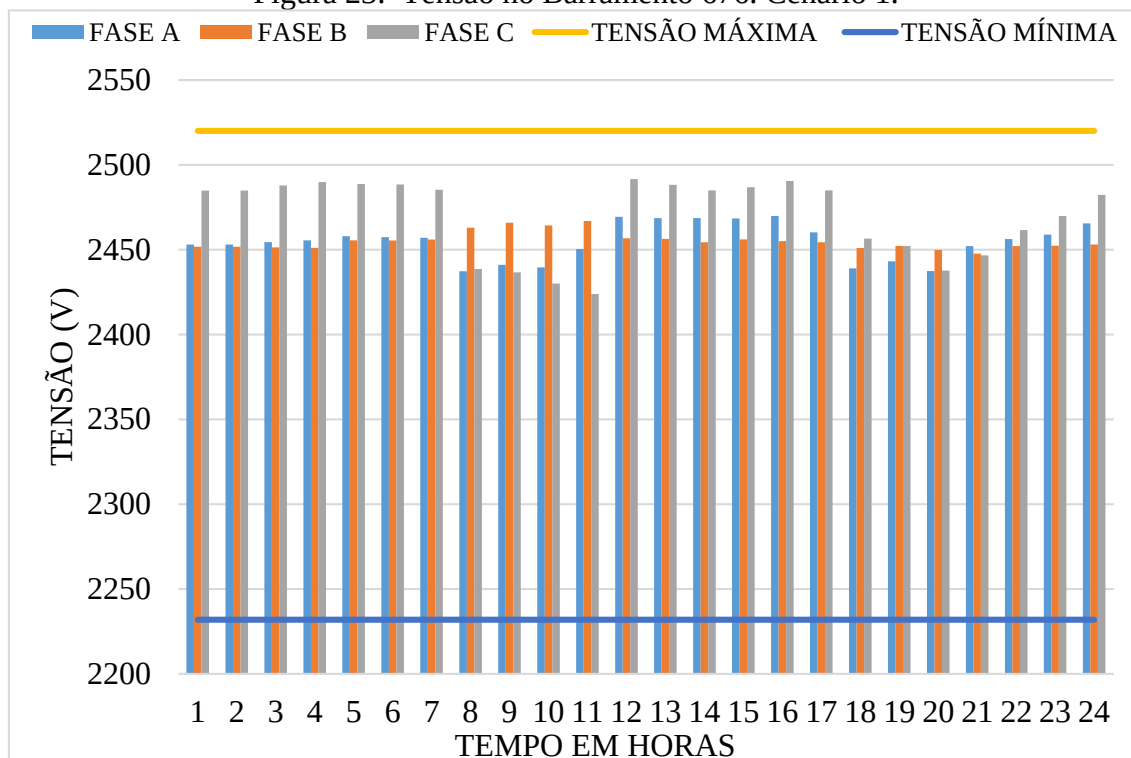
Fonte: Próprio Autor.

Figura 22: Tensão no Barramento 681 – Cenário1.



Fonte: Próprio Autor.

Figura 23: Tensão no Barramento 676. Cenário 1.



Fonte: Próprio Autor.

Nas figuras 21, 22 e 23 tem-se o valor das tensões por fase em cada um dos barramentos, e duas linhas de referência com o valor máximo de 2520V e mínimo de 2332V correspondentes a 1,05pu e 0,93pu. Diferentemente da corrente, a tensão é

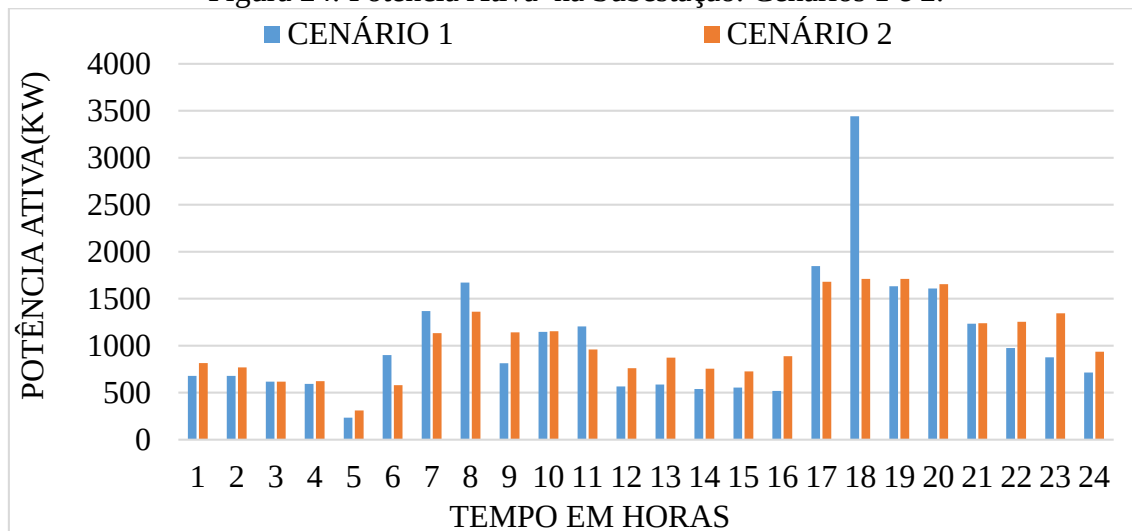
reduzida nos intervalos de pico de demanda e corrente, porém todos os barramentos estão dentro da faixa permitida.

Portanto, feito o estudo do cenário 1, nas próximas seções serão realizadas análises comparativas de cada cenário com relação a este, de forma a se avaliar os impactos causados em cada uma das situações propostas.

4.3.2 ANÁLISE DO CENÁRIO 2.

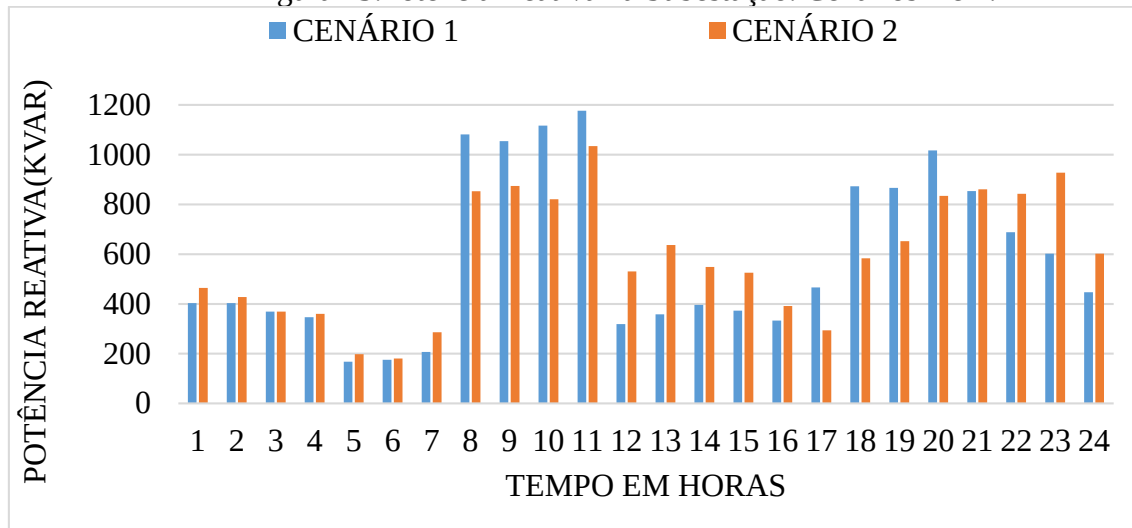
O Cenário 2 representa a situação onde todos os consumidores aderiram a Tarifa Branca e também se submeteram a realocação dos horários de funcionamento dos aparelhos pelo modelo matemático proposto. Neste cenário, nenhum consumidor possui painéis fotovoltaicos ou qualquer outra fonte geradora de energia, sendo assim, totalmente dependentes da concessionária. Na sequência, tem-se respectivamente as curvas de potência ativa e reativa do cenário 2 comparadas a do cenário 1.

Figura 24: Potência Ativa na Subestação. Cenários 1 e 2.



Fonte: Próprio Autor.

Figura 25: Potência Reativa na Subestação. Cenários 1 e 2.

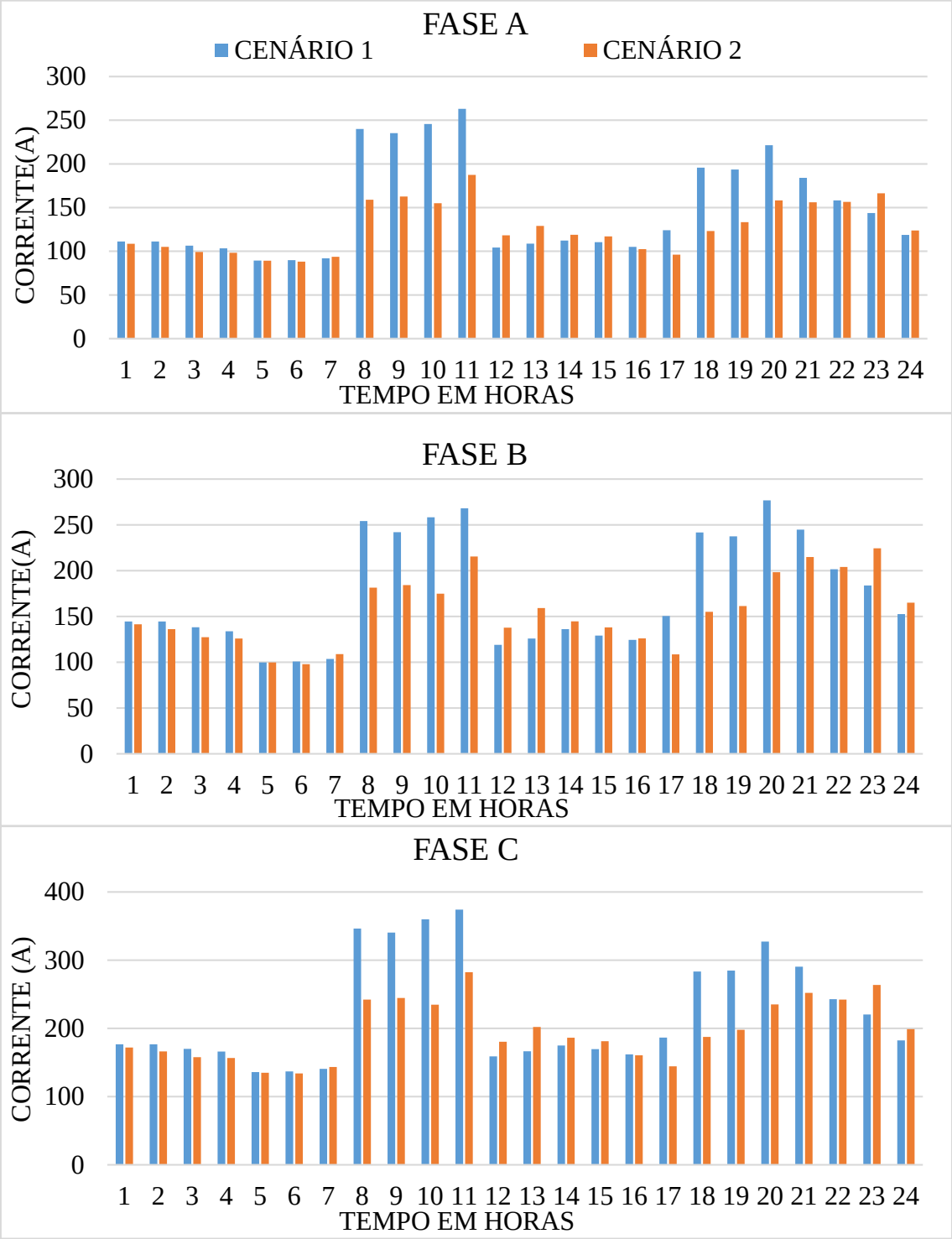


Fonte: Próprio Autor.

Da figura 24, tem-se que há um preenchimento dos vales no intervalo das 22h às 5h e das 12h às 16h, consequentemente uma redução da demanda nos intervalos das 6h às 8h e, às 17h e 18h, sendo estes dois últimos horários de pico e intermediários respectivamente. Por outro lado, as 9h, 19h e 20h há um aumento na demanda, de forma que esse aumento ocorre em duas horas dentro do Horário de Ponta. Esse problema se

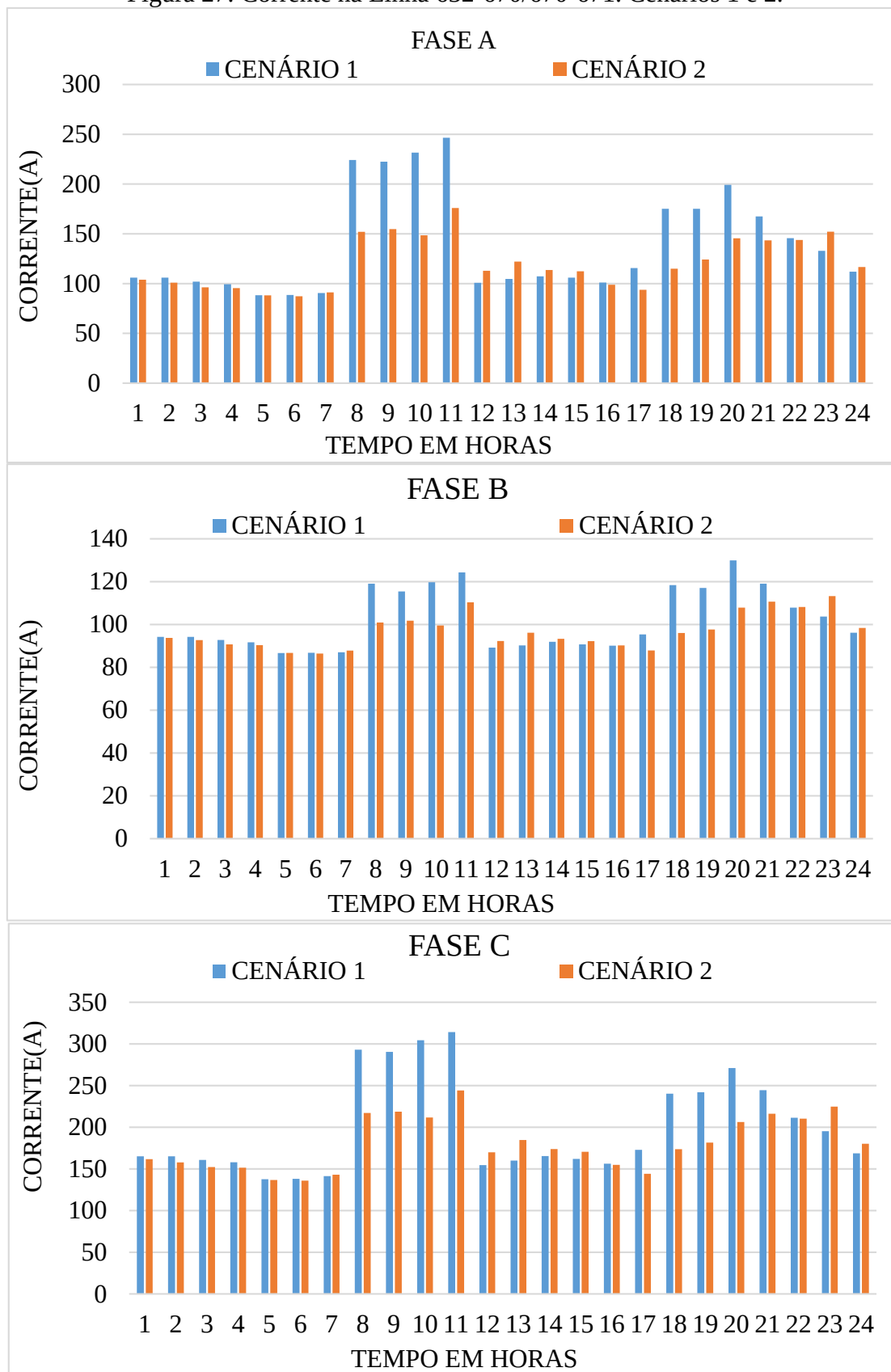
deve ao fato dos consumidores individuais contribuírem em mesma quantidade para a curva de carga final, mas com variações de demanda diferentes, de forma que o aumento por parte do consumidor D é superior as reduções pelos demais nestas mesmas horas. Após a otimização são obtidos os perfis de perdas e correntes nas linhas, assim como a tensão nos barramentos selecionados.

Figura 26: Correntes na Linha 650-632. Cenários 1 e 2.



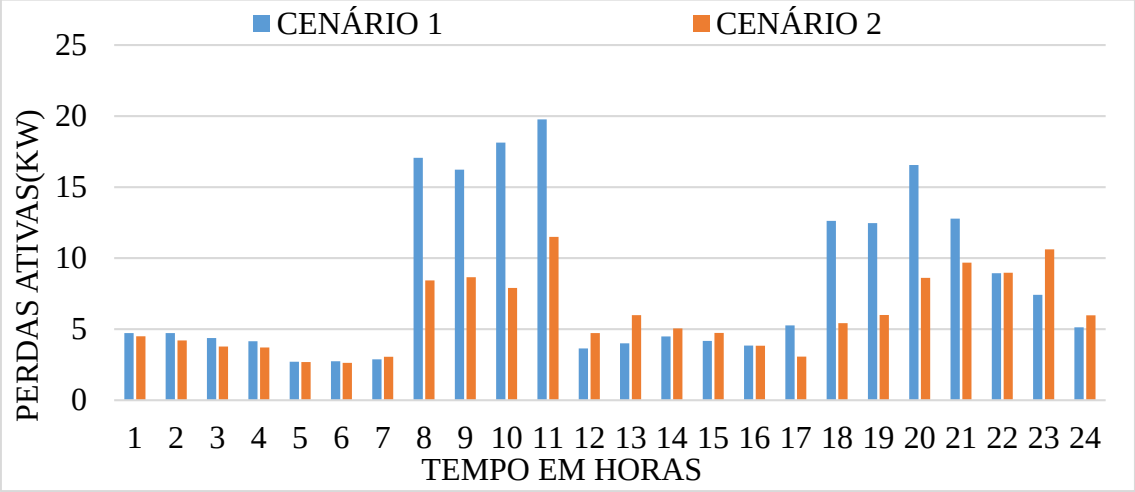
Fonte: Próprio Autor.

Figura 27: Corrente na Linha 632-670/670-671. Cenários 1 e 2.



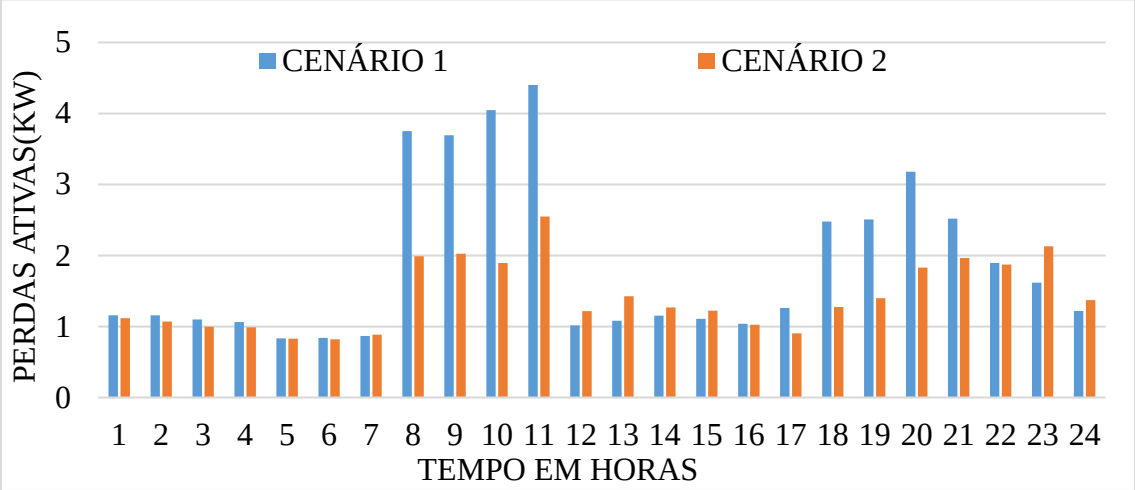
Fonte: Próprio Autor.

Figura 28: Perdas Ativas na Linha 650-632. Cenários 1 e 2.



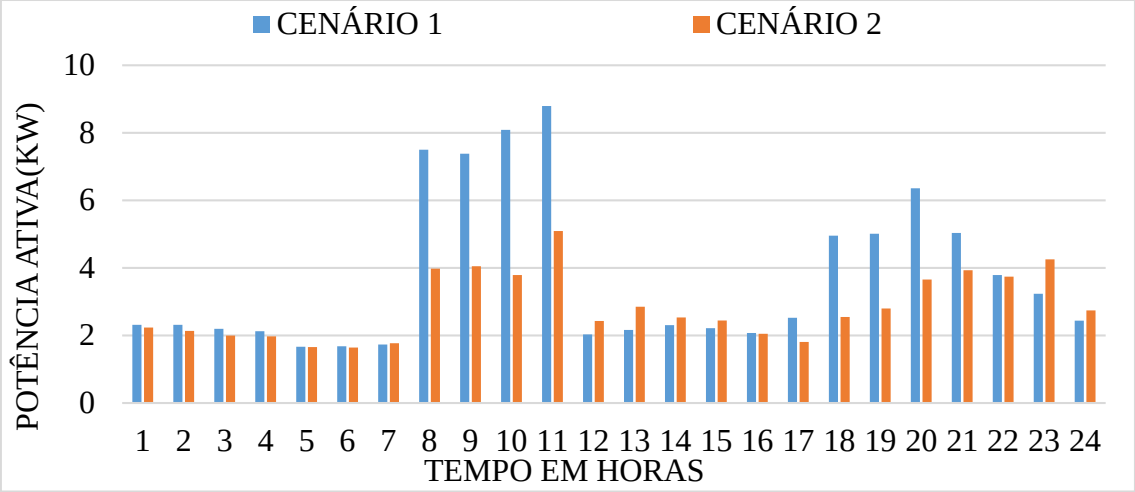
Fonte: Próprio Autor.

Figura 29: Perdas Ativas na Linha 632-670. Cenários 1 e 2.



Fonte: Próprio Autor.

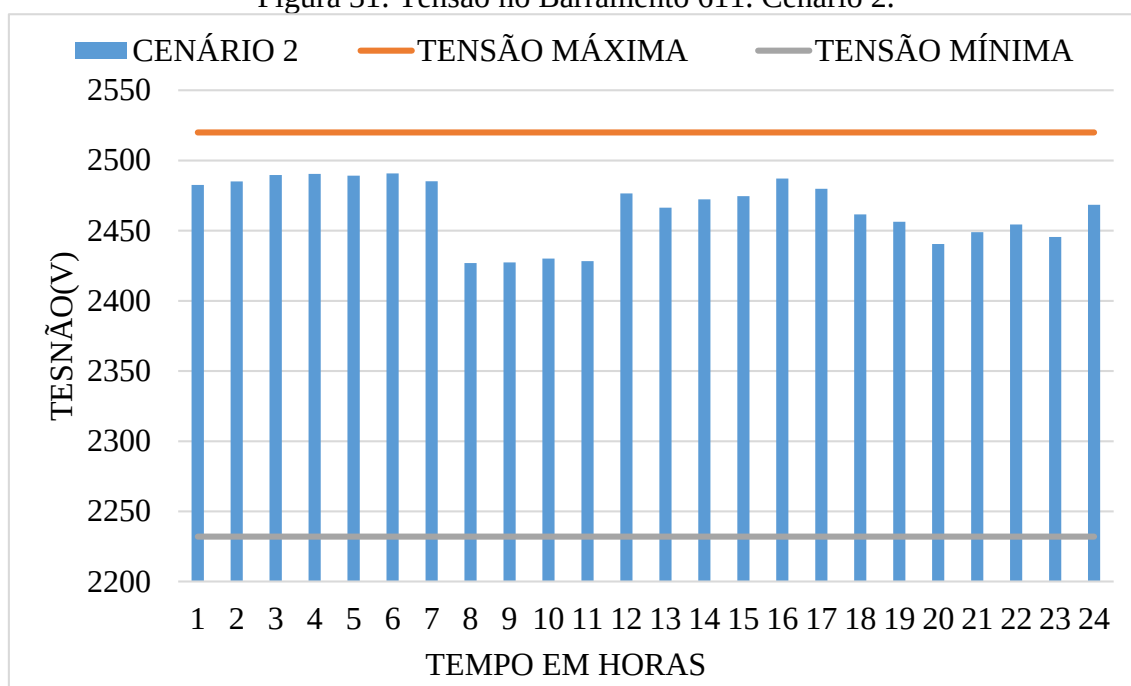
Figura 30: Perdas na Linha 670-671. Cenários 1 e 2.



Fonte: Próprio Autor.

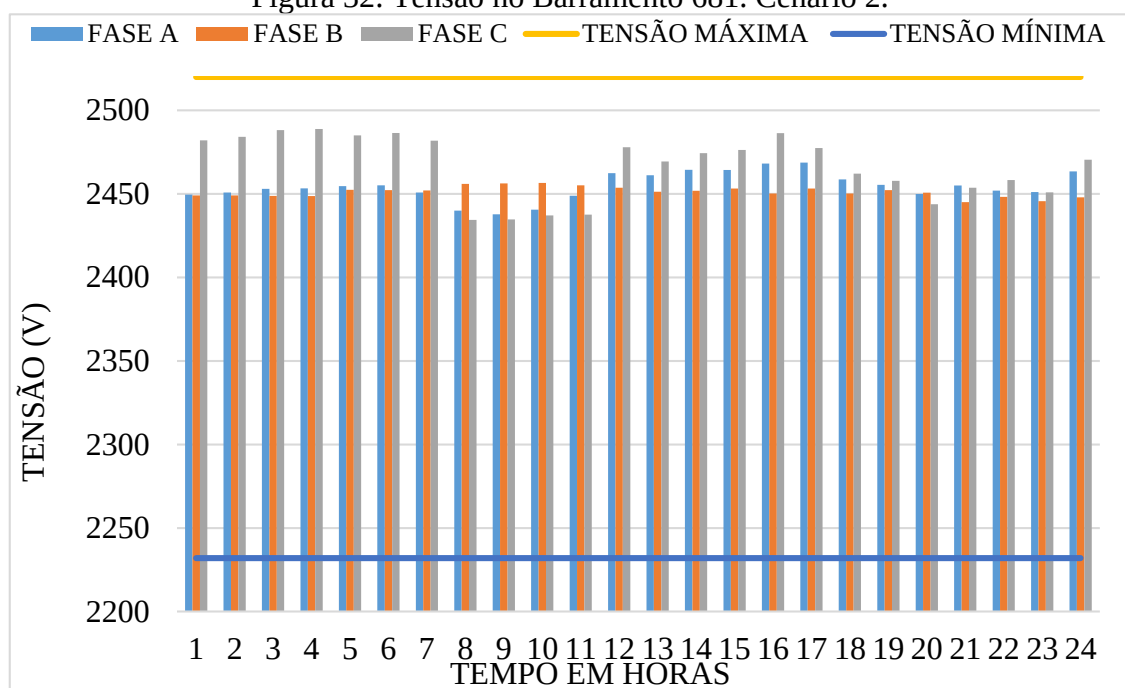
Das figuras 26 e 27, tem-se que a otimização levou a uma redução dos níveis de corrente em ambas as linhas analisadas no intervalo das 8h às 11h e das 17h às 21h, consequentemente houve uma redução das perdas nas linhas analisadas nos mesmos intervalos como mostrado nas figuras de 28 a 30. Por outro lado, o preenchimento de vales no intervalo das 12h às 16h causou uma elevação da corrente nas linhas e consequentemente uma elevação das perdas no respectivo intervalo. Os impactos na tensão nos barramentos selecionados estão mostrados nas figuras 31 a 33.

Figura 31: Tensão no Barramento 611. Cenário 2.



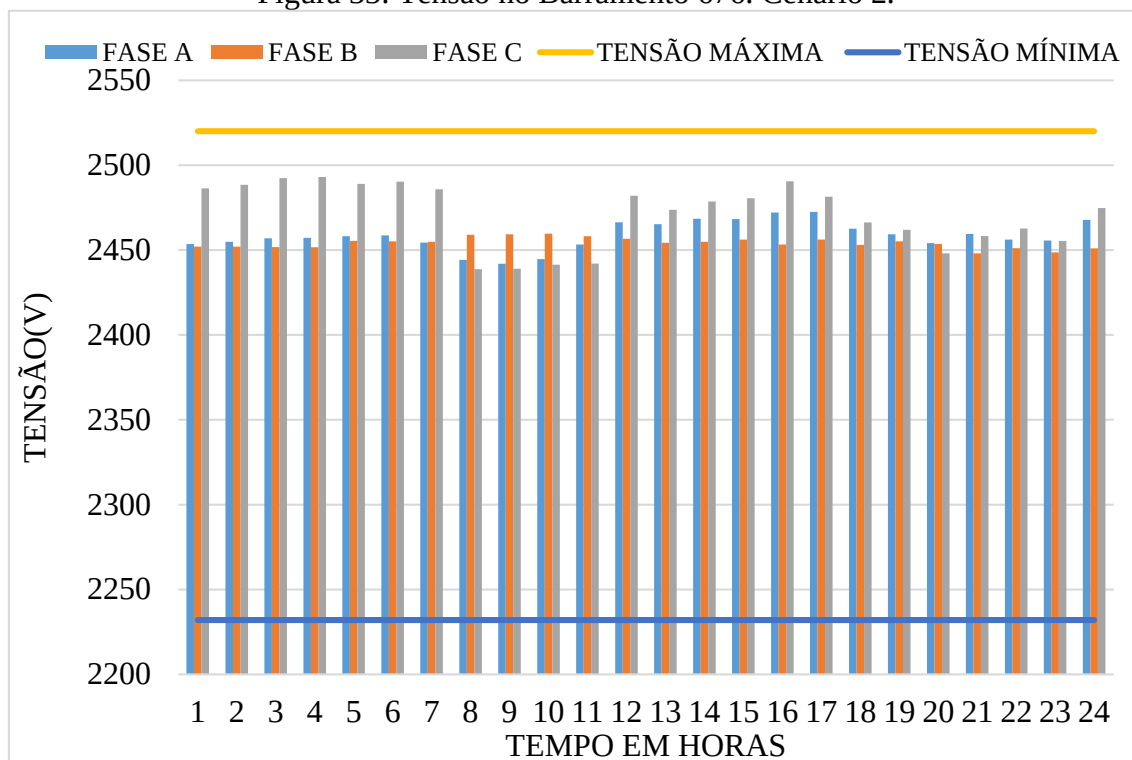
Fonte: Próprio Autor.

Figura 32: Tensão no Barramento 681. Cenário 2.



Fonte: Próprio Autor.

Figura 33: Tensão no Barramento 676. Cenário 2.



Fonte: Próprio Autor.

Comparando-se as figuras 21,22 e 23 com as figuras 31,32 e 33 respectivamente, nota-se que houve um aumento na tensão no barramento nos intervalos das 8h às 11h e das 18h às 21h, os mesmos onde houve redução de corrente nas linhas. Em contrapartida houve uma redução da tensão nos barramentos no intervalo das 12 às 15h, mesmo intervalo onde houve aumento da corrente devido ao preenchimento de vales. Convém ressaltar que essas variações não passam da amplitude de 25V, e todos os barramentos após a otimização estão abaixo do limite exigido.

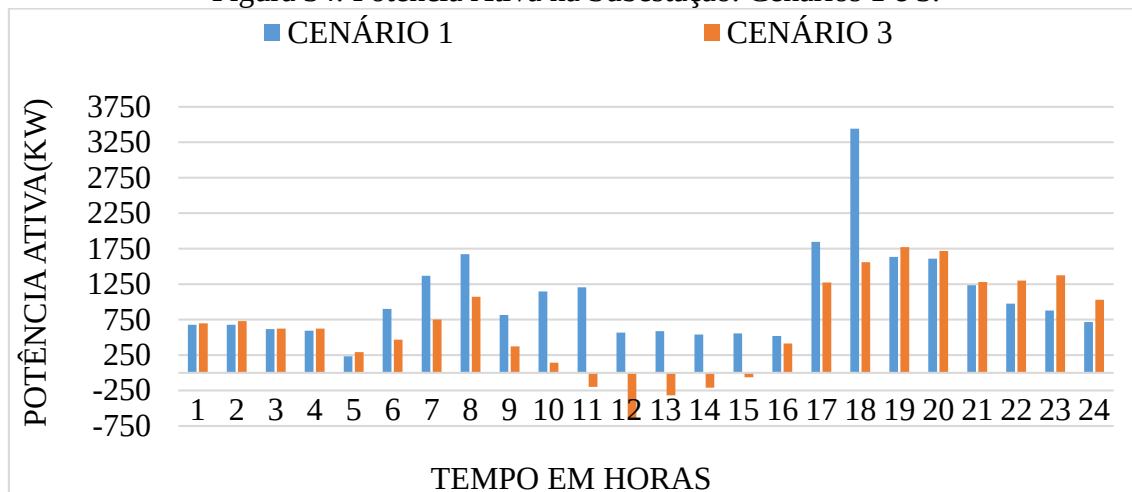
Pode-se estabelecer uma relação entre as variáveis estudadas. A otimização desloca cargas ao longo da curva diária, e então os picos são desfeitos e suas cargas distribuídas para os outros horários de menor demanda. Portanto, as faixas de tempo que recebem mais cargas apresentam redução de tensão, aumento de corrente e consequentemente de perdas. Já os horários que perdem cargas, tem o impacto oposto, redução de corrente e de perdas, e aumento da tensão.

Como só houve o rearranjo de cargas o consumo de energia advinda da concessionária por parte dos consumidores se manteve o mesmo do cenário habitual, 25.000kWh, porém as alterações de corrente levaram a uma diminuição de perdas ativas de 476kW do cenário 1, para 348kW no cenário 2.

4.3.3 ANÁLISE DO CENÁRIO 3

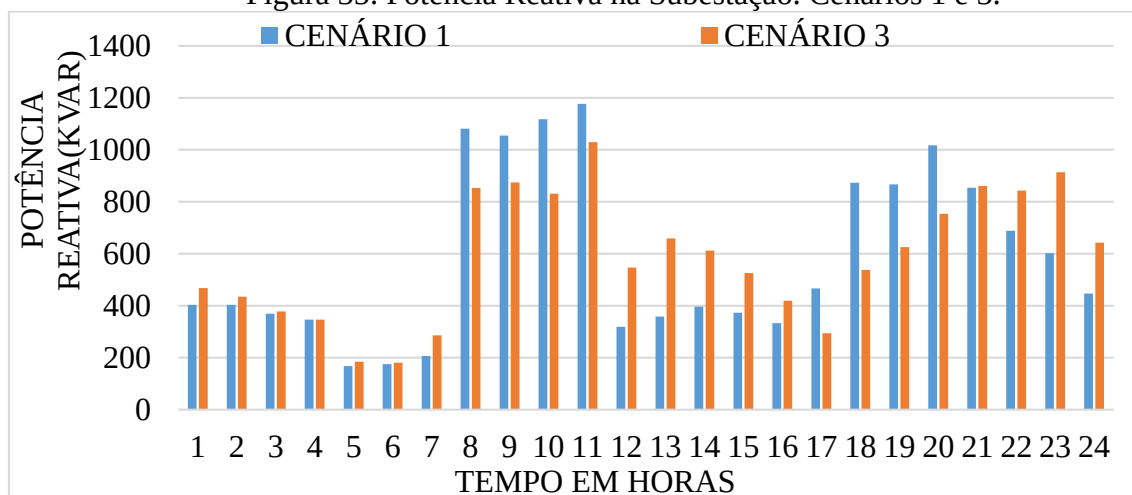
O Cenário 3 representa uma situação onde se considera que todos os consumidores possuem painel solar e aderiram a Tarifa Branca e os consumidores possuem suas curvas de carga otimizadas. As figuras 34 e 35 contêm as curvas de Potência Ativa e Reativa na Subestação.

Figura 34: Potência Ativa na Subestação. Cenários 1 e 3.



Fonte: Próprio Autor.

Figura 35: Potência Reativa na Subestação. Cenários 1 e 3.



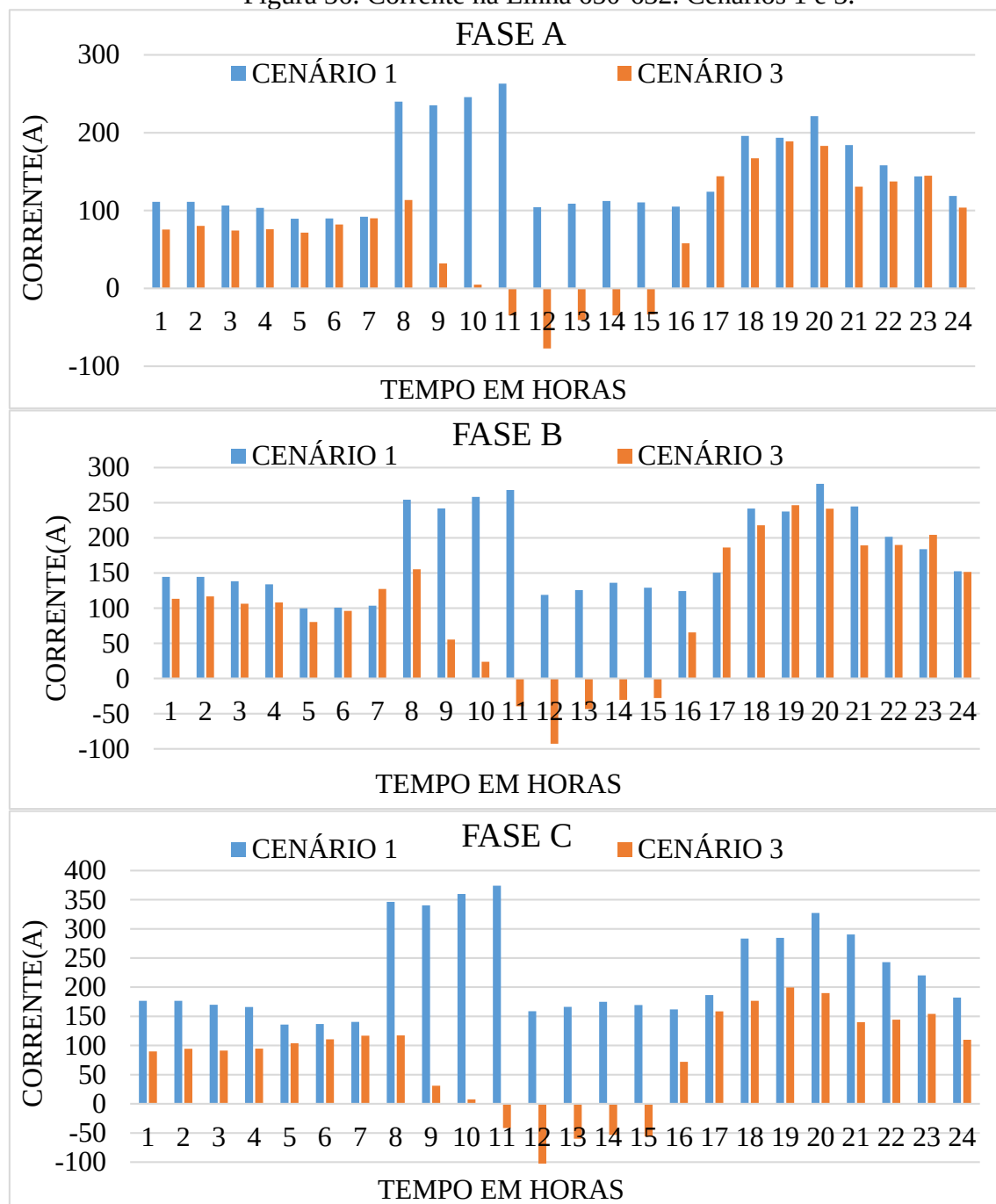
Fonte: Próprio Autor.

Todos os aparelhos de cada um dos consumidores ainda continuam funcionando o mesmo número de horas estipulado na otimização individual, porém como agora há a geração distribuída esses mesmos consumidores precisam de menos energia ativa advinda da concessionária, o que influencia na diminuição da demanda durante o dia.

Toda energia gerada pelos painéis, foi primeiramente usada para suprir o consumo local e o excedente exportado para a rede da concessionária de forma que da figura 34, percebe-se que há uma redução da demanda entre às 6h e 10h, e no intervalo das 11h às 15h a potência atinge valores negativos, o que representa a exportação dos excedentes. Neste intervalo fica clara a influência da curva de carga dos consumidores individuais, pois nas figuras 5, 7, 9 e 11 tem-se que os consumidores A e B exportam energia no

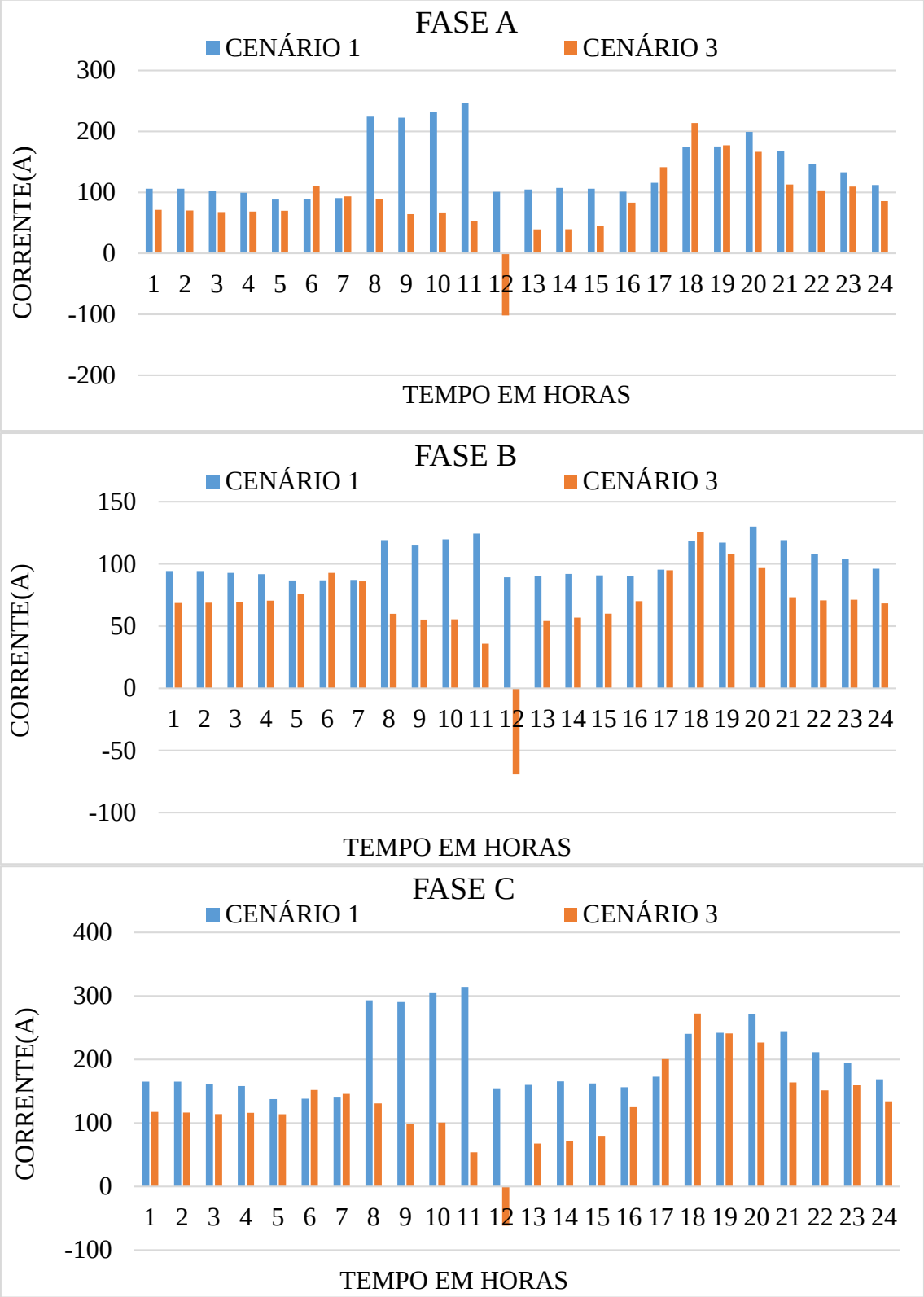
intervalo das 9h às 15h, e das 9h às 16h respectivamente. O consumidor C não exporta e o consumidor D, o faz das 11h às 15h. Logo, apesar de 3 dos 4 consumidores exportarem energia, o intervalo de injeção de energia na rede que prevaleceu na curva do alimentador foi o do consumidor D, cuja exportação é superior aos demais. Por outro lado, pode-se notar que ocorre um aumento da potência reativa nos intervalos de preenchimento de vales, o que se torna mais evidente no período das 12h às 16h. Isso ocorre devido ao fato dos painéis fotovoltaicos terem fator de potência unitários, não interferindo no reativo dos aparelhos. A seguir, estão as curvas de corrente nas linhas.

Figura 36: Corrente na Linha 650-632. Cenários 1 e 3.



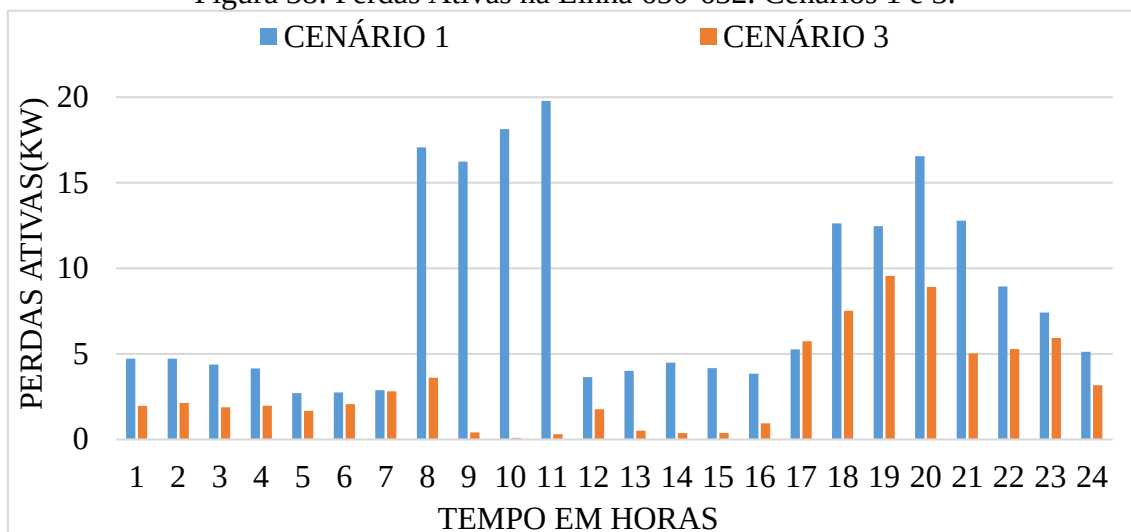
Fonte: Próprio Autor.

Figura 37: Corrente na Linha 632-370/670-671. Cenários 1 e 3.



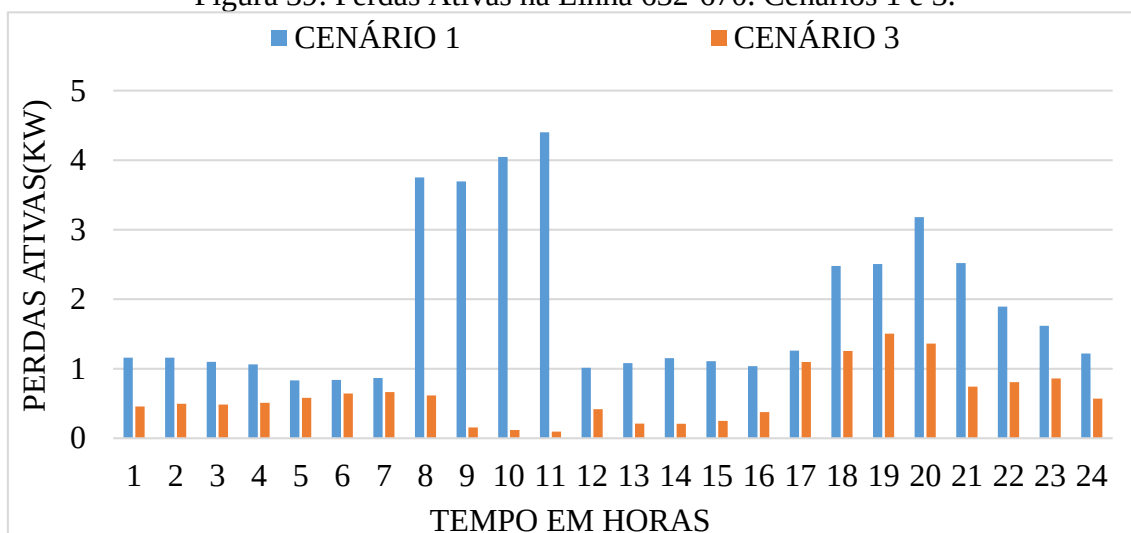
Fonte: Próprio Autor.

Figura 38: Perdas Ativas na Linha 650-632. Cenários 1 e 3.



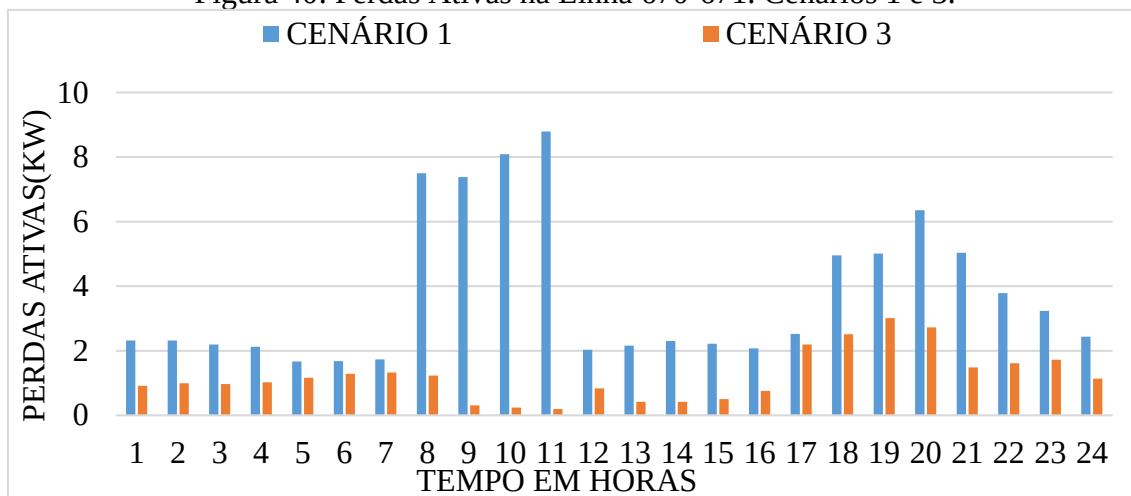
Fonte: Próprio Autor.

Figura 39: Perdas Ativas na Linha 632-670. Cenários 1 e 3.



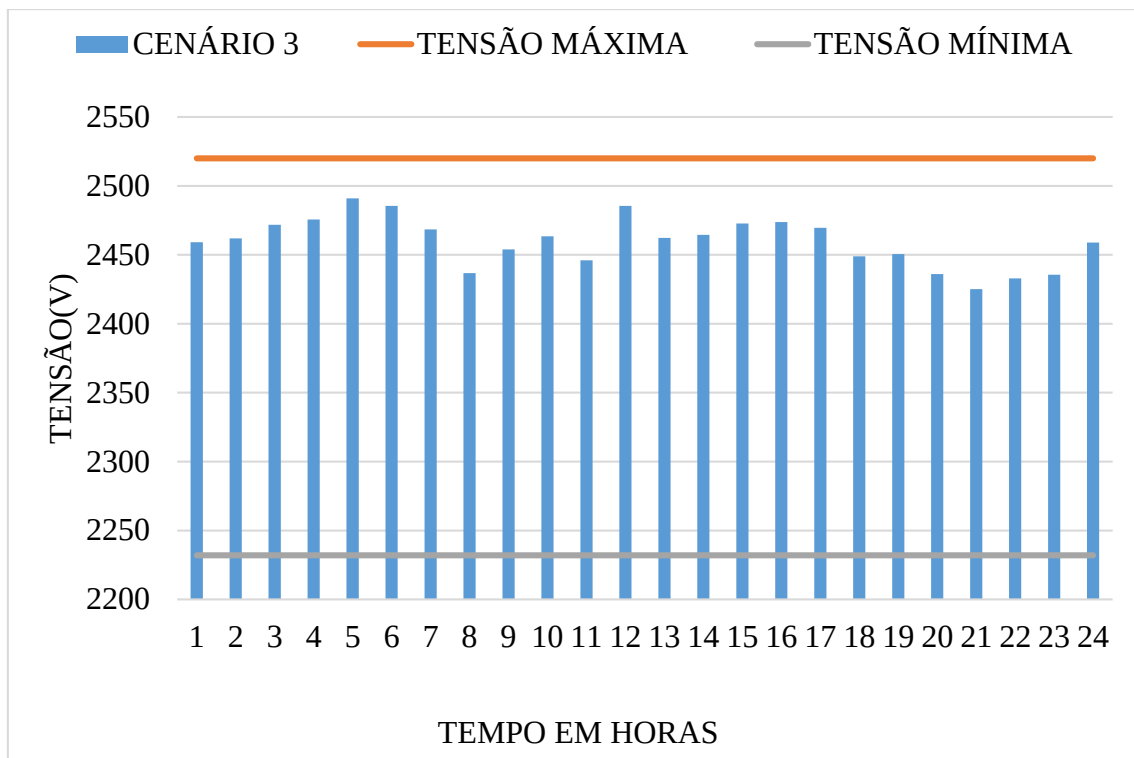
Fonte: Próprio Autor.

Figura 40: Perdas Ativas na Linha 670-671. Cenários 1 e 3.



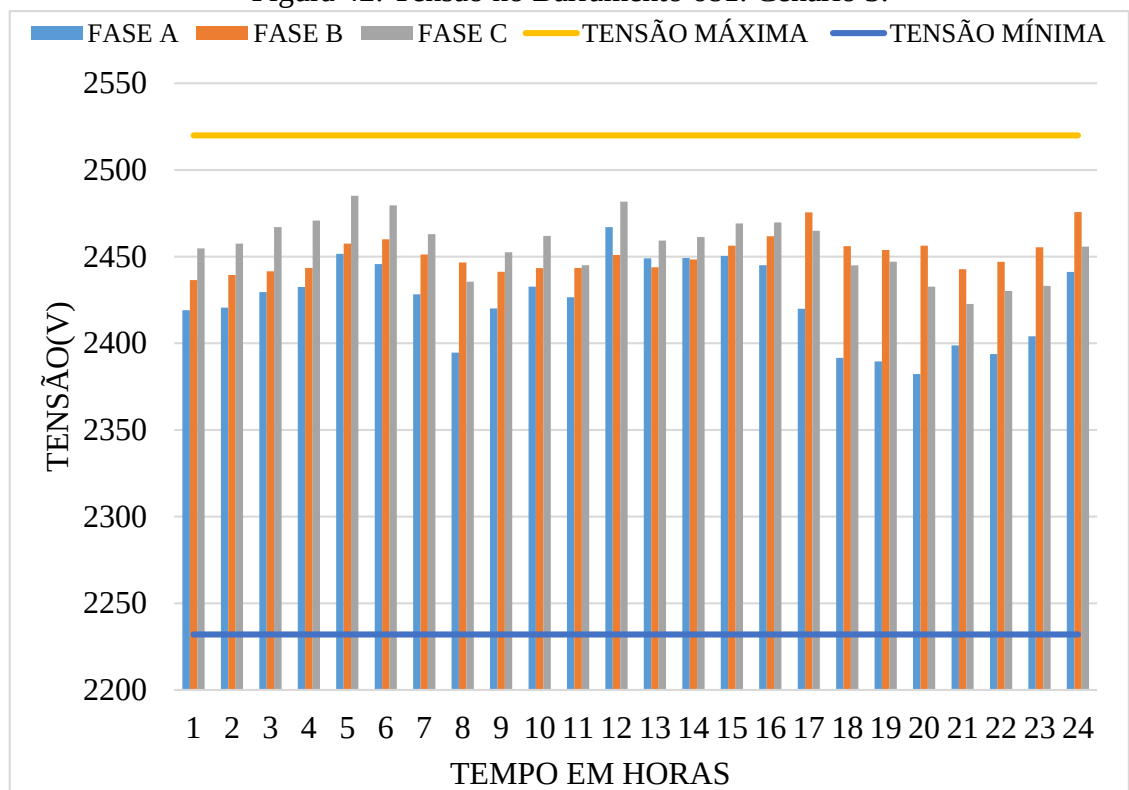
Fonte: Próprio Autor.

Figura 41: Tensão no Barramento 611. Cenário 3.



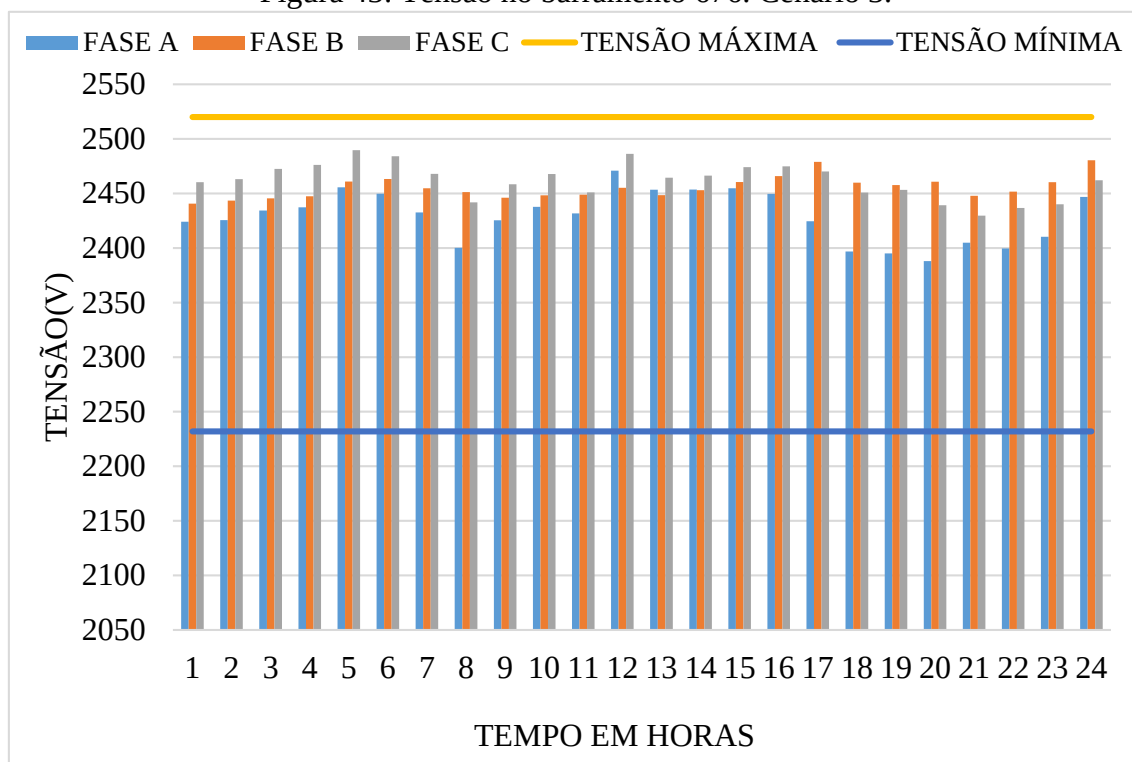
Fonte: Próprio Autor.

Figura 42: Tensão no Barramento 681. Cenário 3.



Fonte: Próprio Autor.

Figura 43: Tensão no barramento 676. Cenário 3.



Fonte: Próprio Autor.

As análises das variáveis do sistema neste cenário devem ser divididas em duas partes: no intervalo das 7h às 18h, o qual possui influência da geração distribuída; e o intervalo das 19h às 6h, sendo que este último não tem relação com a geração distribuída. Esta divisão se faz necessária pois quando não há outra fonte fornecedora de energia o modelo simplesmente rearranja os picos de demanda, os distribuindo em intervalos cujo valor da energia é menor, mas quando há outra fonte, como por exemplo de painéis solares, o modelo procura inserir aparelhos de maior potência no horário onde há geração, de forma que o funcionamento do mesmo não seja suprido pela concessionária. Comparando-se as figuras 4 e 5, nota-se que a máquina de lavar roupas do consumidor A, teve seu funcionamento transferido da madrugada para o meio do dia. No intervalo das 7h às 18h todos os picos de demanda foram reduzidos, sendo que das 12h às 15h o balanço de potência resultou em excedente de energia e o mesmo foi exportado para a concessionária caracterizando os valores negativos de potência ativa no intervalo das 11h às 15h, como visto nas figura 34. Já nas curvas das figuras 36 e 37, tem-se que as correntes acompanham o comportamento tendo seu valor reduzido neste intervalo, entretanto a linha 652-632 apresenta fluxo de corrente reverso no intervalo das 11h às 15h enquanto as linhas 632-670 e 670-671 tem fluxo reverso somente às 12h, horário de máxima incidência solar. Com relação as perdas indicadas nas figuras 38, 39 e 40, tem-se uma relação em seu montante, uma consequência da diminuição do valor da corrente, de forma que no caso da linha 650-632 o mínimo valor de perdas acontece às 10h cuja demanda é mínima.

Por outro lado, o intervalo das 19h às 6h, tem-se influência exclusivamente da otimização por meio da remodelação da curva de carga, sendo que no intervalo das 22h às 24h houve um preenchimento de vales. Este preenchimento se dá praticamente por lâmpadas que funcionavam por volta das 19h e foram transferidas para horas onde o valor

do kWh é mais barato. Consequentemente essa troca de aparelhos mais potentes para o meio do dia, como no caso da máquina de lavar roupas, e aparelhos menos potentes para os horários extremos da curva de carga, resultou em um perfil de corrente reduzido com relação aos mesmos intervalos do cenário 1, impactando numa diminuição das perdas como pode ser visto nas figuras 38,39 e 40.

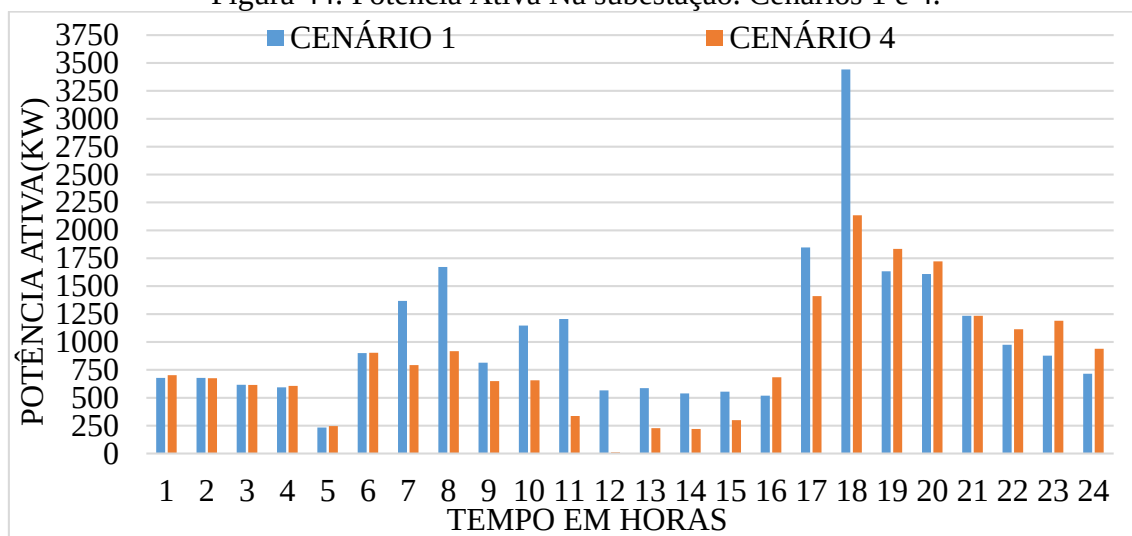
No que se refere a tensão, nos barramentos, comparando-se as figuras 21 e 41 que ilustram o comportamento da tensão no barramento 611 nos cenários 1 e 3 respectivamente, tem-se uma elevação dos valores no intervalo das 8h às 11h e, às 18h e 19h devido à redução dos picos de demanda principalmente pela otimização. Também uma redução no intervalo das 13h às 16h ocasionada pela redução da demanda causada agora pela influência da geração solar. O mesmo comportamento ocorre nas fases A e C barramentos 681 e 676 como mostrado nas figuras 42 e 43, porém na fase B, há uma elevação nos valores de tensão no intervalo das 23h e 24h, o que pode ser visto comparando-se as figuras 22 e 42 e, 23 e 43 respectivamente. Isso ocorre pelo fato da fase B ser mais impactada no preenchimento de vales deste horário.

Por fim, conclui-se que a otimização em conjunto com o uso de painéis solares proporciona dois grandes impactos ao sistema. O primeiro é a redução de perdas totais, que reduziram de 496kW do cenário 1 para 190kW do cenário 3, e em segundo a geração distribuída permite uma redução no consumo, que foi de 25000kWh do cenário 1 para 16047kWh no cenário 3.

4.3.4. ANÁLISE DO CENÁRIO 4.

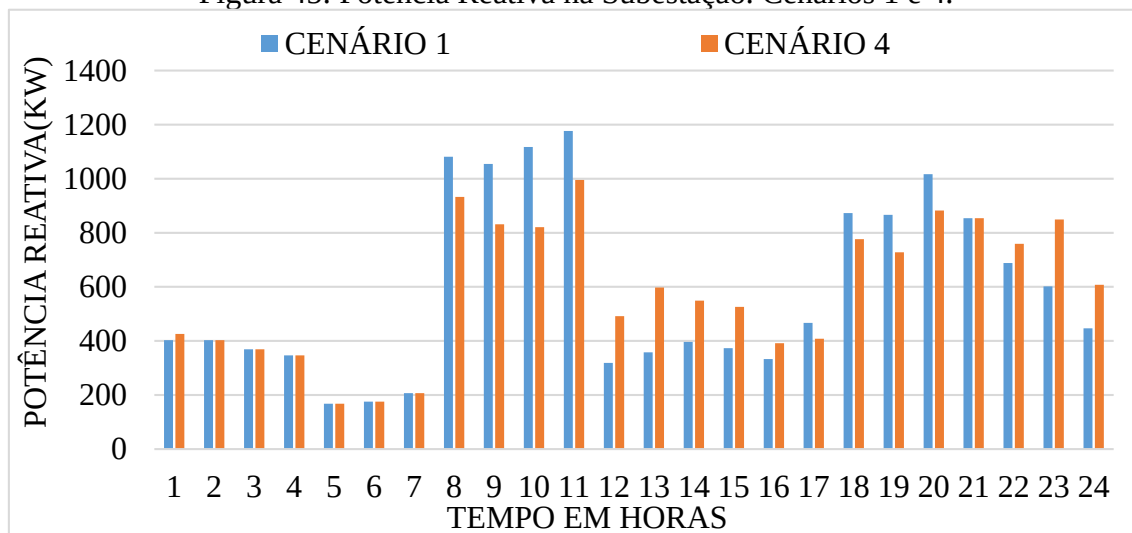
Os cenários anteriores consideraram que 100% de seus consumidores tem um mesmo padrão de comportamento, no cenário 1 analisou-se o cenário habitual, no cenário 2 quando todos aderiam a Tarifa Branca passando pelo processo de otimização de curva de carga e, no cenário 3 onde além da otimização todos tinham acesso a painéis solares. Mas, como todo processo de transição, a adesão a tarifa branca nem sempre pode ser tratada como uma unanimidade entre um grupo ou uma região. Logo, a finalidade deste cenário é avaliar o alimentador quando há vários tipos de consumidores com características diferentes dentro de um mesmo conjunto, para que se possa ter um estudo mais realístico. Nesta situação, são consideradas as curvas de carga do cenário 1 para os consumidores A e B, a curva de carga do cenário 2 para o consumidor C, e a curva de carga do Cenário 3 para o consumidor D. Nas figuras 44 e 45 estão as curvas de potência ativa e reativa deste cenário.

Figura 44: Potência Ativa Na subestação. Cenários 1 e 4.



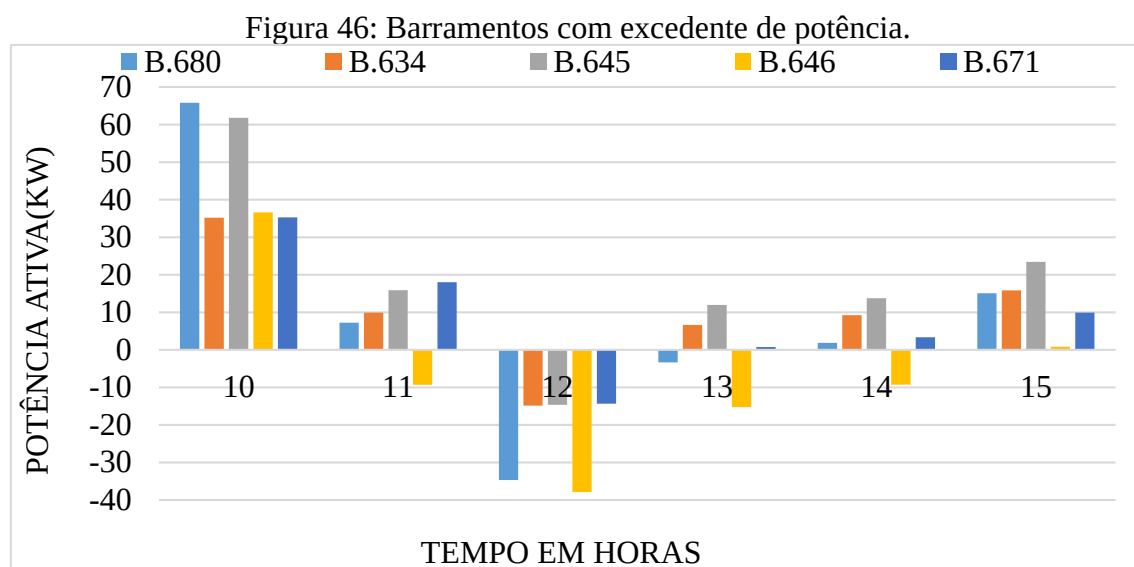
Fonte: Próprio Autor.

Figura 45: Potência Reativa na Subestação. Cenários 1 e 4.



Fonte: Próprio Autor.

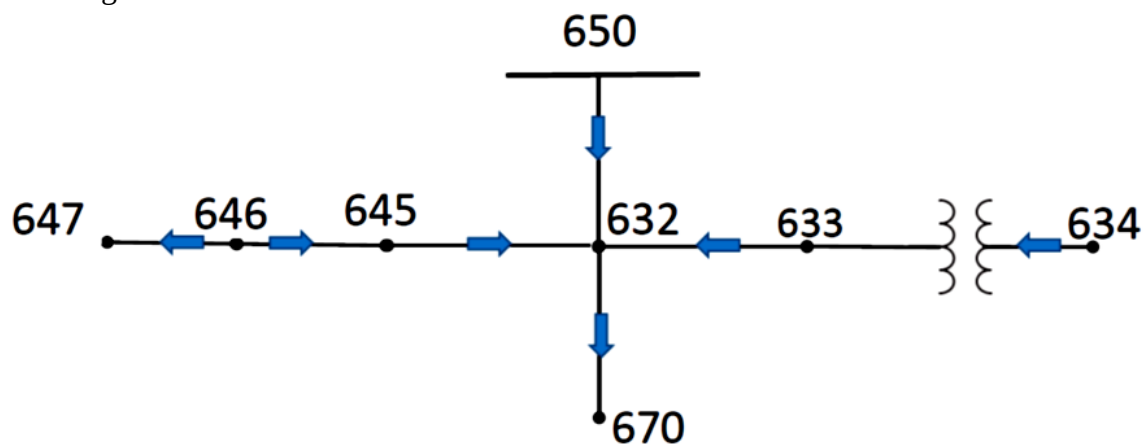
Primeiramente, pode-se notar pela figura 45 que em nenhum momento a potência ativa se torna negativa, ou seja, em nenhum momento a subestação recebe fluxo reverso de potência. Mesmo assim, há uma redução na demanda desde as 7h às 15h pois além da otimização dos consumidores tipo C, todos os consumidores tipo D são otimizados considerando geração. Percebe-se ainda que a demanda atinge os menores valores no intervalo das 12h às 15h, que corresponde aos horários de maior incidência solar e mesmo que a subestação não receba fluxo reverso de potência existem cinco barramentos que o apresenta, e suas curvas de carga estão na figura 46.



Fonte: Próprio Autor.

Dentre os cinco barramentos da figura 46, é comum a todos a exportação de excedente às 12h. Comparando-se este quadro com a figura 44, tem-se também que as 12h ocorre a demanda mínima para a subestação o que significa que a energia exportada pelos consumidores é utilizada pelos outros consumidores, dessa forma na subestação ocorre uma demanda mínima neste horário. Na figura 47 está ilustrado o fluxo de potência das linhas conectadas ao barramento 652, às 12h.

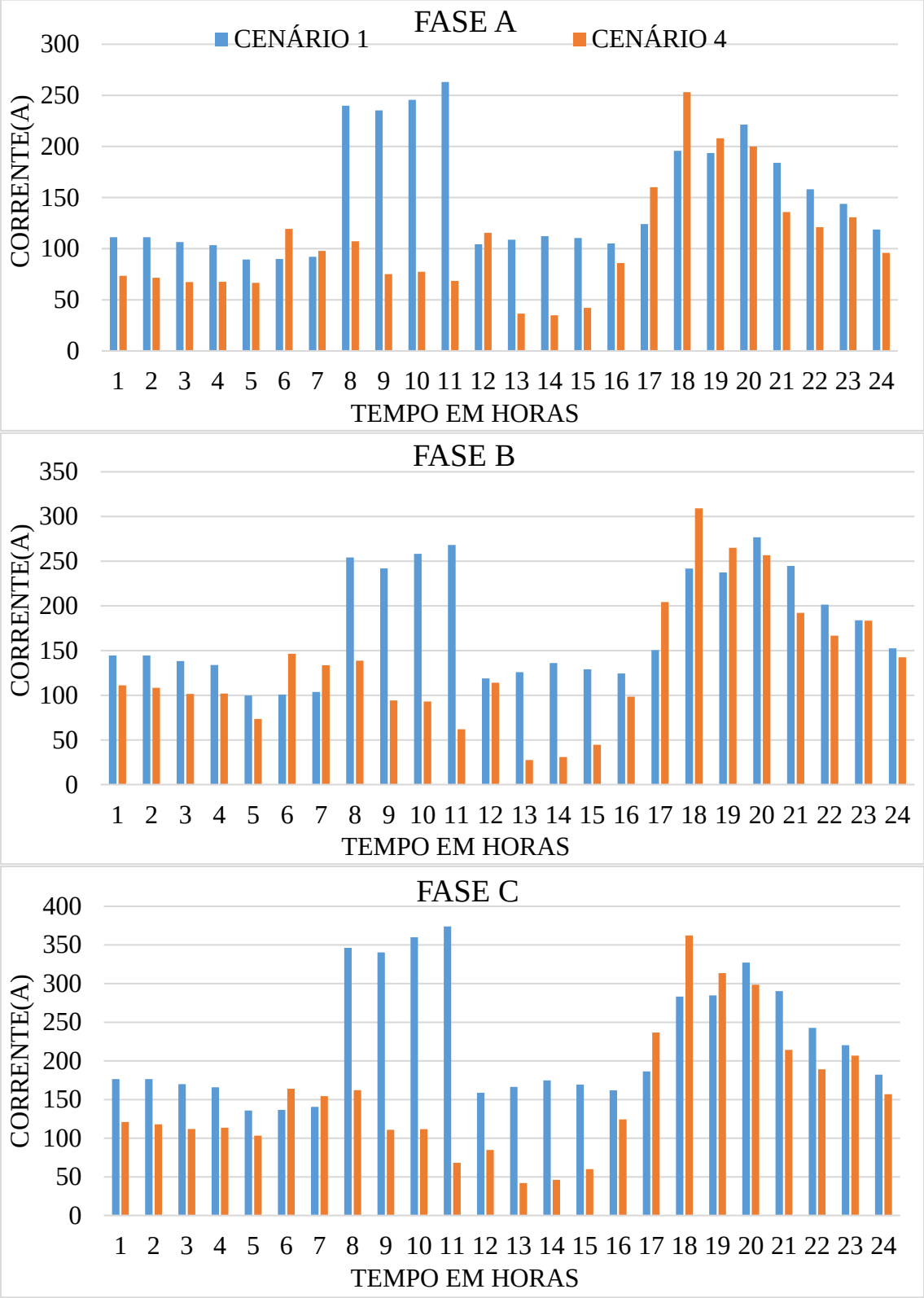
Figura 47: Fluxo de Potência nas linhas conectadas ao Barramento 632 às 12h.



Fonte: Próprio Autor.

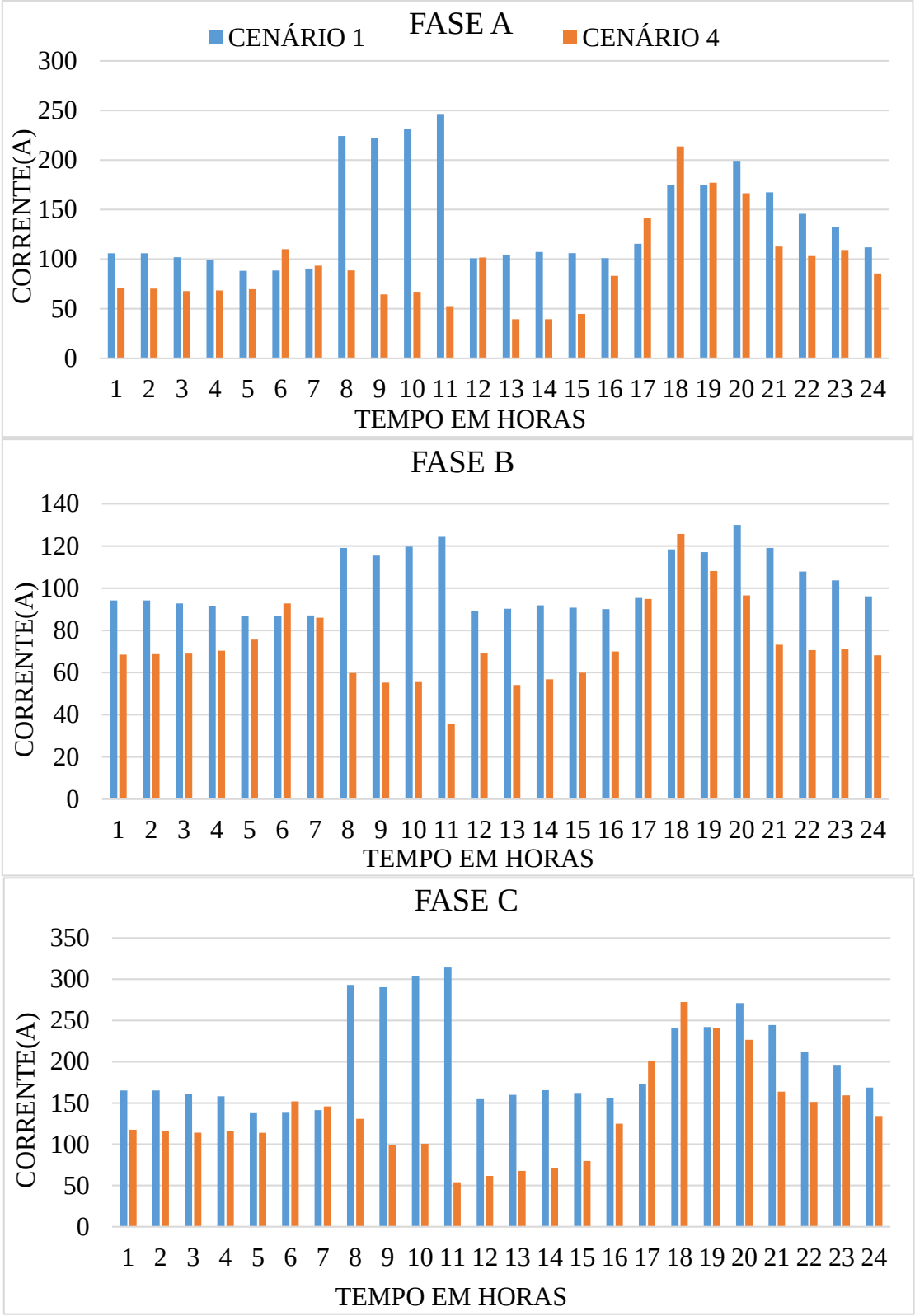
Os impactos referentes a corrente e perdas nas linhas, e tensão nos barramentos estão ilustrados nas figuras 48 a 55.

Figura 48: Corrente na Linha 650-632. Cenários 1 e 4.



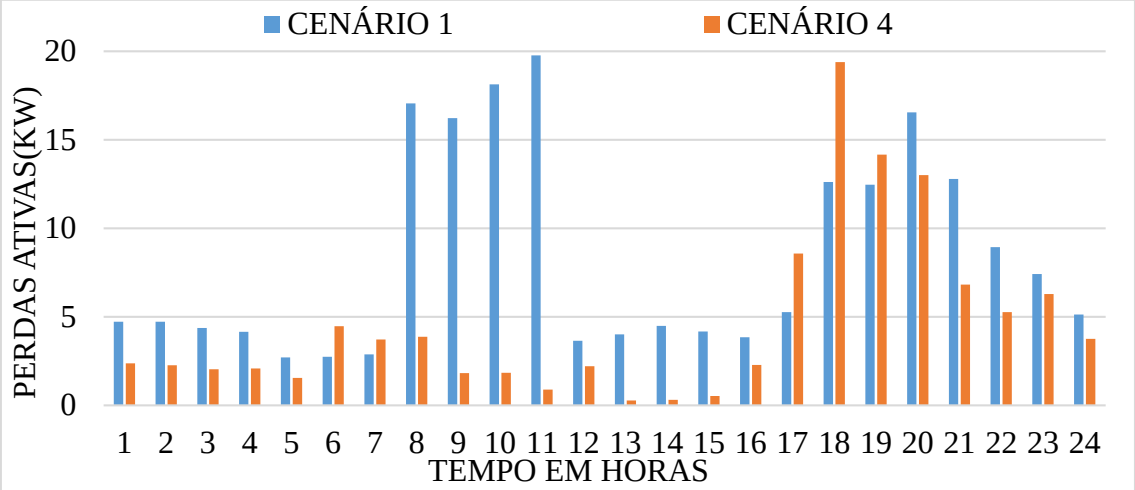
Fonte: Próprio Autor.

Figura 49: Corrente na Linha 632-370/670-671. Cenários 1 e 4.



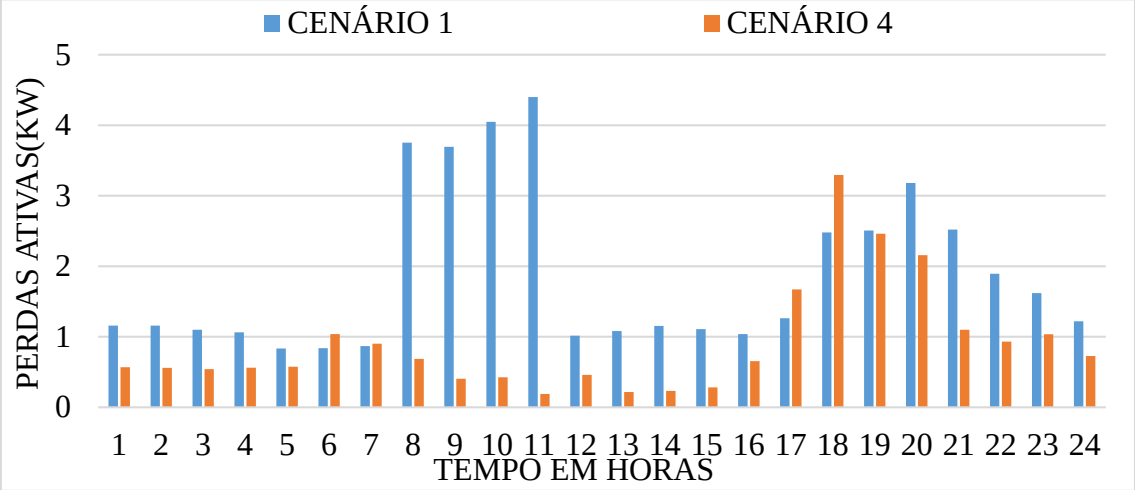
Fonte: Próprio Autor.

Figura 50: Perdas Ativas na Linha 650-632. Cenário 4.



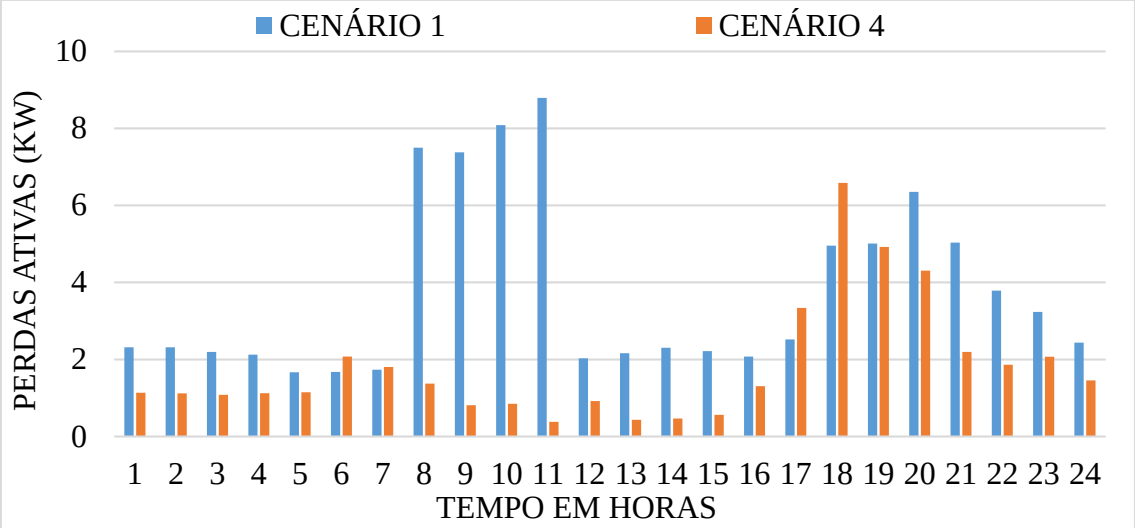
Fonte: Próprio Autor.

Figura 51: Perdas Ativas na Linha 632-670. Cenários 1 e 4.



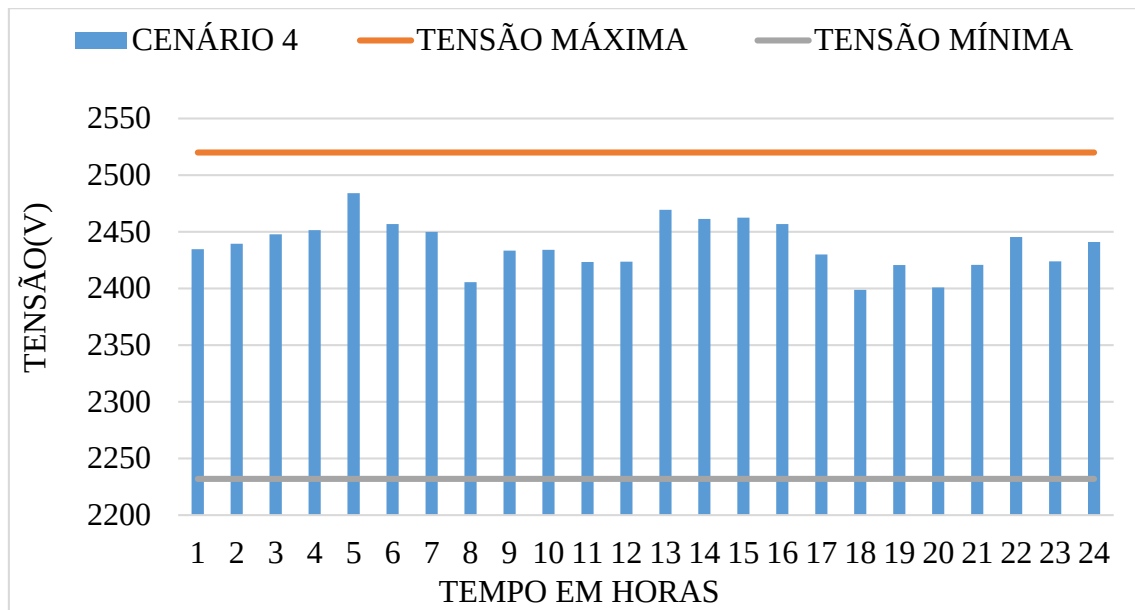
Fonte: Próprio Autor.

Figura 52: Perdas Ativas na Linha 670-671. Cenários 1 e 4.



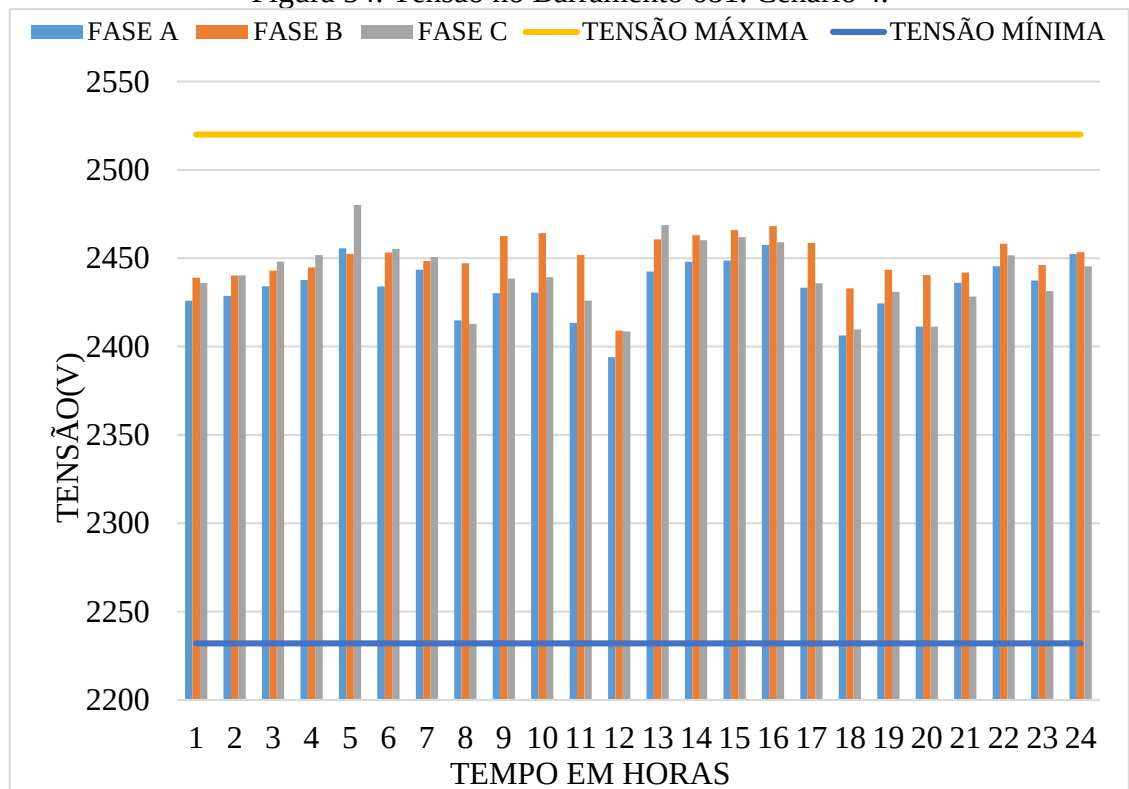
Fonte: Próprio Autor.

Figura 53: Tensão no Barramento 611. Cenário 4.



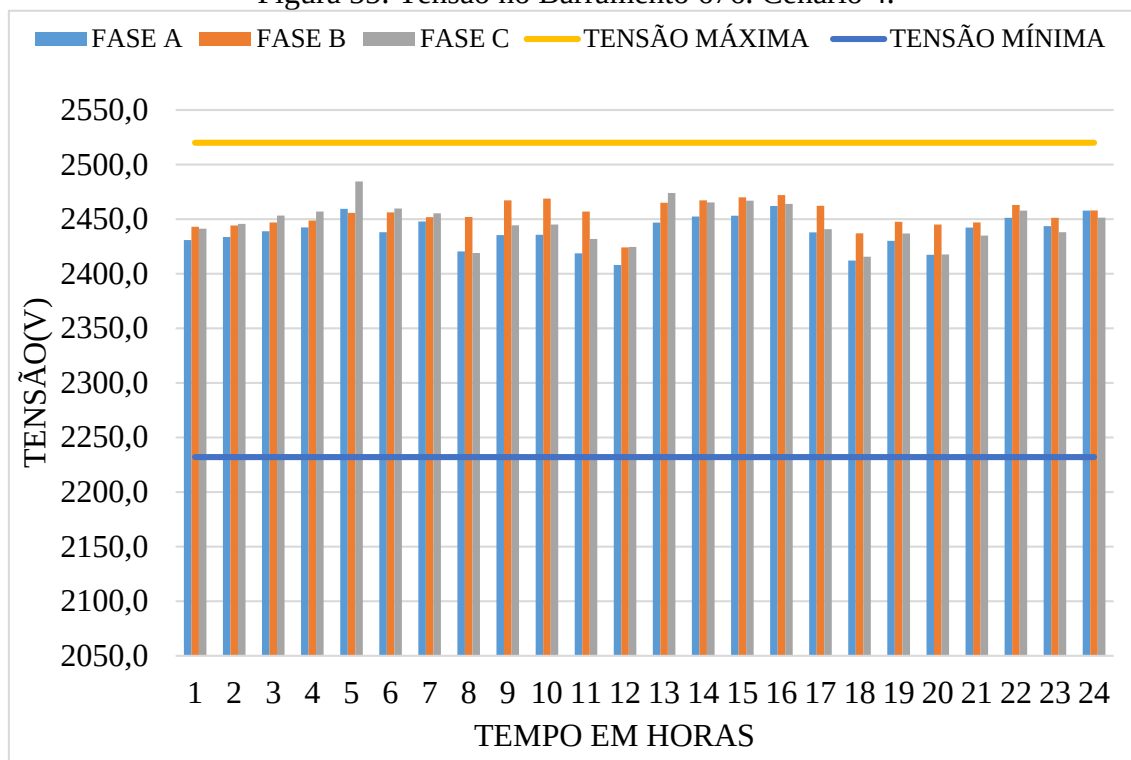
Fonte: Próprio Autor.

Figura 54: Tensão no Barramento 681. Cenário 4.



Fonte: Próprio Autor.

Figura 55: Tensão no Barramento 676. Cenário 4.



Fonte: Próprio Autor.

Da figura 47, tem-se que o balanço de potência às 12h nas linhas conectadas ao barramento 632, resulta em um fluxo de potência na 632-670 de forma que esta transporta o excedente gerado pelos demais barramentos sem inverter o valor de sua corrente. Os barramentos 647, 646 e 645 estão conectados ao barramento 632 pelas fases B e C e as linhas que ligam os barramentos 632 ao 633 e 634 são trifásicas. Dessa forma, tem-se que nas figuras 48 e 49 que tratam das correntes nas linhas 632-370 e 670-671 respectivamente, há uma predominância no fluxo de corrente pelas fases A e B, o que se justifica pelo fato do sistema ser desequilibrado.

Neste cenário os horários das 7h e 18h apresentam redução de demanda, mas elevação dos valores de corrente uma vez que são os horários de início e término da geração solar. Entre esses dois horários, a redução na demanda resultou em redução de corrente também, de forma que as perdas também foram reduzidas com relação ao cenário 1 como pode ser visto nas figuras 50, 51 e 52.

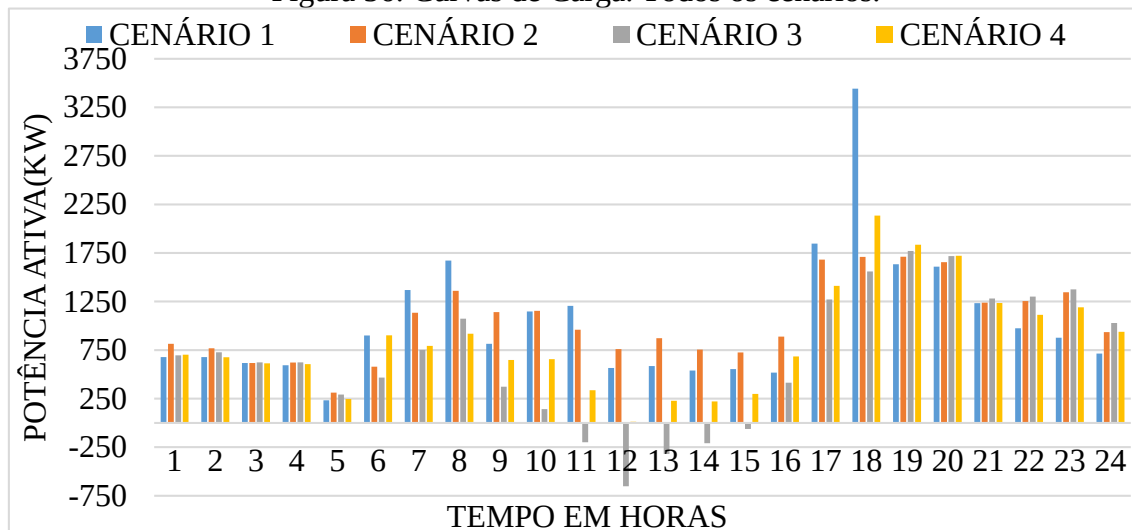
Com relação às tensões nos barramentos, tem-se que há uma redução dos valores de tensão no intervalo das 22h às 2h com relação ao cenário 1, o qual corresponde ao preenchimento de vales. Porém o aumento da demanda é suprido por um aumento dos níveis de corrente nas linhas desses barramentos, sendo que o mesmo ainda se mantém dentro dos limites.

Por fim, obtém-se uma diminuição do consumo de 26.000kWh do cenário 1 para 20.123kWh, no cenário 4 e, também uma diminuição no valor das perdas de 476kW para 276kW.

4.3.5 ANÁLISE GERAL DAS SIMULAÇÕES DO SISTEMA IEEE 13 BARRAS.

Das simulações feitas nos cenários anteriores, conclui-se que dois dos principais impactos das otimizações em todos os cenários são a diminuição dos níveis de corrente nas linhas e consequentemente a redução de perdas. Na figura 56, estão dispostas as curvas de carga de todos os cenários.

Figura 56: Curvas de Carga. Todos os cenários.



Fonte: Próprio Autor.

Mesmo com o cenário 4 contando com seus consumidores tipo C passando pelo processo de otimização e os consumidores D sendo otimizados possuindo painéis solares, tem-se no Horário de Ponta, que os consumidores A e B não otimizados prevaleceram na curva de demanda, pois neste intervalo o cenário 4 apresenta os maiores valores de potência ativa, depois do cenário 1. Entretanto no intervalo das 7h às 15h, o cenário 4 tem o menor consumo depois do cenário 3, representando assim uma diminuição do consumo de energia dos consumidores para com a concessionária. Na tabela 8 são apresentados os valores de consumo de energia de todos os cenários.

Tabela 8: Consumo de Energia. Todos os Cenários.

	CONSUMO(kWh)	VARIAÇÃO(kWh)	VARIAÇÃO(%)
CENÁRIOS 1 e 2	25.000,07	-	-
CENÁRIO 3	16.047,00	8.953,07	-35,812
CENÁRIO 4	20.123,00	4.877,07	-19,508

Fonte: Próprio Autor.

Convém lembrar que o consumidor D possui a maior área fotovoltaica dentre os demais, o que justifica a sua contribuição como mostrado na tabela 8. Há uma redução no consumo de 19,5%, de forma que quando todo o consumidor tem painel solar esse montante chega aos 35%, um pouco mais da metade.

Tabela 9: Perdas Ativas. Todos os Cenários.

	P. ATIVAS(kW)	VARIAÇÃO(kW)	VARIAÇÃO(%)
CENÁRIO 1	476,24	-	-
CENÁRIO 2	348,63	-127,61	-26,80
CENÁRIO 3	190,65	-285,59	-59,97
CENÁRIO 4	276,05	-200,19	-42,04

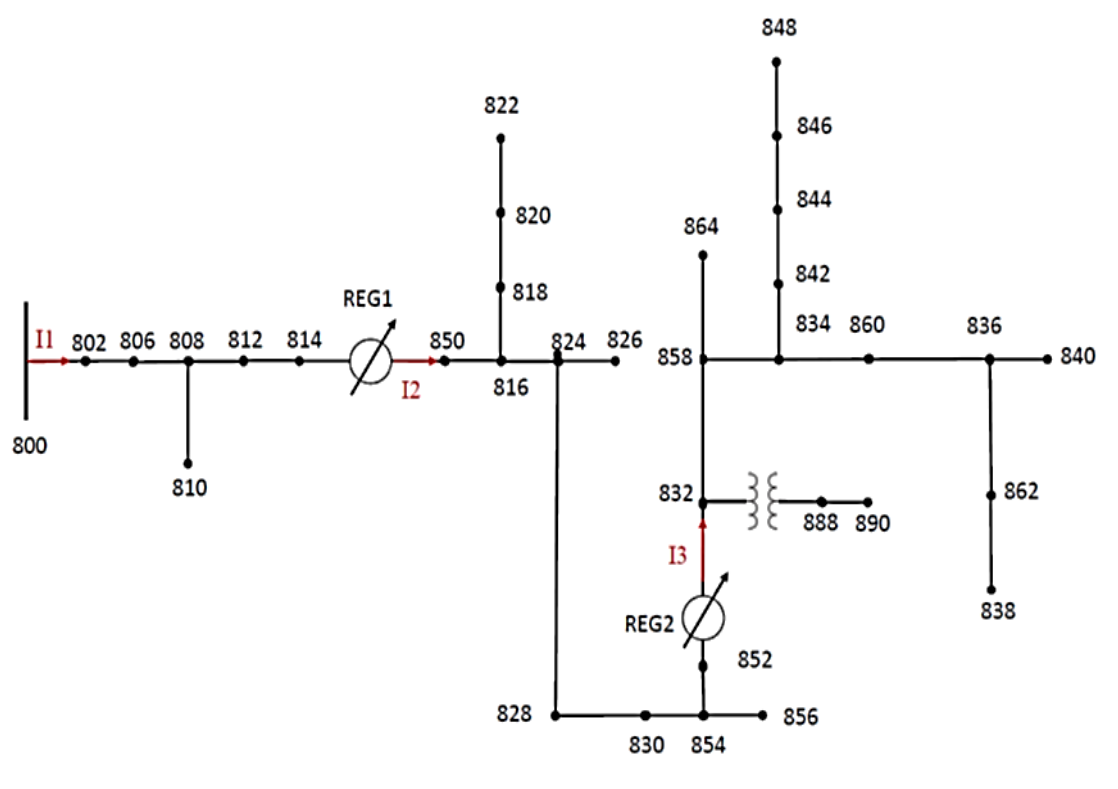
Fonte: Próprio Autor.

No que se refere as perdas, tem-se que o cenário 4 apresentou um resultado satisfatório, uma vez que somente metade de seus consumidores aderem a Tarifa Branca.

4.4 SIMULAÇÕES NO SISTEMA IEEE DE 34 BARRAS.

As simulações no sistema de 13 Barras permitiram um estudo do impacto causado em cada um dos cenários otimizados com relação ao cenário misto. Agora, busca-se analisar os impactos da otimização em um sistema maior e para isso foi escolhido o sistema IEEE de 34 barras como sistema teste.

Figura 57: Diagrama Unifilar do Sistema IEEE 34 Barras.



Adaptado de (CHOQUE; RODAS RENDÓN; PADILHA-FELTRIN, 2009)

Assim como no sistema de 13 barras, o fluxo de carga para o sistema de 34 barras em cada um dos quatro cenários foi simulado no software OpenDSS. Para a análise dos resultados, o mesmo foi dividido em três secções:

- Secção 1: Subestação até o Regulador de tensão 1.
- Secção 2: Entre os Reguladores de tensão 1 e 2.
- Secção 3: Após o Regulador de tensão 2.

Nestas secções foram analisadas as correntes I1, I2 e I3, as quais se encontram destacadas na figura 57, e também as perdas totais em cada uma delas. Para a análise de tensão foram selecionados os barramentos 820, 846 e 860 pois encontram-se próximos aos fins dos ramos, em regiões diferentes do sistema possibilitando assim uma visão mais abrangente do comportamento da tensão.

Foram alocadas cargas em 28 barramentos e a quantidade de consumidores em cada um deles está indicada na Tabela 10.

Tabela 10: Quantidade de Consumidores por Barramento no Sistema IEEE 34 Barras.

BARRAMENTOS	CONSUMIDOR				DEMANDA(kW)
	A	B	C	D	
802; 828	4	4	4	8	2.988,80
806;830	8	4	2	4	1.938,60
808;854	6	2	4	6	2.495,10
856;810	2	2	2	6	1.935,10
850;848	4	4	8	2	2.395,50
816;860	8	2	2	2	1.347,10
818;858;836	2	4	2	2	1.204,50
820;864;840	2	8	2	4	1.946,80
822;834;862	4	6	4	4	2.258,20
824;842;838	6	2	4	2	1.613,70
826	2	4	8	8	3.619,80
832;846	2	4	6	2	1.933,30
844	2	6	4	2	1.719,70
TOTAL	114	114	104	106	56.476,00

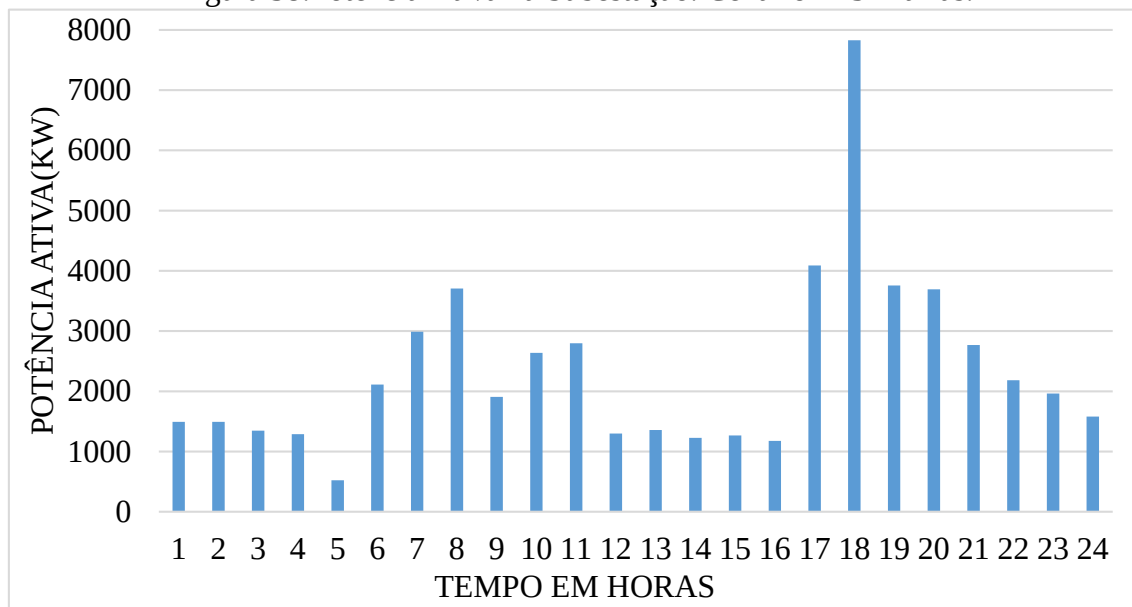
Fonte: Próprio Autor.

Os barramentos que possuem a mesma quantidade de consumidores estão na mesma linha da Tabela 11. Nota-se que não há um equilíbrio entre os números de consumidores e que a demanda total em 24h resulta em um consumo de 56.476kWh de energia.

4.4.1 ANÁLISE DO CENÁRIO 1.

Novamente, o cenário 1 é composto por todos os consumidores em suas respectivas situações iniciais, antes de qualquer otimização ou adesão a Tarifa Branca.

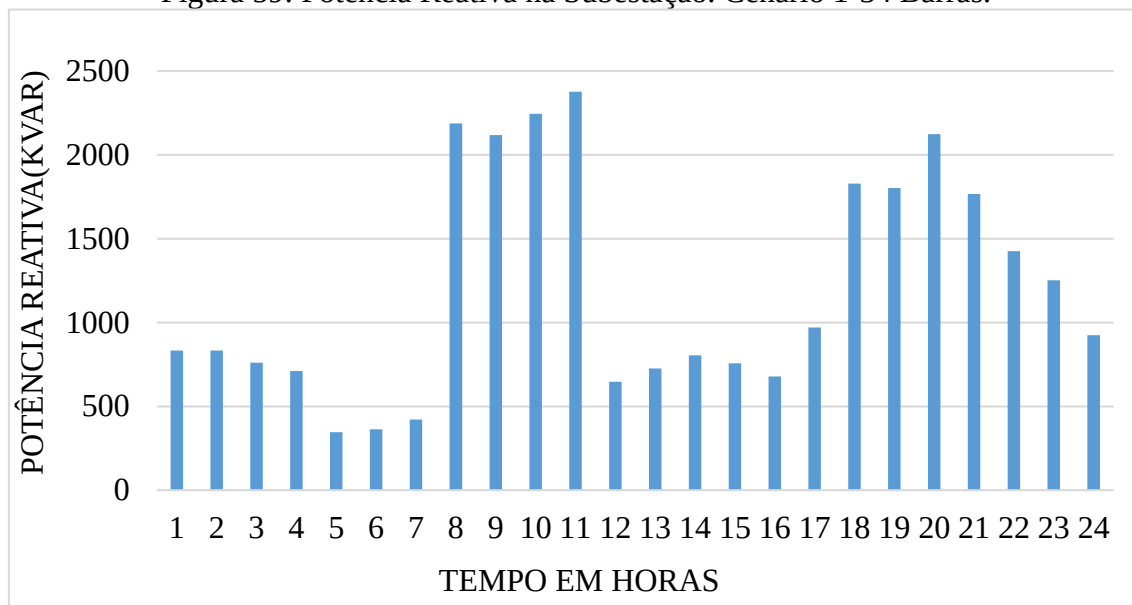
Figura 58: Potência Ativa na Subestação. Cenário 1- 34 Barras.



Fonte: Próprio Autor.

Convém ressaltar que este sistema é desequilibrado, de forma que as variáveis analisadas podem ser diferentes em fases distintas.

Figura 59: Potência Reativa na Subestação. Cenário 1-34 Barras.

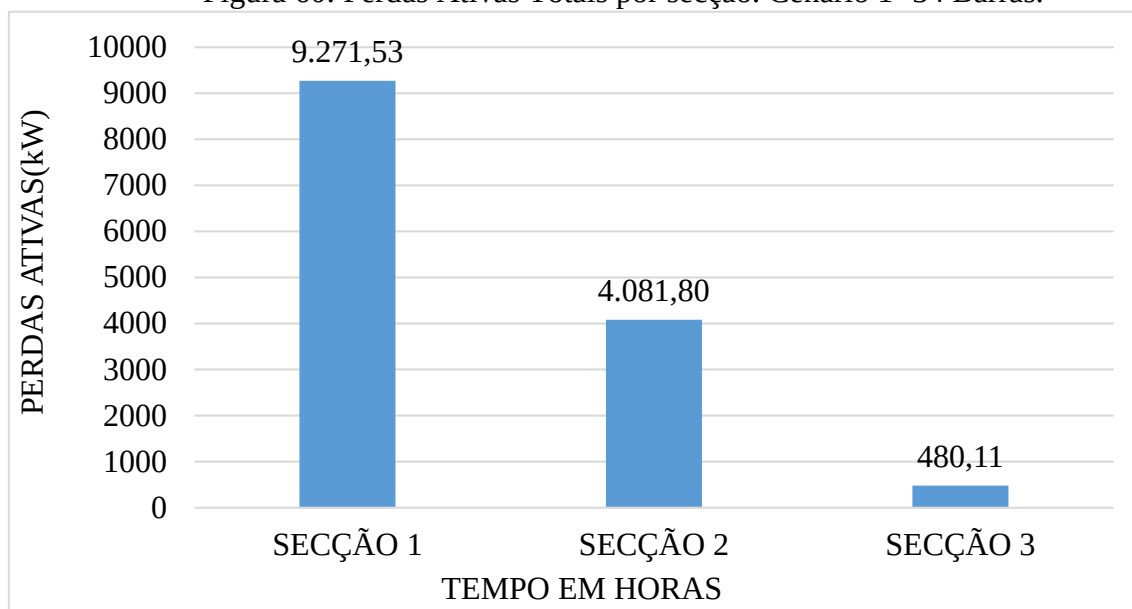


Fonte: Próprio Autor.

Das figuras 58 e 59, decorre que tanto a potência ativa quanto a reativa estão concentradas em dois intervalos, resultando em picos de demanda das 6h às 11h e das 17h às 21h, sendo que neste último ocorrem os dois valores máximos de 4090kW e

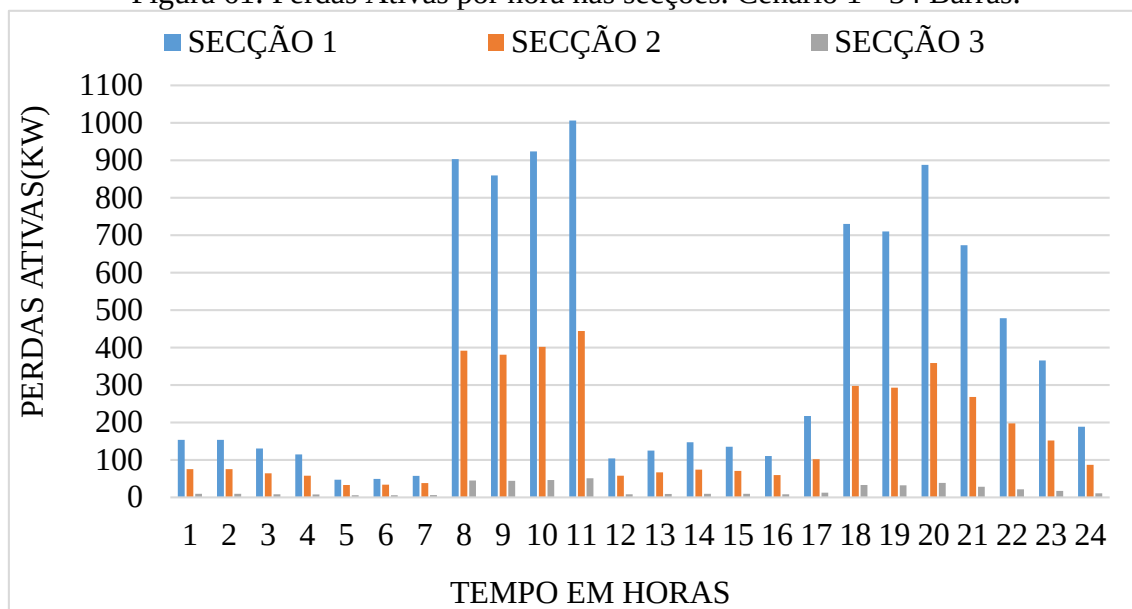
de 7828kW, respectivamente às 17h e 18h. Já a potência reativa atinge seus valores máximos às 10h e às 11h com 2245kvar e 2377kvar. Esta concentração de carga pode gerar diversos impactos no sistema, como, por exemplo, aumento de perdas. Nas figuras 60 e 61 estão respectivamente o montante de perdas em cada uma das secções e a variação ao longo do tempo.

Figura 60: Perdas Ativas Totais por secção. Cenário 1- 34 Barras.



Fonte: Próprio Autor.

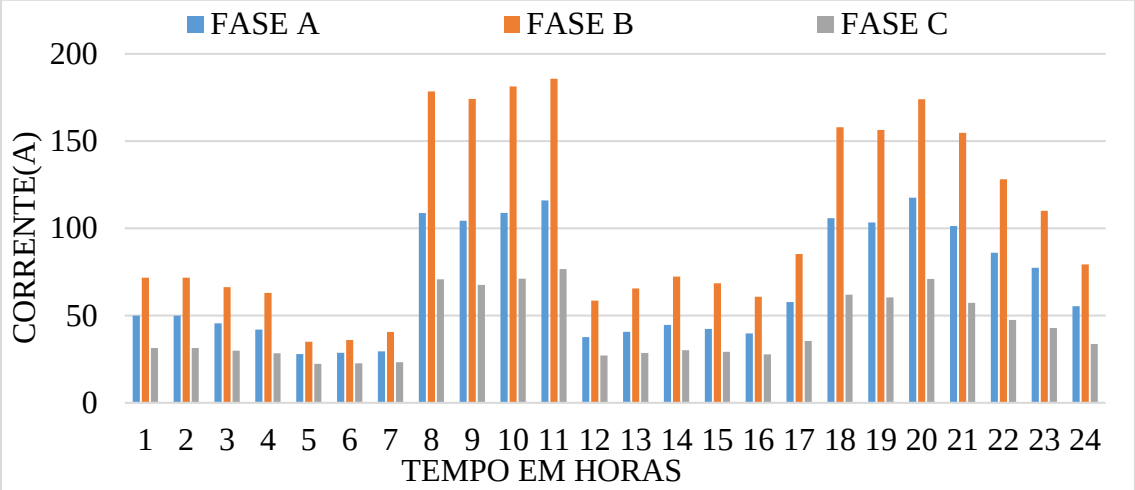
Figura 61: Perdas Ativas por hora nas secções. Cenário 1 - 34 Barras.



Fonte: Próprio Autor.

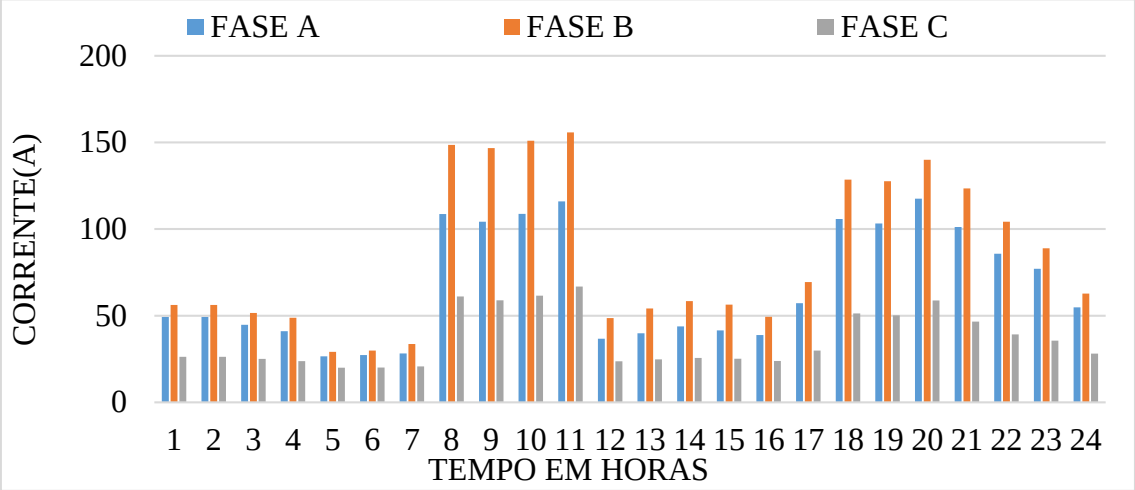
Da figura 60, conclui-se que as maiores perdas diárias estão na secção 1, ou seja, se encontram mais próximas da subestação. A maior parcela referente as perdas nas linhas, depende da impedância e da corrente elétrica que flui por elas. Portanto, foram analisadas as correntes I1, I2 e I3, assim como as tensões nos barramentos 820, 846 e 860 cujas curvas diárias estão nas figuras a seguir.

Figura 62: Corrente I1. Cenário 1-34Barras.



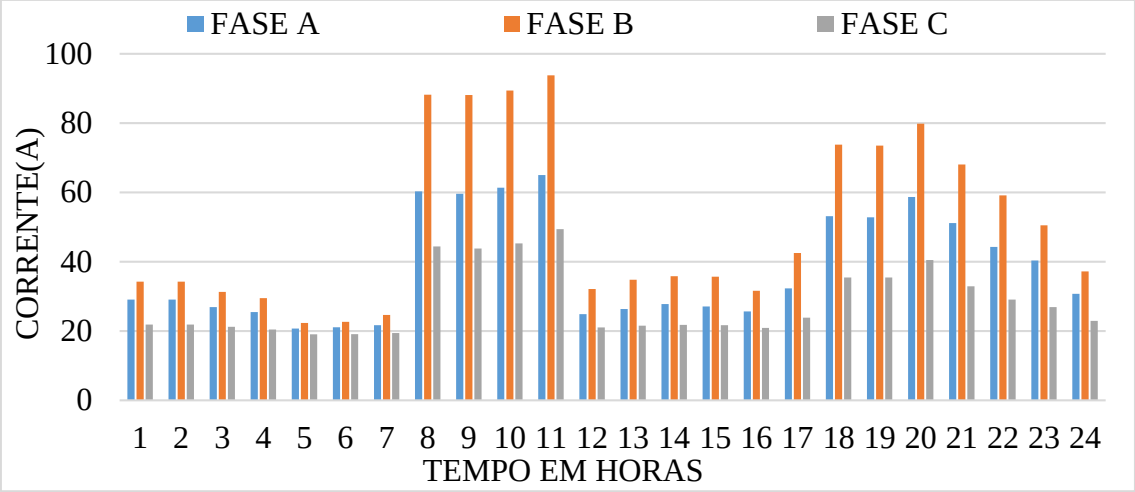
Fonte: Próprio Autor.

Figura 63: Corrente I2. Cenário 1 - 34 Barras.



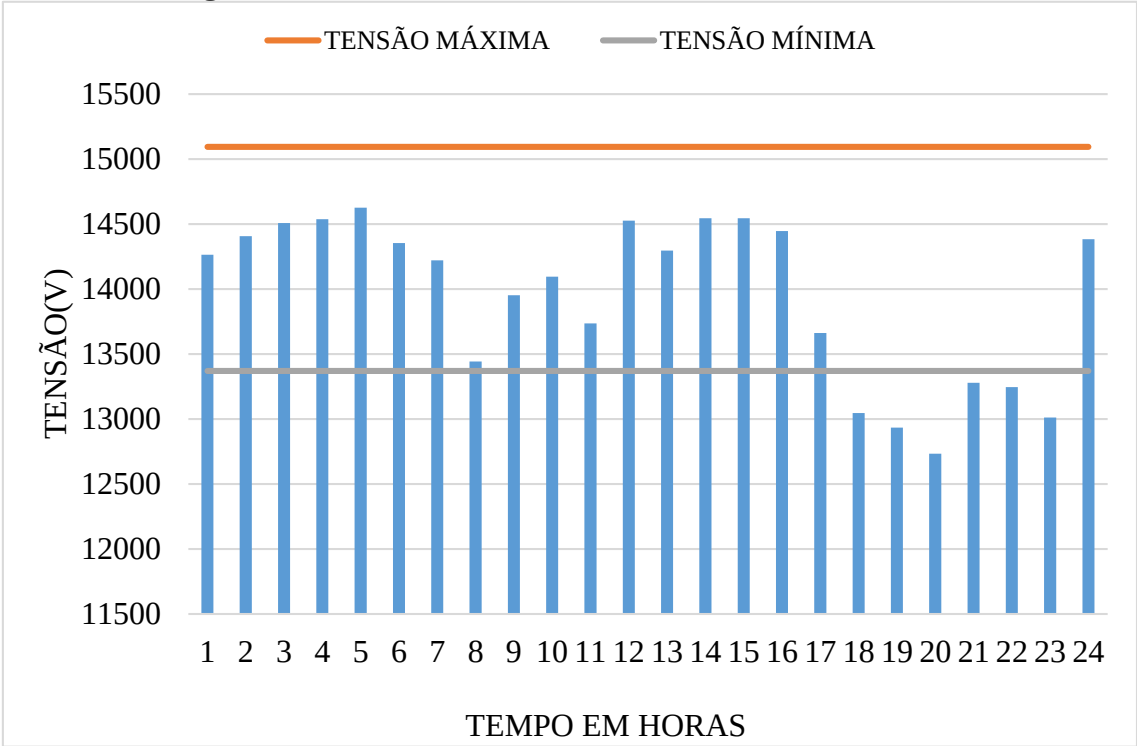
Fonte: Próprio Autor.

Figura 64: Corrente I3. Cenário 1 - 34 Barras.



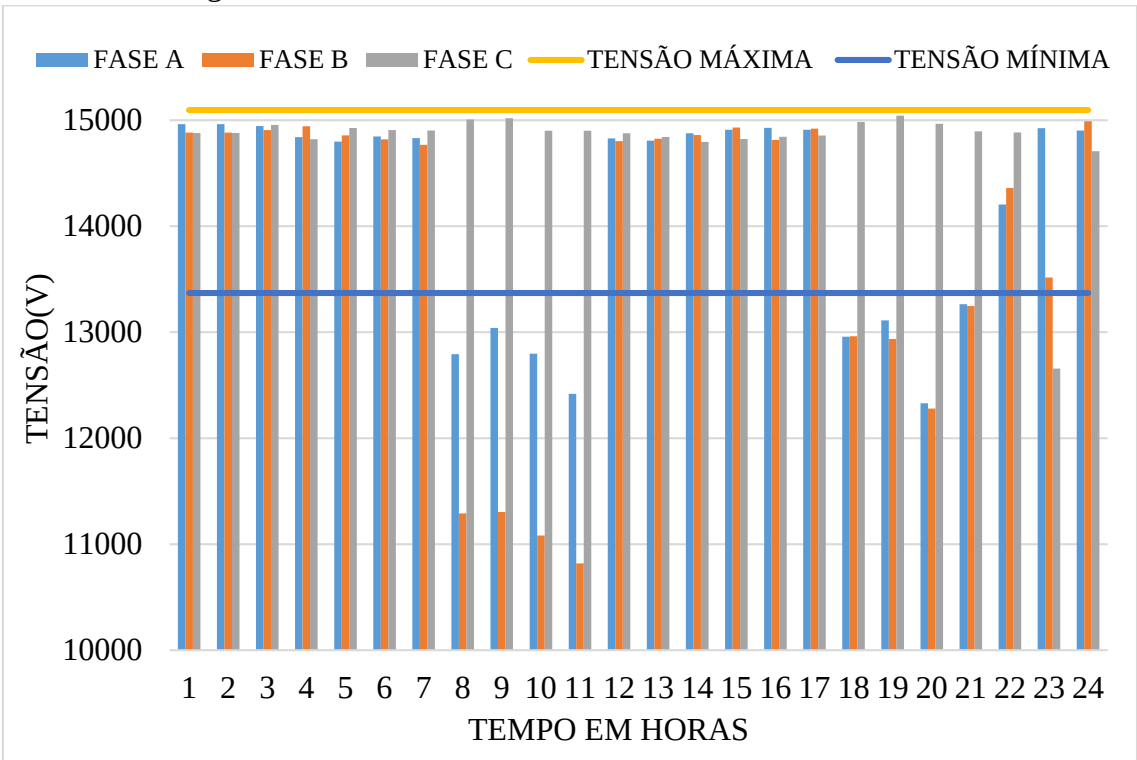
Fonte: Próprio Autor.

Figura 65: Tensão no Barramento 820. Cenário 1 - 34 Barras.



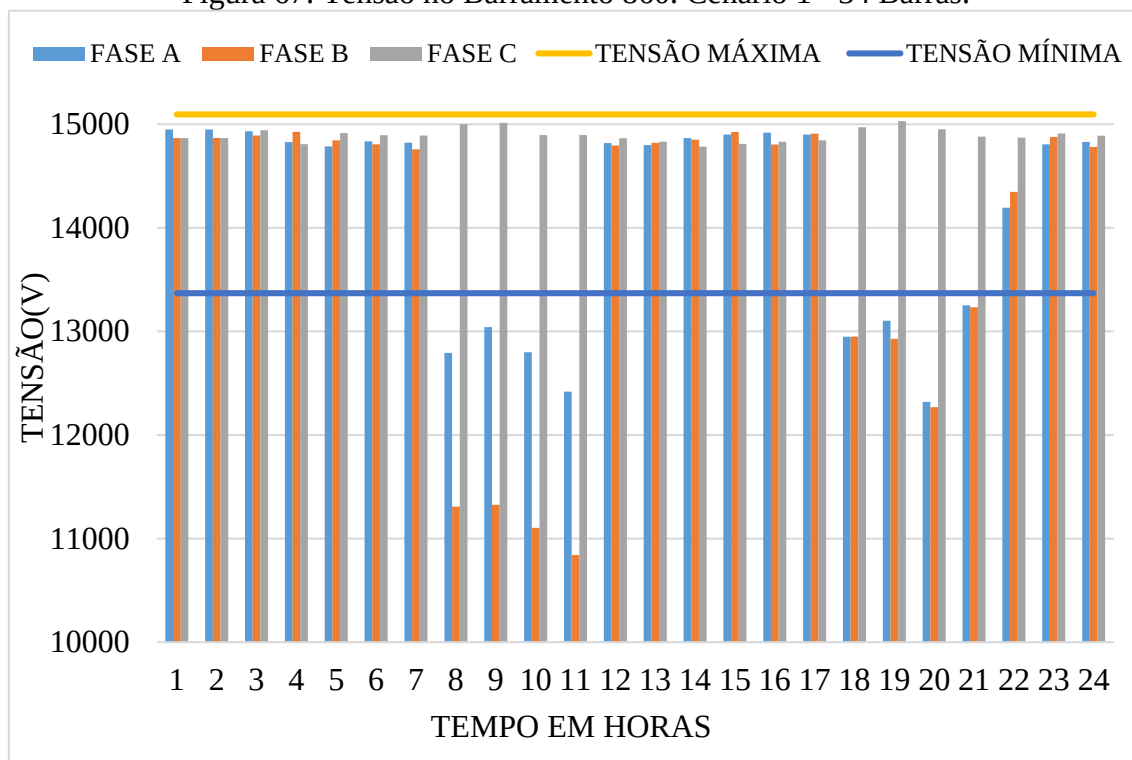
Fonte: Próprio Autor.

Figura 66: Tensão no Barramento 846. Cenário 1- 34 Barras.



Fonte: Próprio Autor.

Figura 67: Tensão no Barramento 860. Cenário 1 - 34 Barras.



Fonte: Próprio Autor.

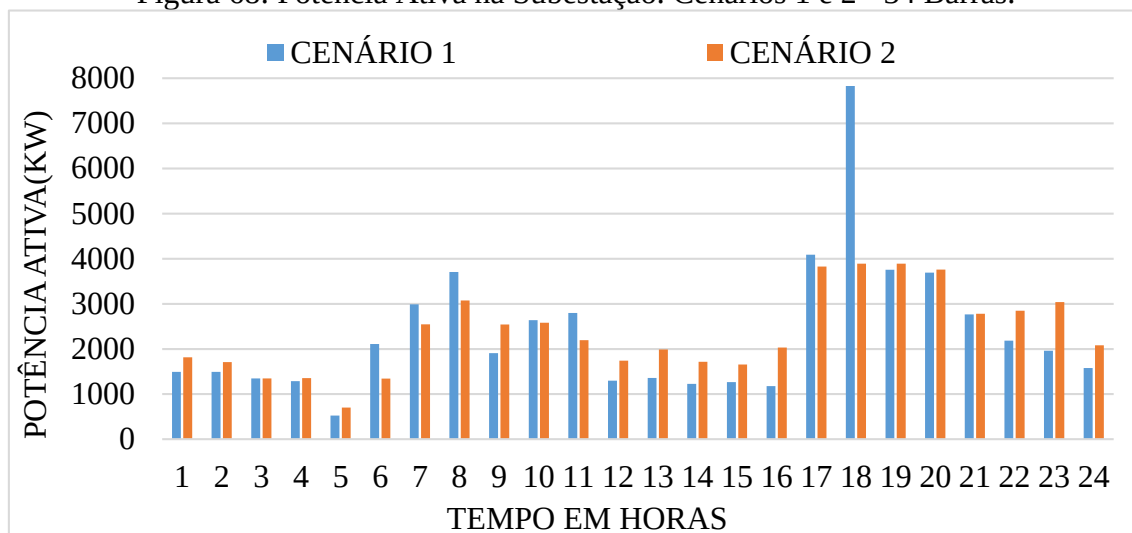
Ocorre então uma concordância entre os intervalos das 8h às 11h e das 18h às 21h nas curvas de demanda, perdas, corrente e tensão. Durante os intervalos de pico de demanda, ocorrem elevações nos níveis de corrente que ocasionam aumento nas perdas ativas, como mostrado nas figuras 61, 62, 63 e 64. Consequentemente, nestes mesmos intervalos há uma redução nos níveis de tensão nos barramentos onde os mesmos se encontram abaixo no nível permitido, como mostrado nas figuras 65, 66 e 67.

Dessa forma, encontram-se destacados os pontos críticos do cenário 1, sendo que estes serão objeto de análise para avaliar o impacto das otimizações em cada um dos demais cenários.

4.4.2 ANÁLISE DO CENÁRIO 2.

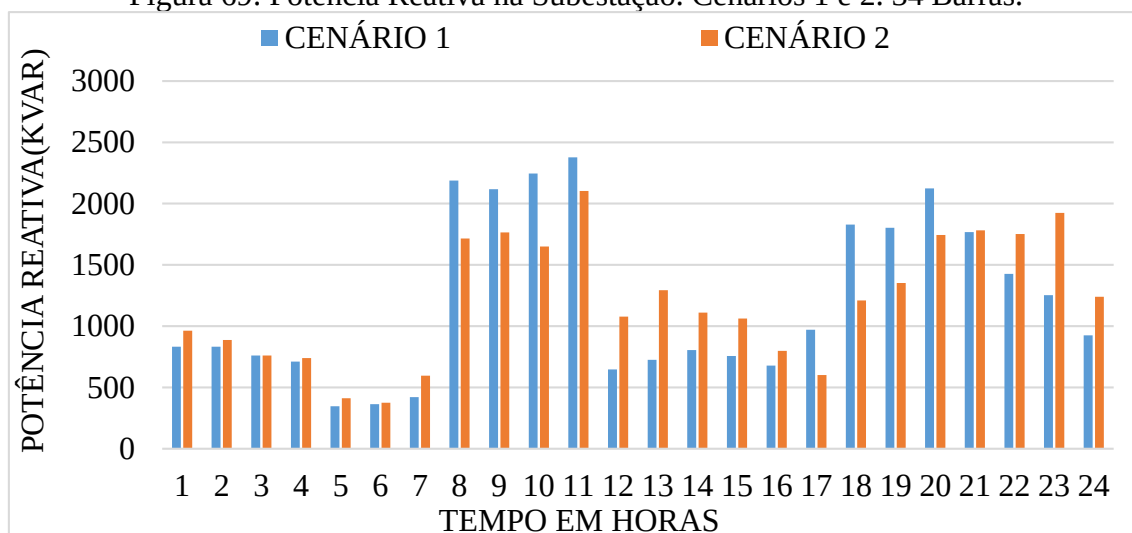
O cenário 2 é formado considerando-se a adesão de todos os consumidores a Tarifa Branca e consequentemente tendo suas respectivas curvas de cargas otimizadas. Ainda, neste cenário não há geração distribuída, de forma que a única provedora de energia seja a própria concessionária.

Figura 68: Potência Ativa na Subestação. Cenários 1 e 2 - 34 Barras.



Fonte: Próprio Autor.

Figura 69: Potência Reativa na Subestação. Cenários 1 e 2. 34 Barras.

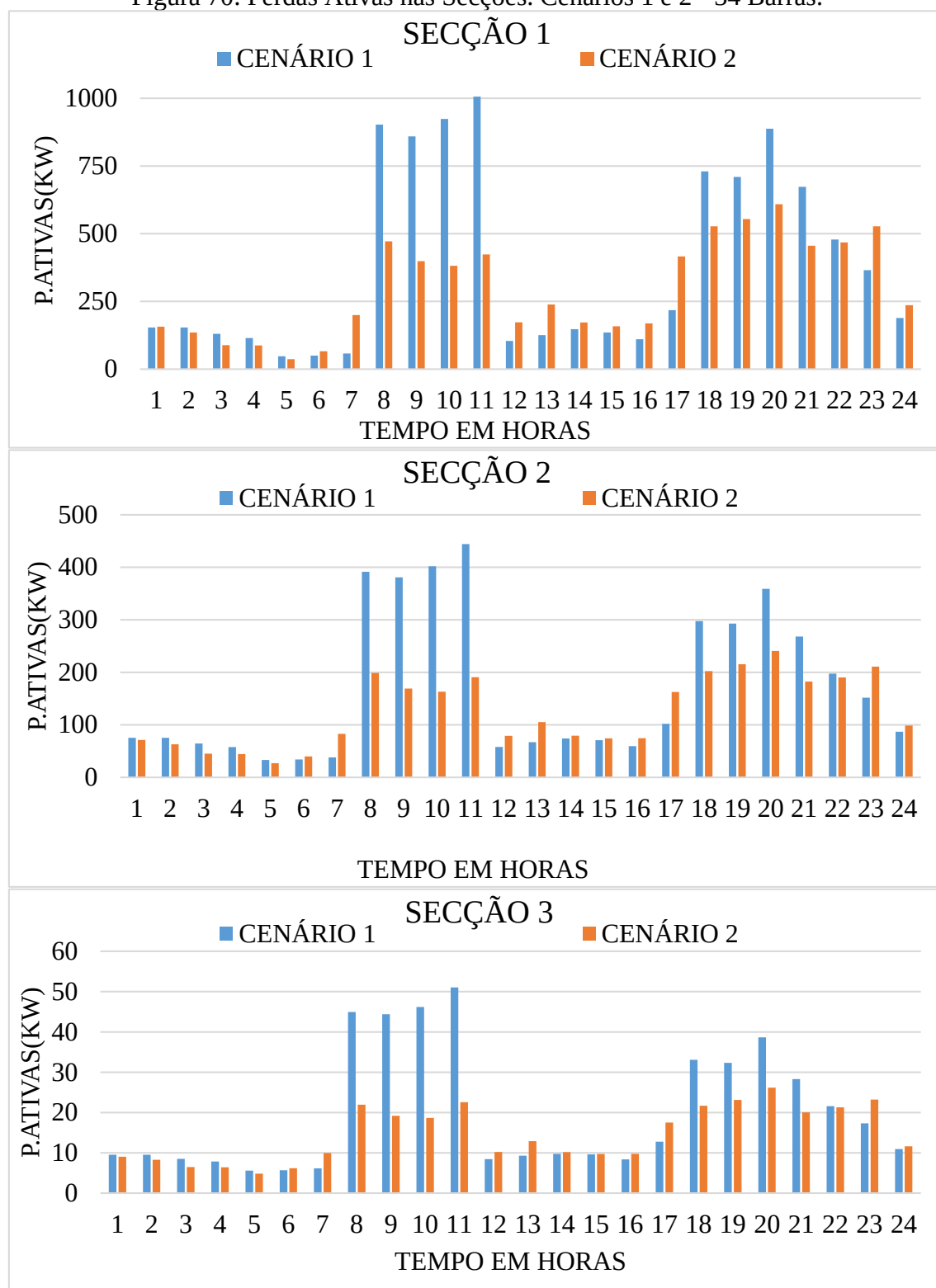


Fonte: Próprio Autor.

O intuito da otimização é remodelar a curva de demanda dos consumidores para que seus aparelhos funcionem em horários cujo valor da energia é mais baixo. Da figura 68, pode-se notar que a otimização resultou na redução em alguns picos de demanda, como por exemplo, no intervalo das 6h às 8h, às 11h e também às 17h e 18h. Em contrapartida essa redução representa a realocação de cargas em outros instantes como por exemplo nos intervalos das 22h às 2h e também das 12h às 16h. Já da figura 69, a potência reativa sofre uma diminuição no intervalo das 8h às 11h e, das 18h às 20h. Na

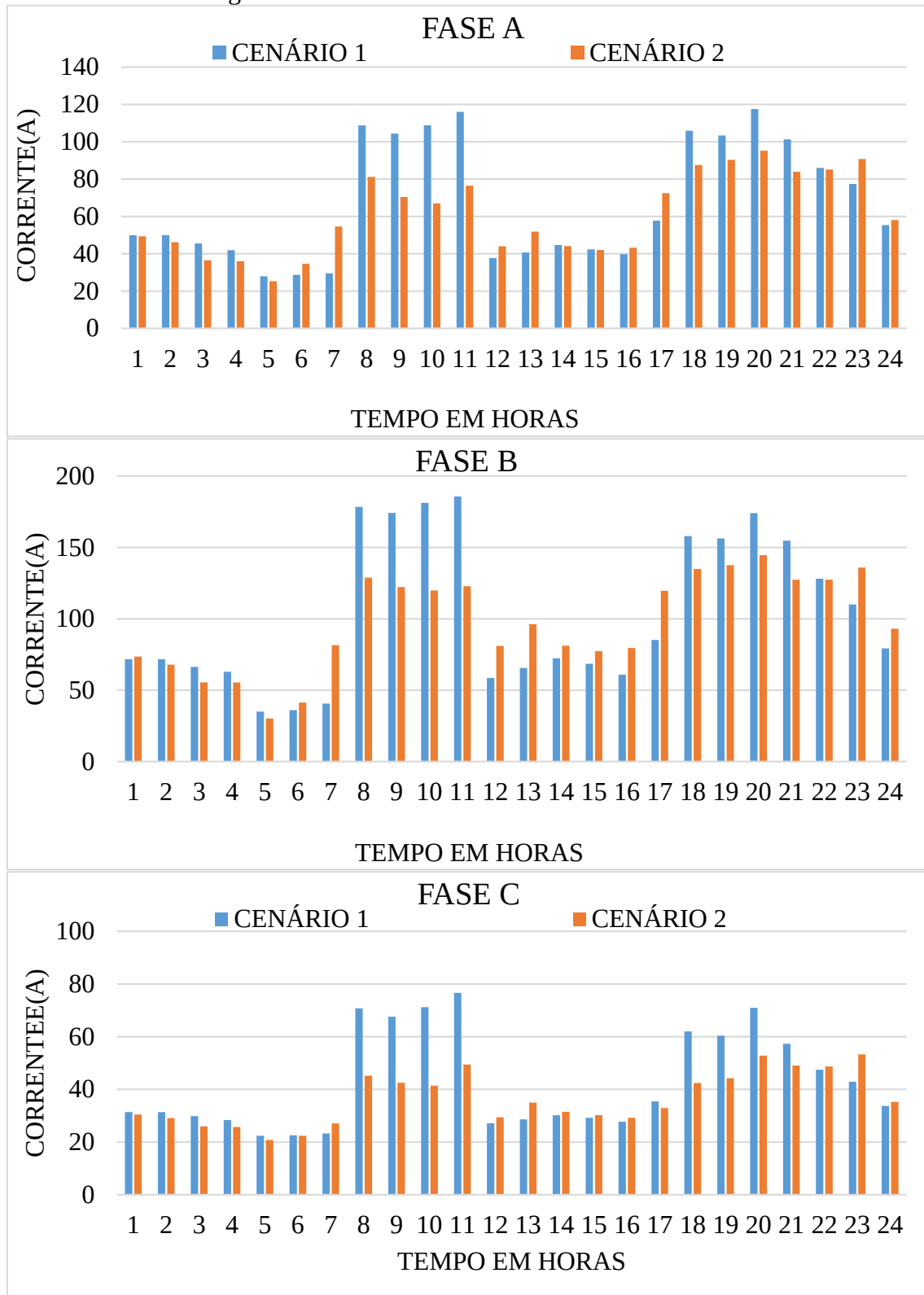
sequência, foram avaliados os impactos causados no cenário 2 com relação ao cenário 1 referentes a perdas, corrente e tensão. Os comportamentos destas variáveis estão dispostos nas figuras a seguir.

Figura 70: Perdas Ativas nas Secções. Cenários 1 e 2 - 34 Barras.



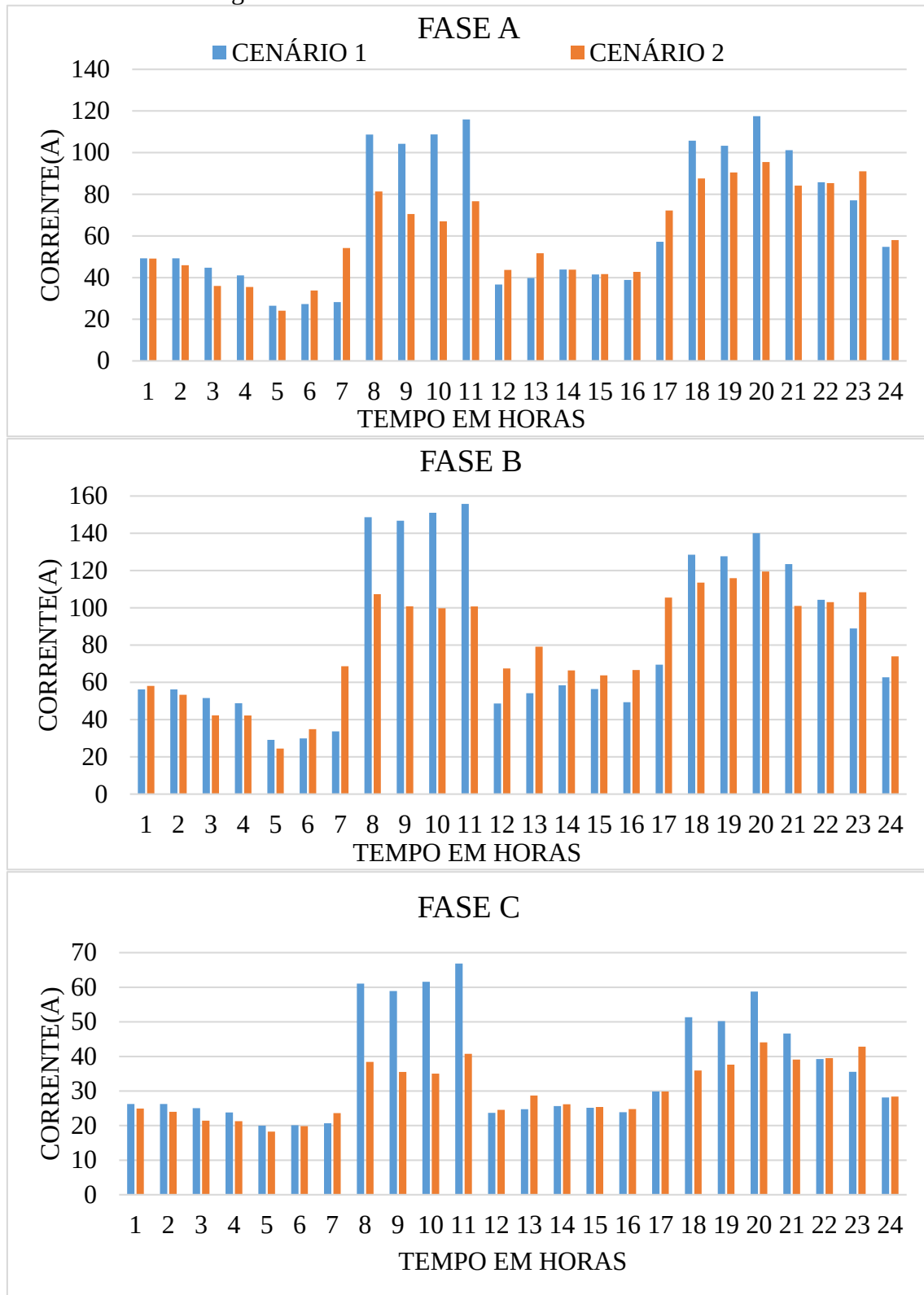
Fonte: Próprio Autor.

Figura 71: Corrente I1. Cenários 1 e 2 - 34 Barras.



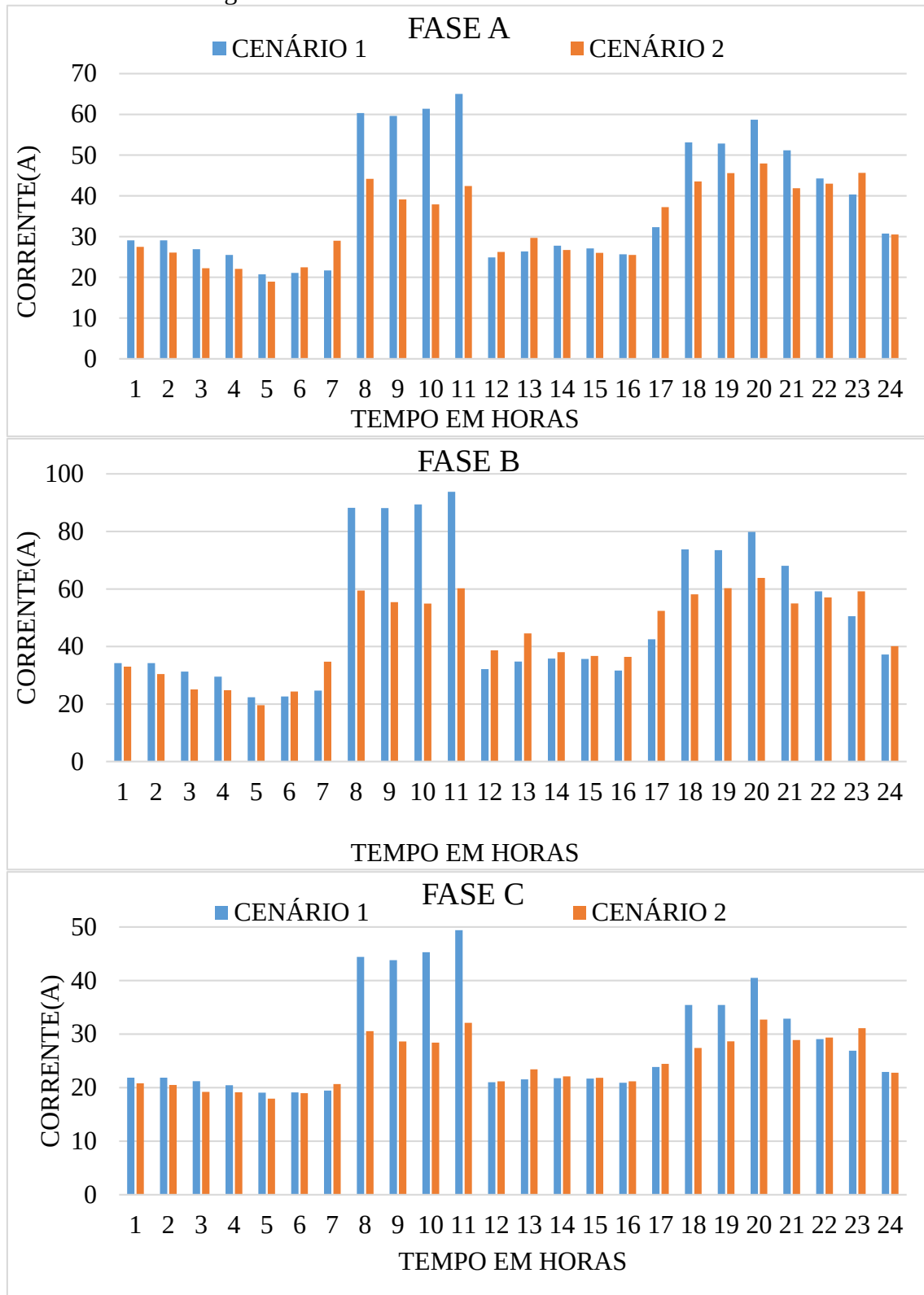
Fonte: Próprio Autor.

Figura 72: Corrente I2 Cenários 1 e 2 - 34 Barras.



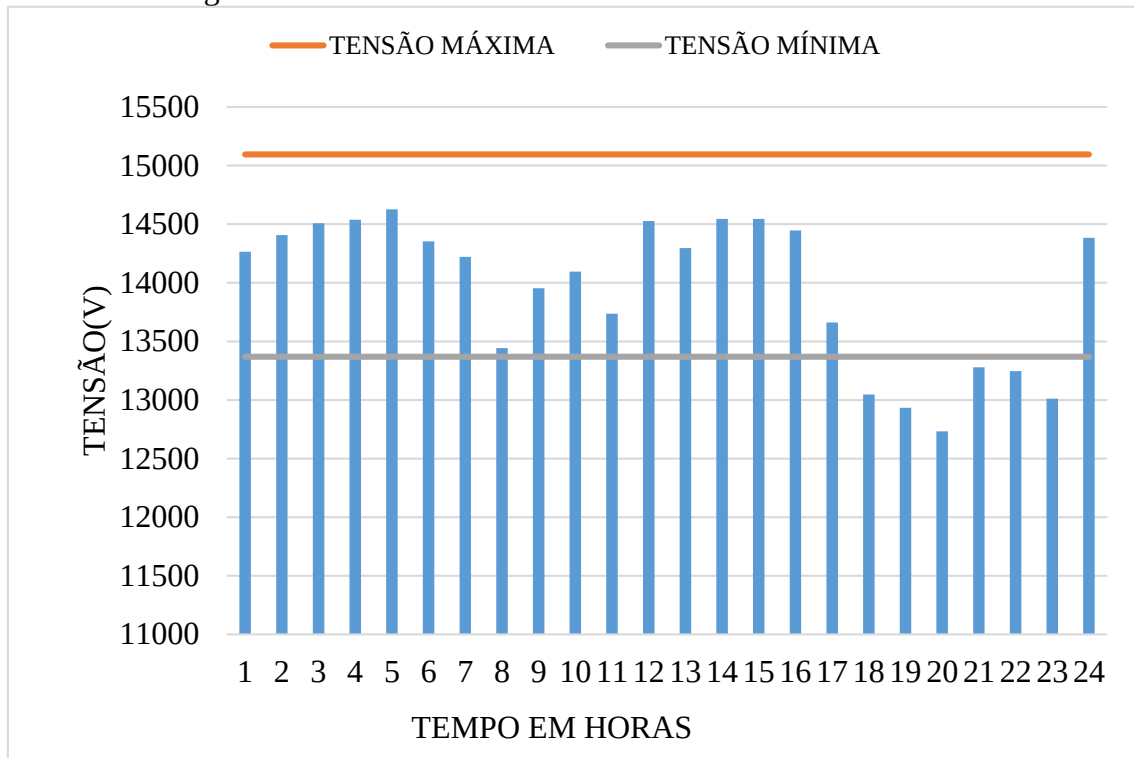
Fonte: Próprio Autor.

Figura 73: Corrente: 13 Cenários 1 e 2. - 34 Barras.



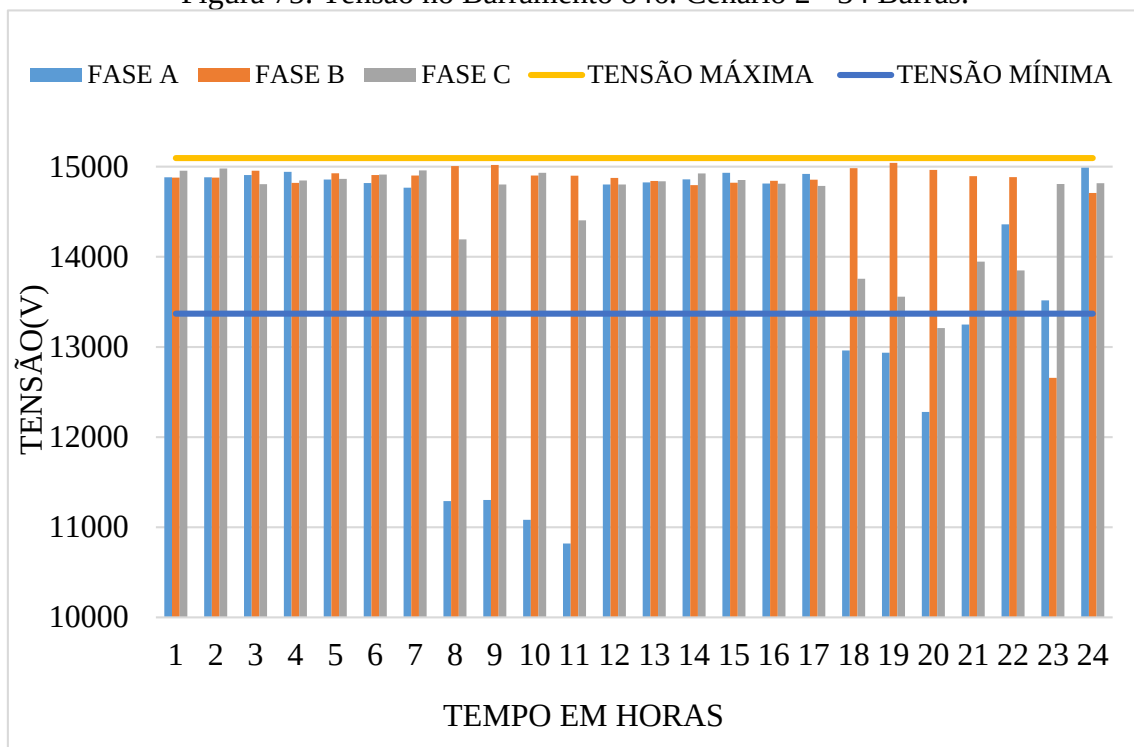
Fonte: Próprio Autor.

Figura 74: Tensão no Barramento 820. Cenário 2 - 34 Barras.



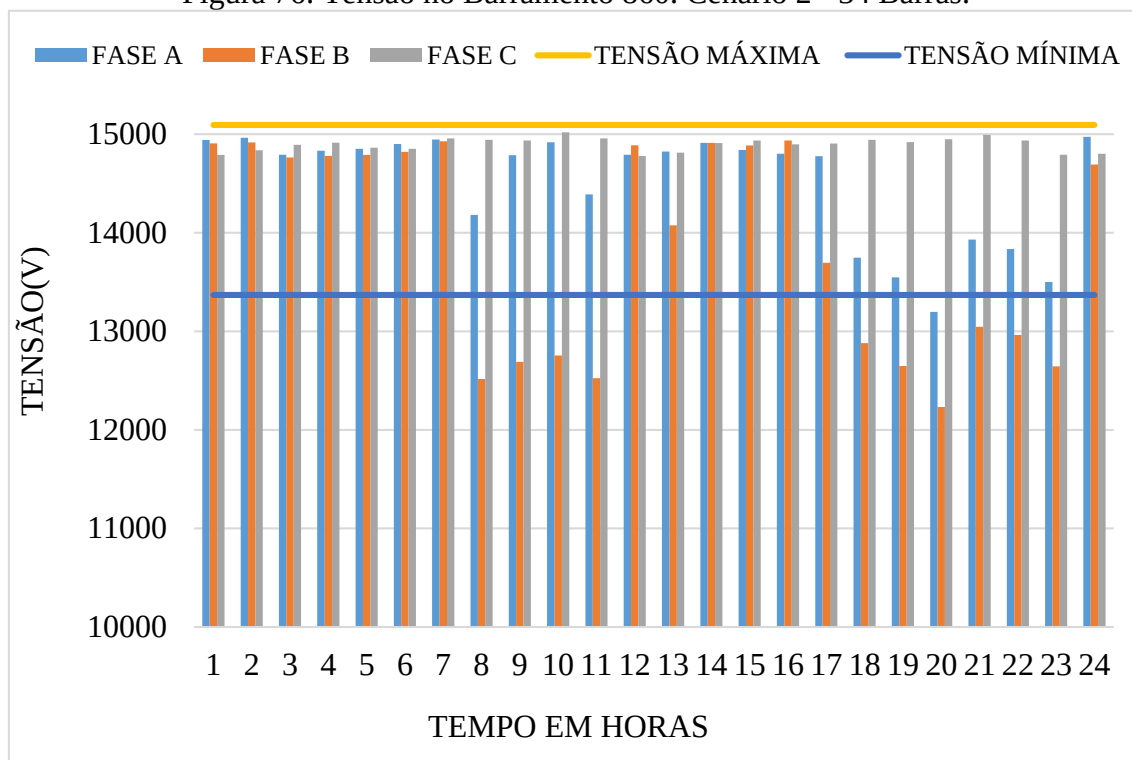
Fonte: Próprio Autor.

Figura 75: Tensão no Barramento 846. Cenário 2 - 34 Barras.



Fonte: Próprio Autor.

Figura 76: Tensão no Barramento 860. Cenário 2 - 34 Barras.



Fonte: Próprio Autor.

É importante ressaltar que nos cenários 1 e 2 o consumo de energia com relação a concessionária se manteve o mesmo de 56.476kWh, de forma que as cargas dos consumidores foram realocadas seguindo dois princípios básicos do GLD, que são os cortes de pico e preenchimento de vales, fazendo com que a curva de carga se torne mais uniforme.

Analisando-se primeiramente os intervalos das 8h às 11h e das 18h às 21h, na figura 70, tem-se que nestes ocorrem as diminuições mais significativas das perdas nas três secções. Isso se deve ao fato de que neste mesmo período tem-se que as correntes I1, I2 e I3 também apresentam uma redução em seus valores, como mostrado nas figuras 71, 72 e 73 respectivamente. Dessa forma, tem-se que a otimização impacta tanto os instantes onde ocorrem os cortes de pico, quanto seus adjacentes. Por conseguinte, comparando-se as figuras 65 e 74, 66 e 75, e 67 e 76 as quais esboçam as tensões nos barramentos 820, 846 e 860 nos cenários 1 e 2 respectivamente, nos mesmos intervalos citados anteriormente onde ocorrem diminuições das correntes nas linhas os barramentos apresentam uma elevação em suas tensões se aproximando ou atingindo o valor mínimo.

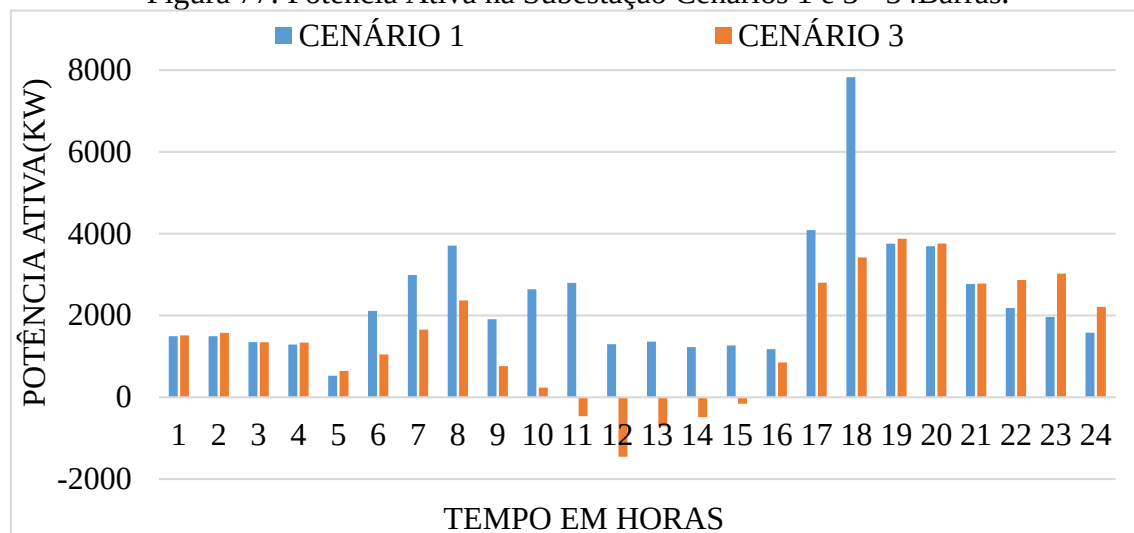
Por outro lado, analisando-se os intervalos onde ocorrem o preenchimento de vales, tem-se que as variações mais significativas estão nos intervalos das 12h às 16h e, às 23h e 24h. Nestes, tem-se que o aumento de demanda causou uma elevação nas correntes e conseqüentemente um aumento das perdas nas secções como mostrado nas figuras de 70 a 74. Já as tensões nos barramentos sofrem variações muito pequenas no intervalo das 12h às 16h, porém às 23h sofrem uma redução ficando abaixo do valor mínimo no barramento 820 e nas fases A e B do barramento 846, como pode ser visto comparando-se mais uma vez as figuras 65 e 74, 66 e 75, e 67 e 76.

Por fim, as contribuições principais da otimização do cenário 1 para o cenário 2, são: curva de carga mais uniforme, redução dos níveis de corrente e consequentemente uma redução das perdas totais de 3323kW.

4.4.2 ANÁLISE DO CENÁRIO 3

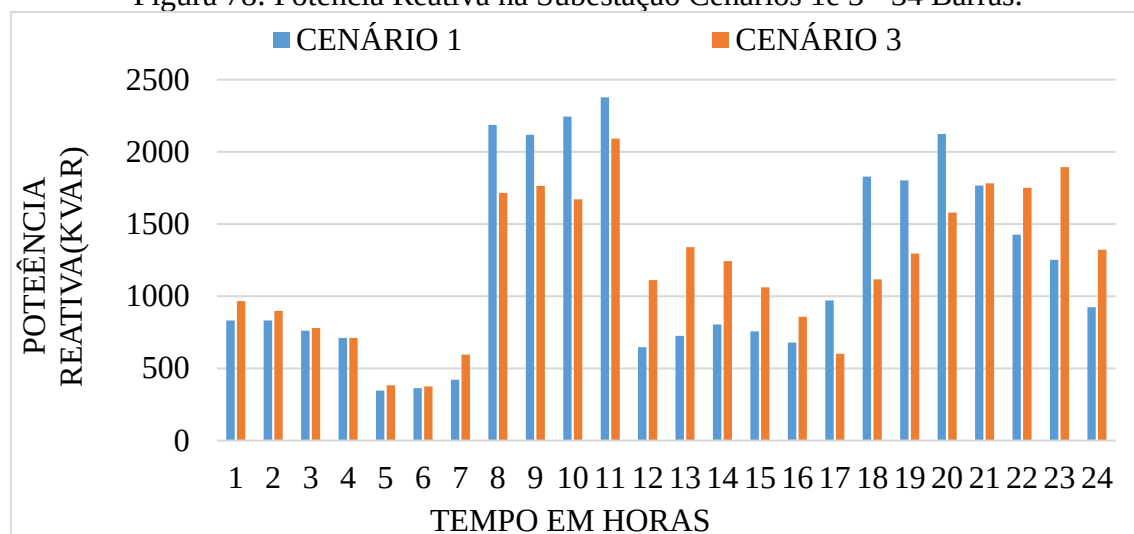
No cenário 3, é realizada a otimização dos consumidores, considerando que todos possuam painéis fotovoltaicos em suas residências e também sejam capazes de exportar um possível excedente para a concessionária. A seguir, são apresentadas as curvas de potência ativa e reativa na subestação para o cenário 3.

Figura 77: Potência Ativa na Subestação Cenários 1 e 3 - 34 Barras.



Fonte: Próprio Autor.

Figura 78: Potência Reativa na Subestação Cenários 1e 3 - 34 Barras.

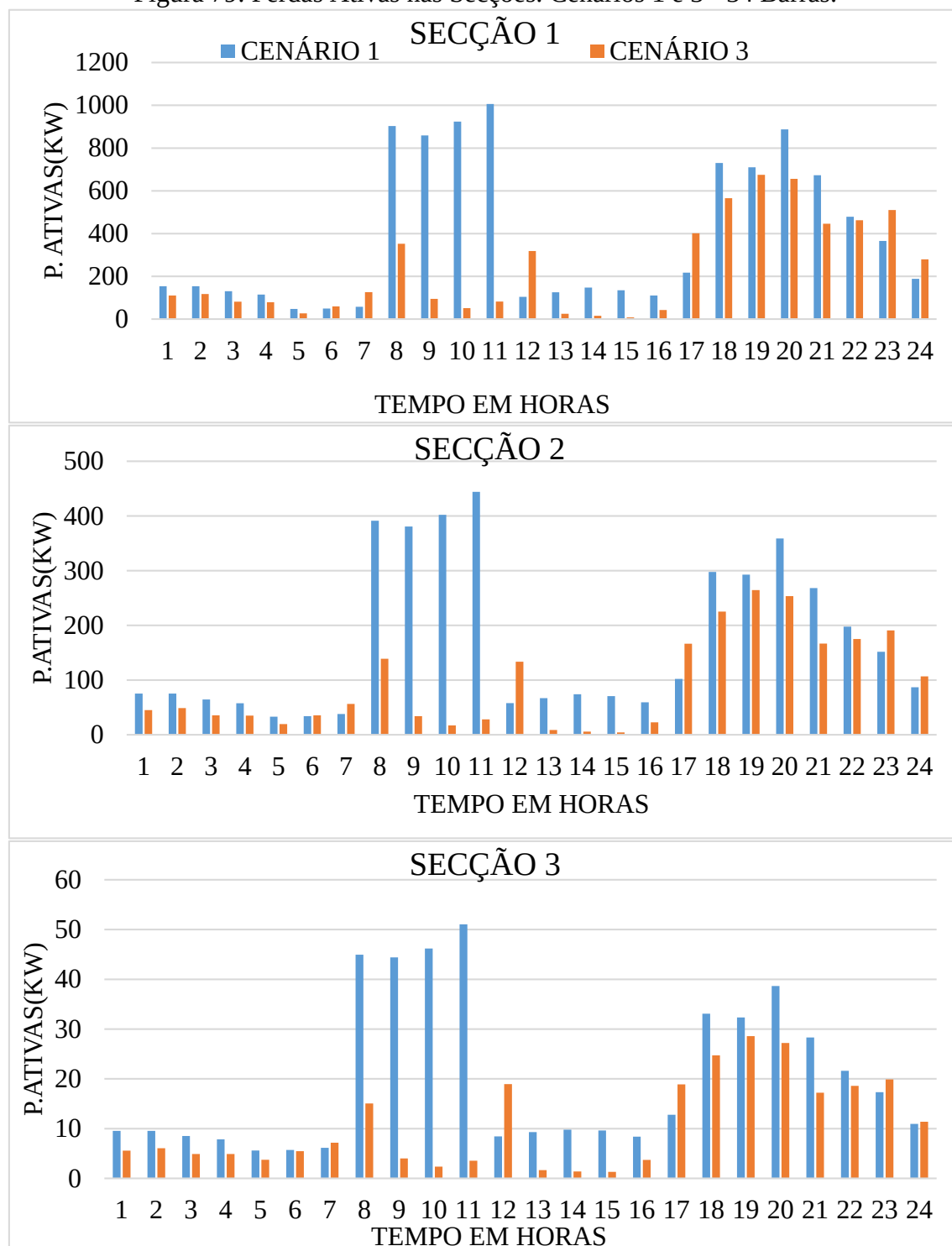


Fonte: Próprio Autor.

No cenário 3, a geração fotovoltaica acontece entre as 7h e 18h, sendo que às 12h é considerado o pico de incidência solar e consequentemente horário de maior produção de energia. Da figura 77, todos os instantes dentro deste intervalo apresentam uma redução de demanda, uma vez que a energia gerada pelos painéis primeiramente se destina a abastecer o consumo interno da residência e somente o excedente é exportado para a concessionária. Essa exportação ocorre no intervalo das 11h às 15h, onde a potência é representada por curvas negativas, expressando assim o fluxo reverso de potência.

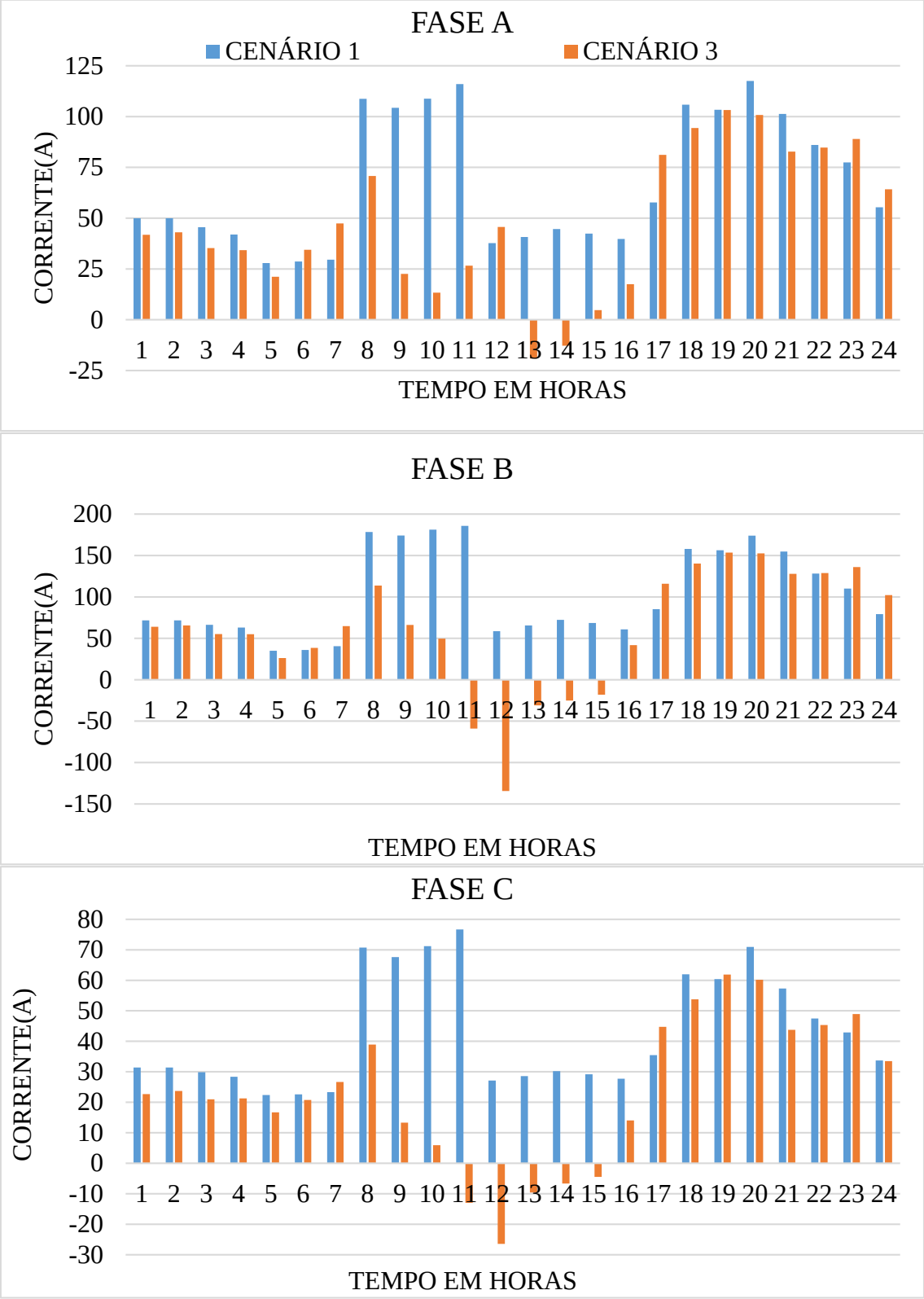
Contudo, a subestação encontra-se diante de um novo cenário, que apresenta uma nova demanda e também um fluxo reverso de potência em suas linhas em determinados intervalos. Dessa forma foram analisados os impactos causados nessa nova situação, com relação a corrente e perdas nas linhas e também tensão nos barramentos. Na sequência estão as figuras que representam as curvas diárias dessas variáveis.

Figura 79: Perdas Ativas nas Secções. Cenários 1 e 3 - 34 Barras.



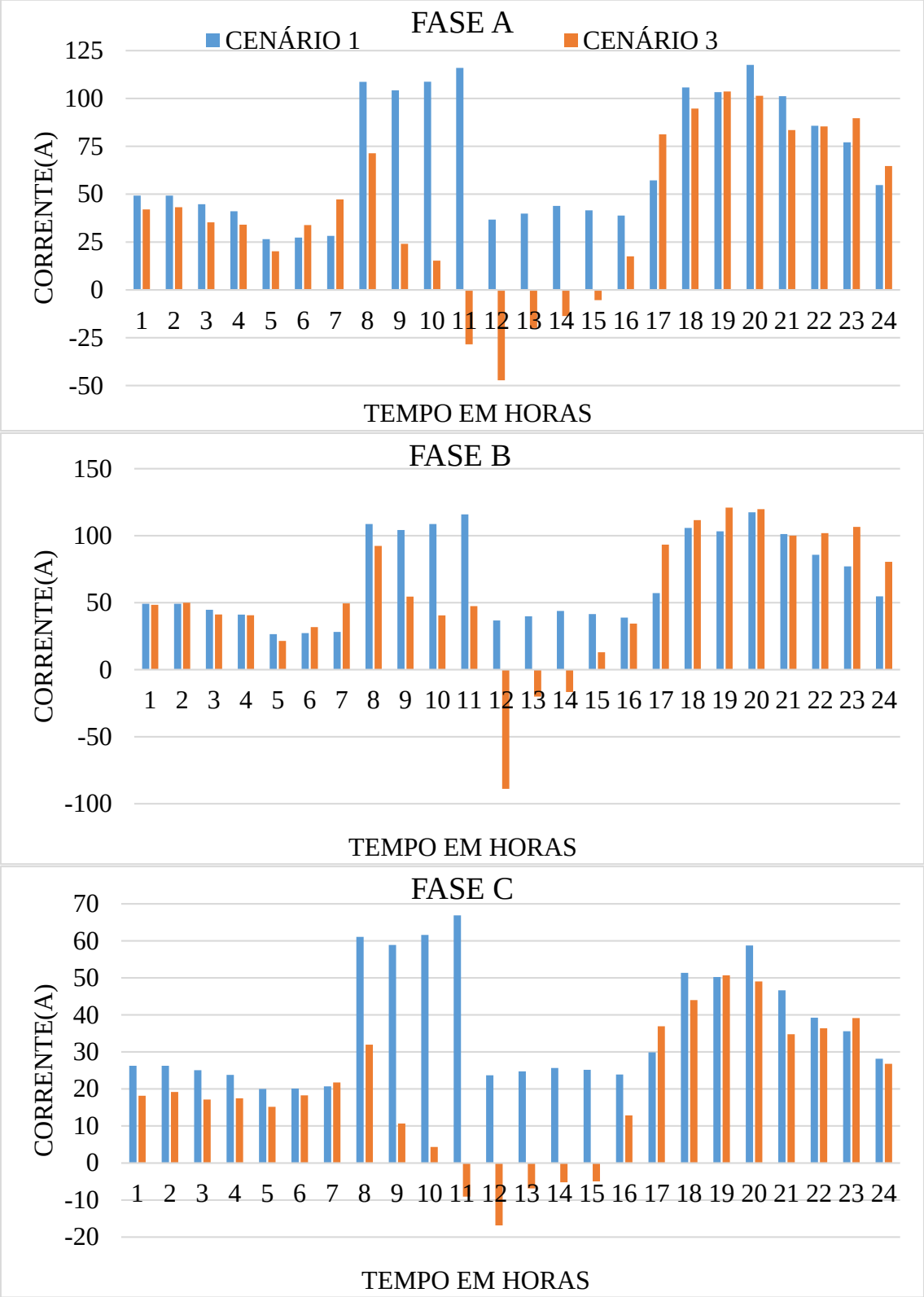
Fonte: Próprio Autor.

Figura 80: Corrente I1. Cenários 1 e 3 - 34 Barras.



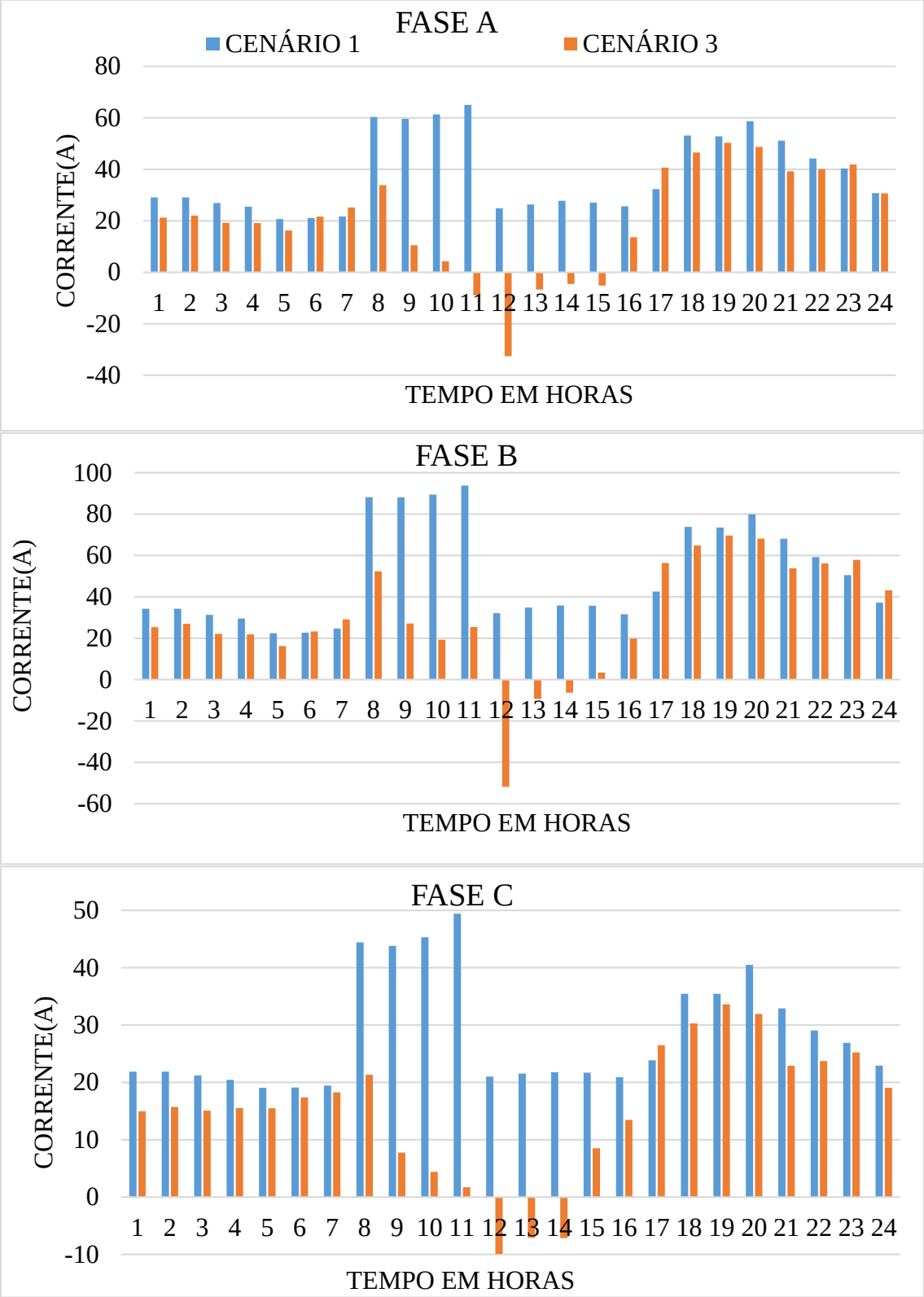
Fonte: Próprio Autor.

Figura 81: Corrente I2. Cenários 1 e 3 - 34 Barras.



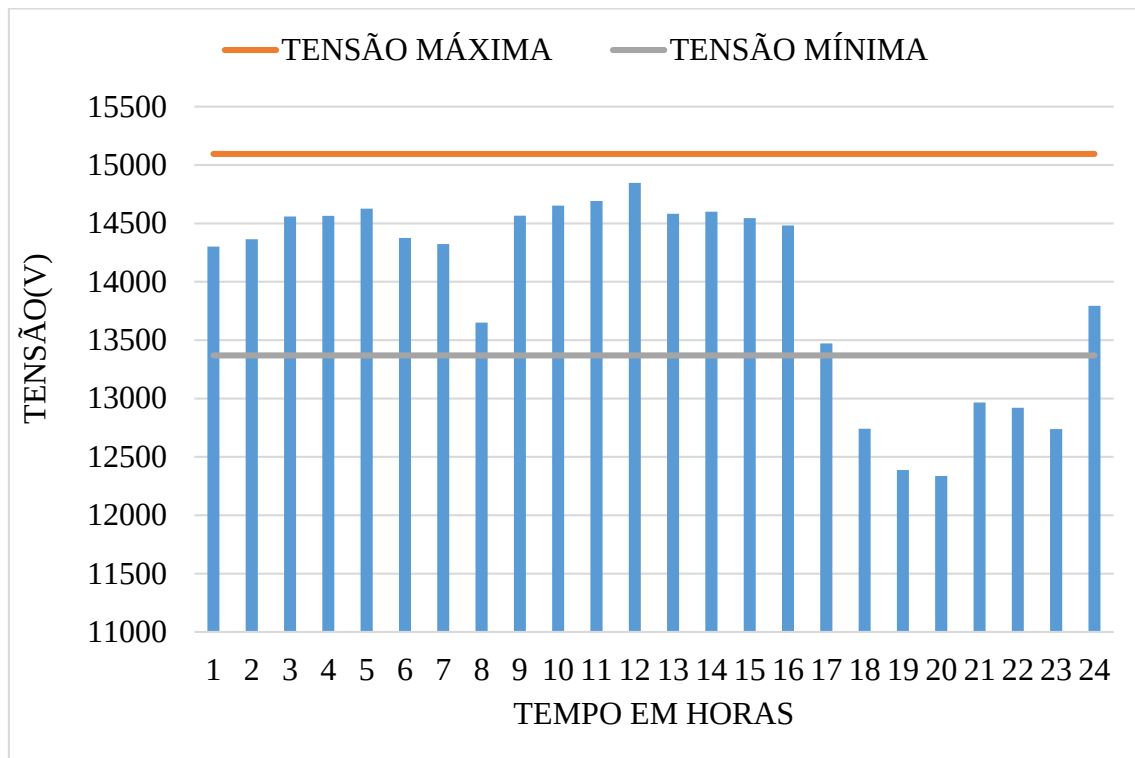
Fonte: Próprio Autor.

Figura 82: Corrente I3 Cenário 1 e 3 - 34 Barras.



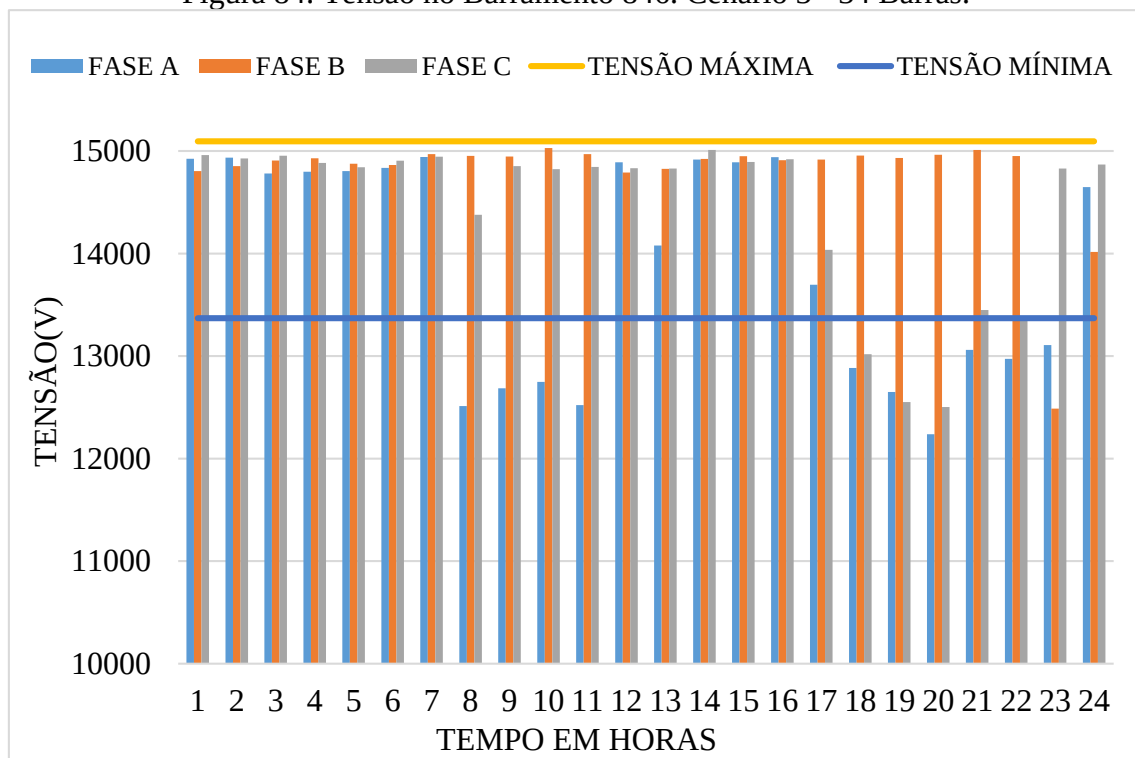
Fonte: Próprio Autor.

Figura 83: Tensão no Barramento 820. Cenário 3 - 34 Barras.



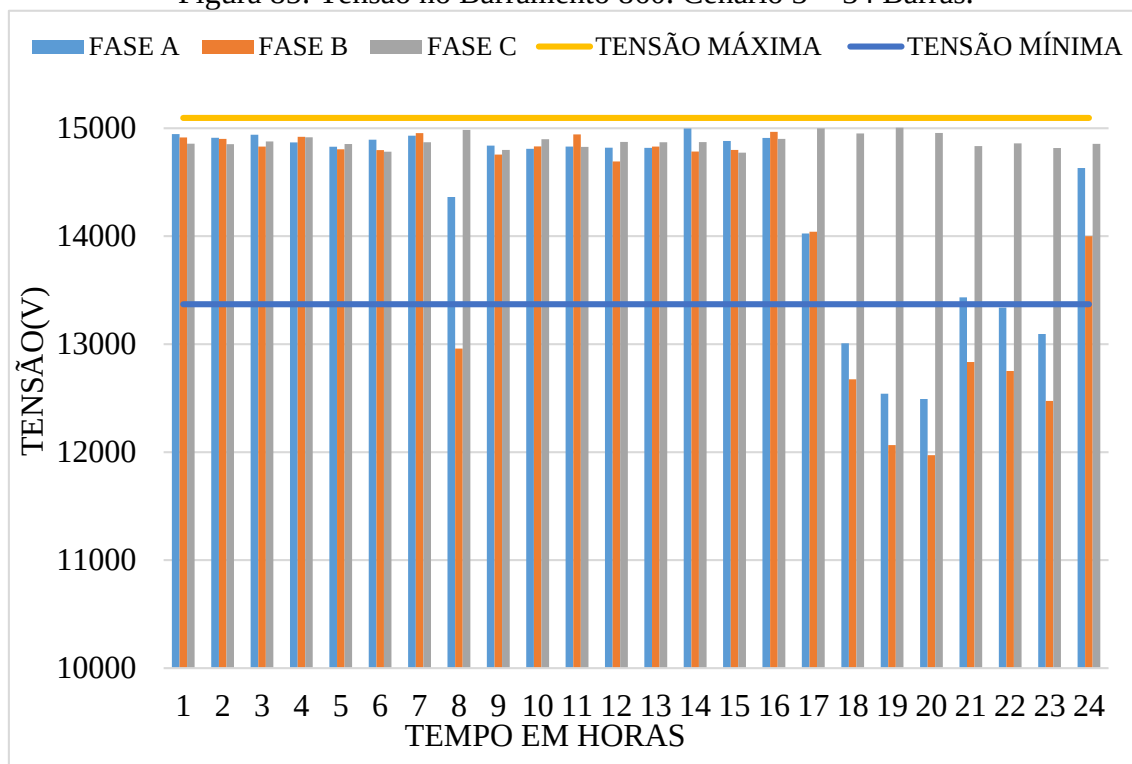
Fonte: Próprio Autor.

Figura 84: Tensão no Barramento 846. Cenário 3 - 34 Barras.



Fonte: Próprio Autor.

Figura 85: Tensão no Barramento 860. Cenário 3 - 34 Barras.



Fonte: Próprio Autor.

Primeiramente, o impacto inicial causado do cenário 1 para o cenário 3 é a redução no consumo de 56.476kWh para 36.761kWh. Sendo assim, a concessionária tem que suprir uma demanda 65% menor. Para analisar os impactos nas variáveis, divide-se a curva de carga em dois períodos: 7h às 18h e 17h às 6h.

No intervalo das 17h às 6h, tem-se a predominância da otimização por meio da realização dos cortes de pico e preenchimento de vales. Comparando-se as figuras 68 e 77, conclui-se que as curvas de demanda dos cenários 2 e 3 são muito próximas, sendo que em alguns instantes como à 1h e às 2h, o cenário 3 apresenta demanda menor que no cenário 2. Isso ocorre, pois, na otimização considerando geração distribuída, os aparelhos de maior potência, quando possível são transferidos para onde há energia solar disponível, dessa forma minimizando a função objetivo. No que se refere as perdas, somente às 23h e 24h, tem um aumento com relação ao cenário 1 como mostrado na figura 79. Nestes horários há uma elevação da demanda como visto na figura 77, e consequentemente nas figuras de 81 a 83 percebe-se uma elevação das correntes nas linhas, acarretando assim um aumento nas perdas. Já no que diz respeito a tensão nos barramentos selecionados, comparando-se as figuras 65, 66 e 67 com 83, 84 e 85 respectivamente, as quais tratam das tensões nos barramentos 820, 846 e 860 nos cenários 1 e 3, tem-se que as tensões sofreram uma redução entre as 17h e as 24h, a qual se torna mais intensa às 22h e 23h, uma vez que a tensão nas fases A e B dos barramentos 846 e 860 ficam abaixo do valor mínimo, assim como no barramento 860.

No intervalo das 7h às 18h, todas horas sofrem influência da geração distribuída e dessa maneira, da figura 77, tem-se que todos os horários pertencentes a este intervalo apresentam redução na demanda, sendo que no intervalo das 11h às 15h há exportação de excedentes para a concessionária. Com relação as perdas ativas das secções também há

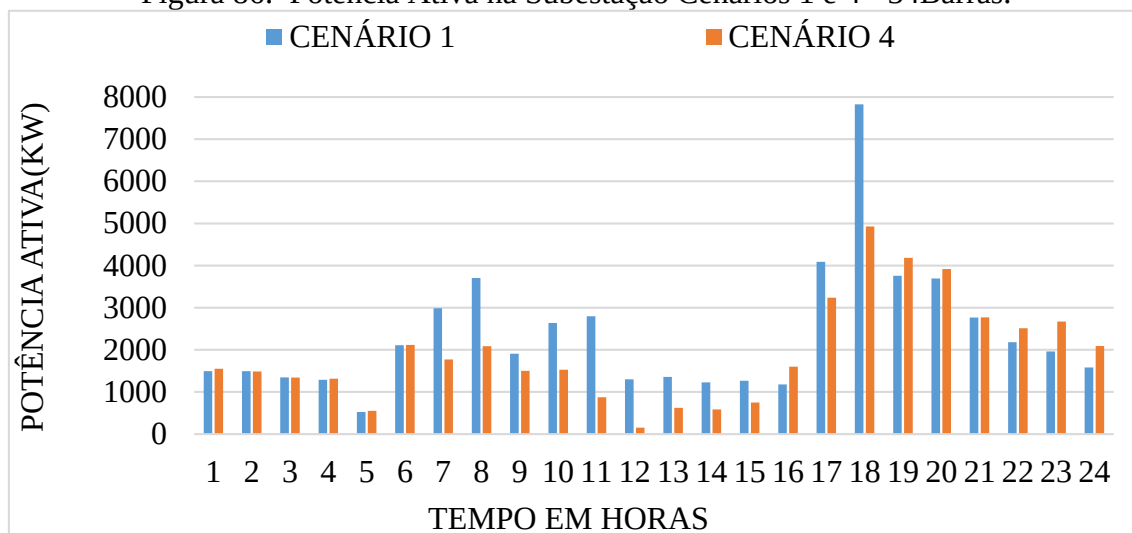
uma redução, exclusivamente com exceção das 12h, pois como neste horário há a maior geração de energia solar, consequentemente também ocorre o maior fluxo reverso de potência nas linhas, assim como maiores valores de corrente circulando por elas culminando num aumento de perdas, como mostrado na figura 79. Como o sistema é desequilibrado, tem-se que não ocorre fluxo reverso de corrente em todas as fases das correntes I1, I2 e I3 como mostrado nas figuras de 80 a 83. Por conseguinte, ainda destas figuras tem-se que às 11h, o sistema sofreu uma máxima reversão de corrente quando se compara os cenários 1 e 3. Por exemplo, na fase B corrente I1, no cenário habitual a corrente tem o valor de 185A, e no cenário 3, um valor de 59A negativos, o que gera uma amplitude de 244A, e também a fase A da corrente I2 que varia de 115,9 A para 28,4A negativos dos cenários 1 e 2, respectivamente. Essas variações de corrente impactam numa elevação do módulo das tensões nos barramentos estudados, pois comparando-se as figuras 65, 66 e 67 com 83, 84 e 85 nesta ordem, nota-se que o intervalo das 8h às 11h sofre uma elevação de tensão, que por exemplo, no caso do barramento 820 às 10h, vai de 12772V no cenário 1 para 14663,5V no cenário 3.

Por fim, as contribuições encontradas no cenário 3, são a redução do consumo de aproximadamente 35% e a redução nas perdas ativas totais de 42%.

4.4.4 ANÁLISE DO CENÁRIO 4

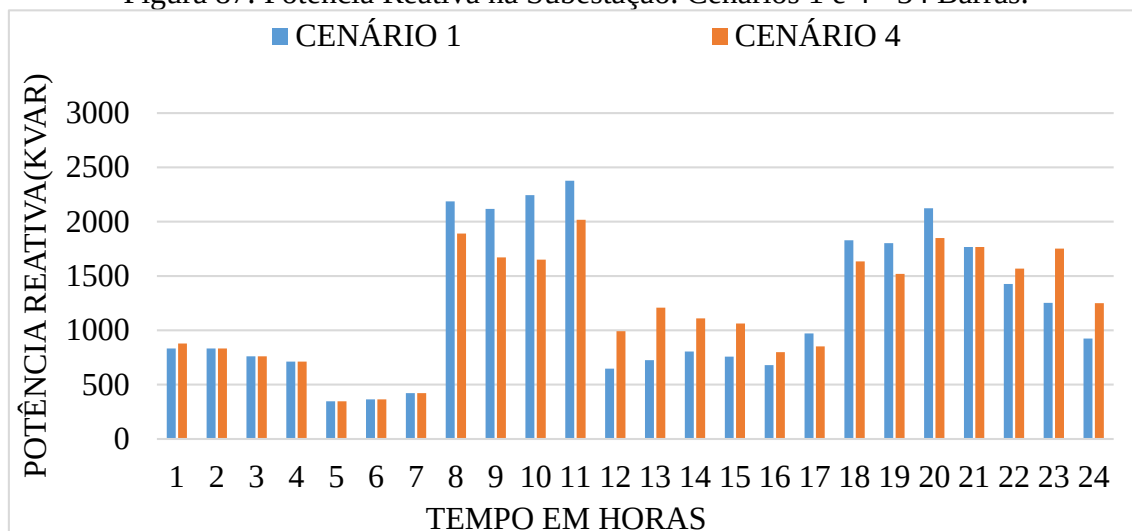
O cenário 4 é um cenário que contempla uma situação mais próxima da realidade, pois a adesão a Tarifa Branca, assim como a presença de geração distribuída, são fatores que dificilmente podem ser associados a toda população pertencente a um determinado local. Dessa forma, o cenário 4 conta com os consumidores A e B sem nenhum tipo de otimização, os consumidores C, apenas com a otimização e por fim os consumidores D sendo otimizados considerando geração distribuída. Nas figuras a seguir, estão as curvas de potência ativa e reativa na Subestação.

Figura 86: Potência Ativa na Subestação Cenários 1 e 4 - 34 Barras.



Fonte: Próprio Autor.

Figura 87: Potência Reativa na Subestação. Cenários 1 e 4 - 34 Barras.



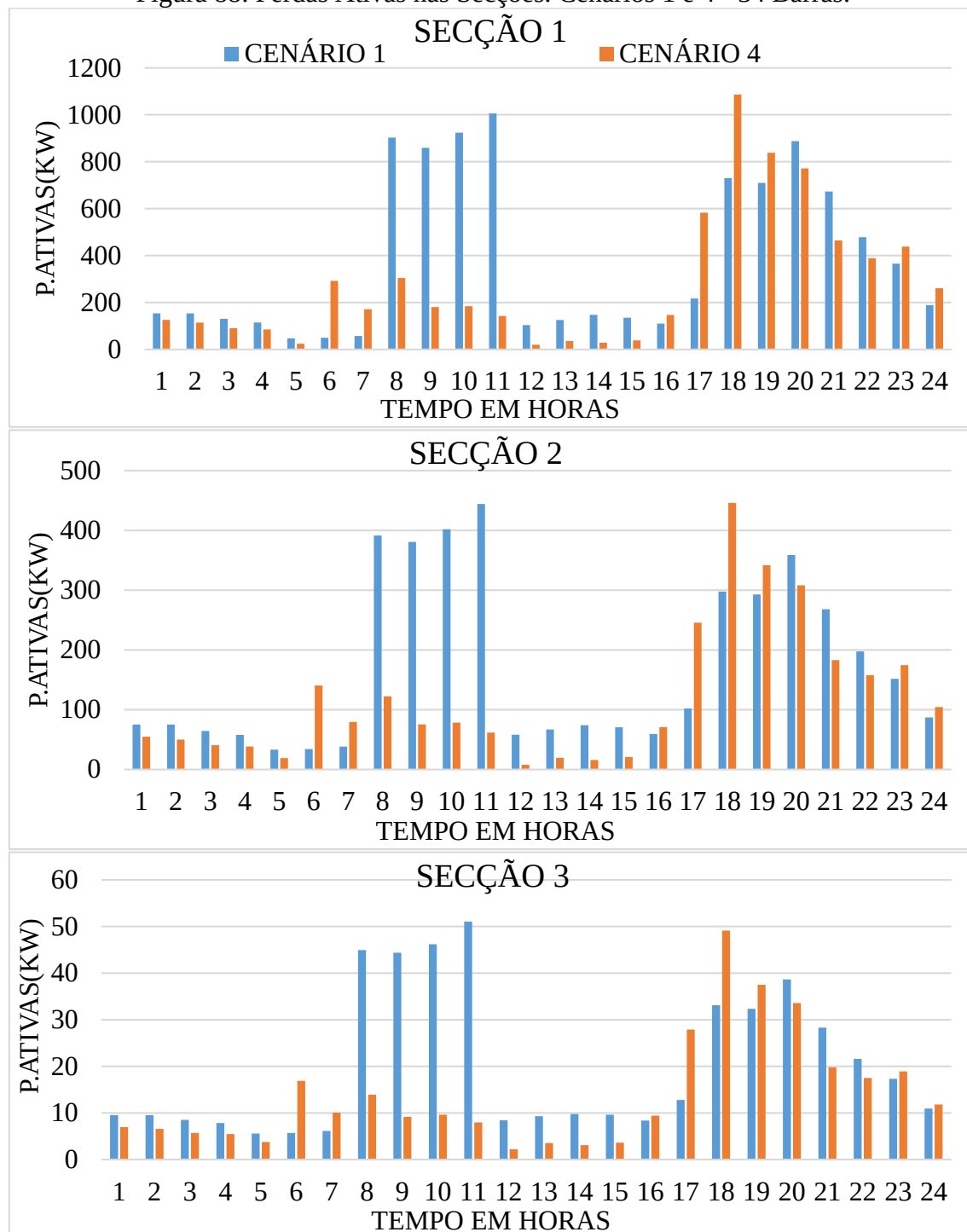
Fonte: Próprio Autor.

Da figura 86, pode-se notar que o pico de demanda nas 18h foi reduzido de 7828 KW para 4927 kW, sendo que nas otimizações dos cenários 2 e 3, este atinge os valores de 3889KW e 3420KW, respectivamente. Isso decorre do fato de somente os consumidores C e D passarem pelo processo de otimização. Tem-se também que ocorre

uma redução na demanda no intervalo das 7h às 15h, causado pela geração distribuída presente nos consumidores D.

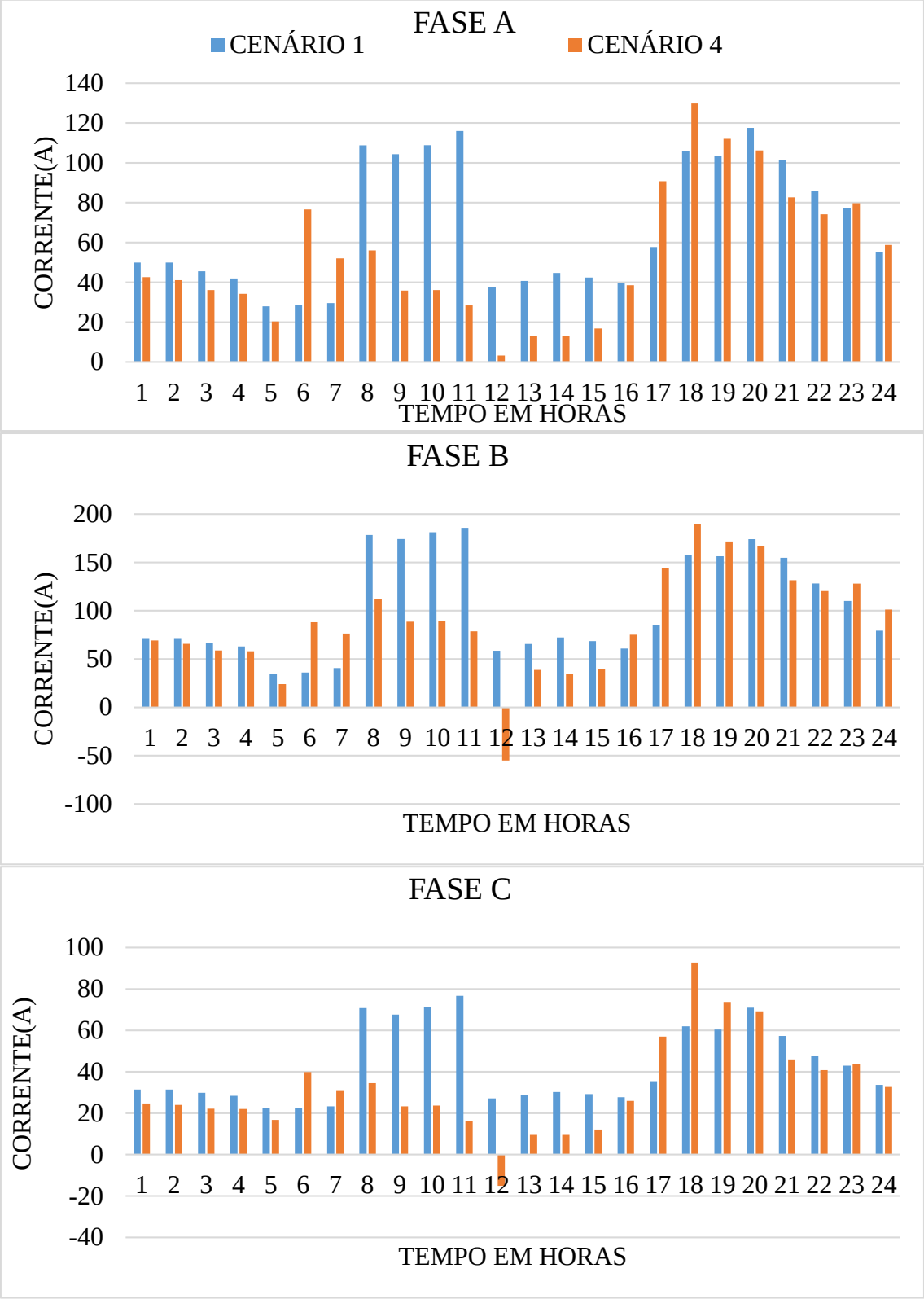
Portanto, encontra-se um cenário misto, com características vistas nos anteriores, sendo que para concluir o quão impactante seria essa situação, é necessário avaliar as curvas diárias de suas variáveis como tensão, corrente e perdas. As curvas diárias dessas variáveis estão nas figuras a seguir.

Figura 88: Perdas Ativas nas Secções. Cenários 1 e 4 - 34 Barras.



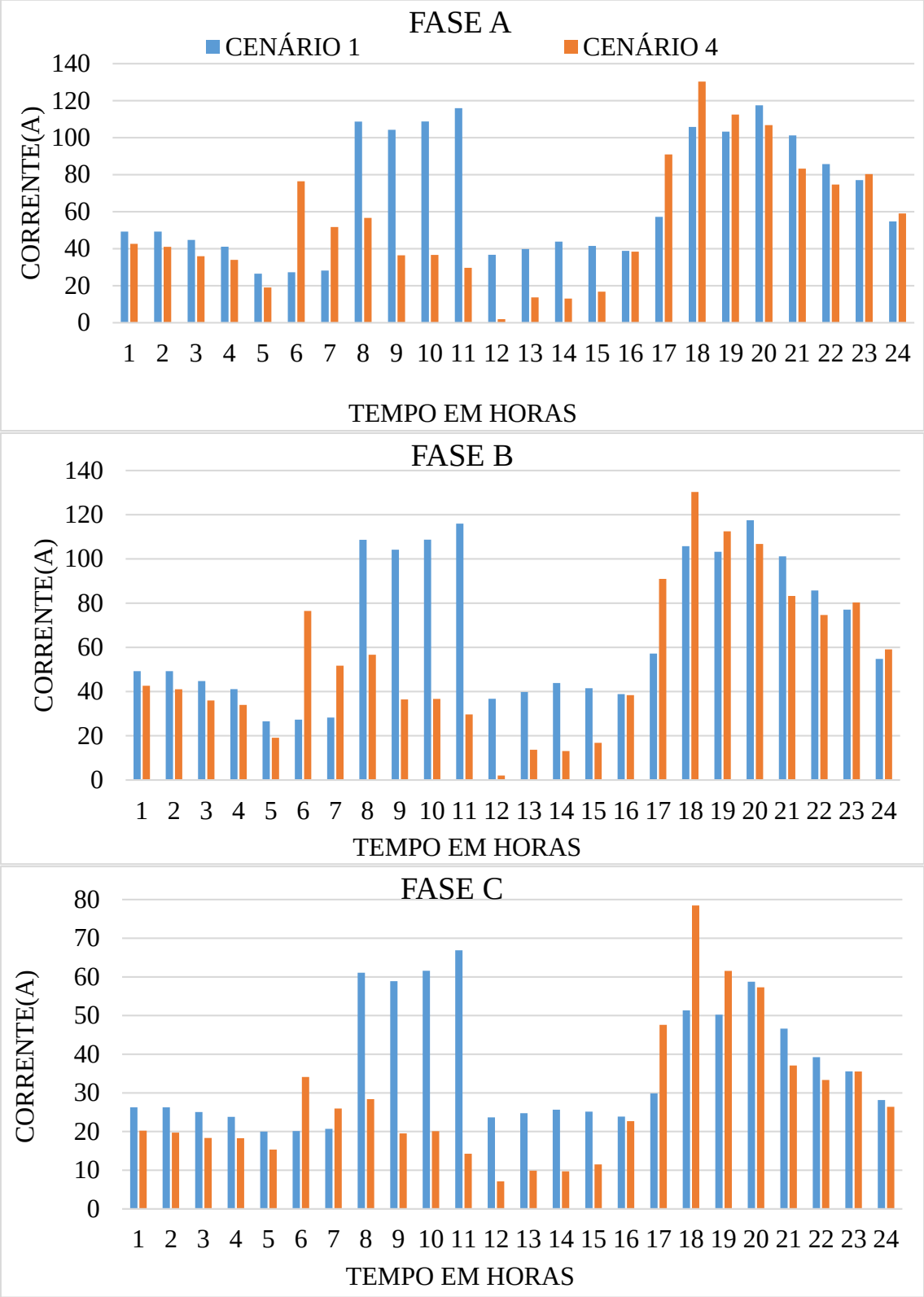
Fonte: Próprio Autor.

Figura 89: Corrente I1. Cenários 1 e 4 - 34 Barras.



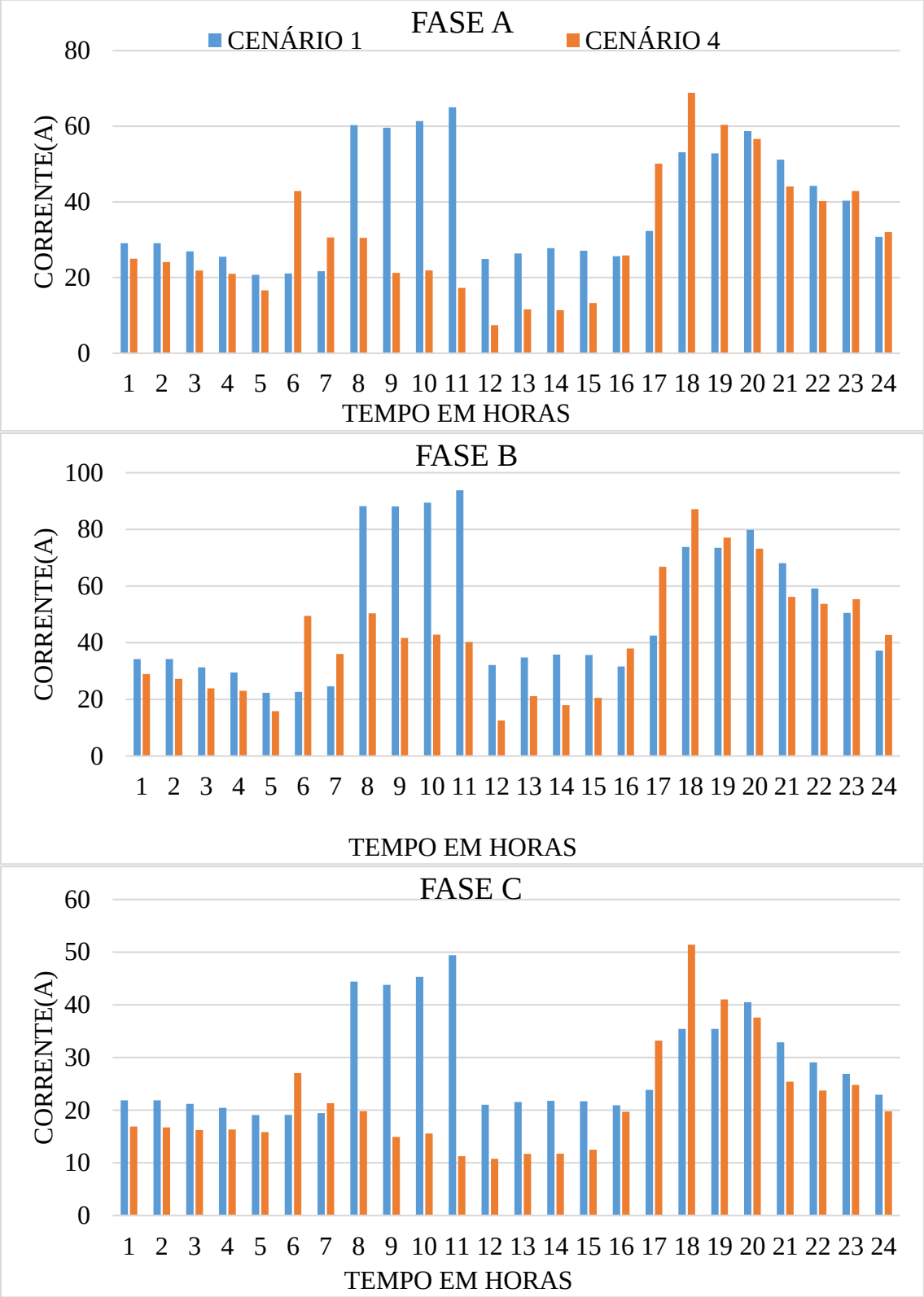
Fonte: Próprio Autor.

Figura 90: Corrente I2. Cenários 1 e 4 - 34 Barras.



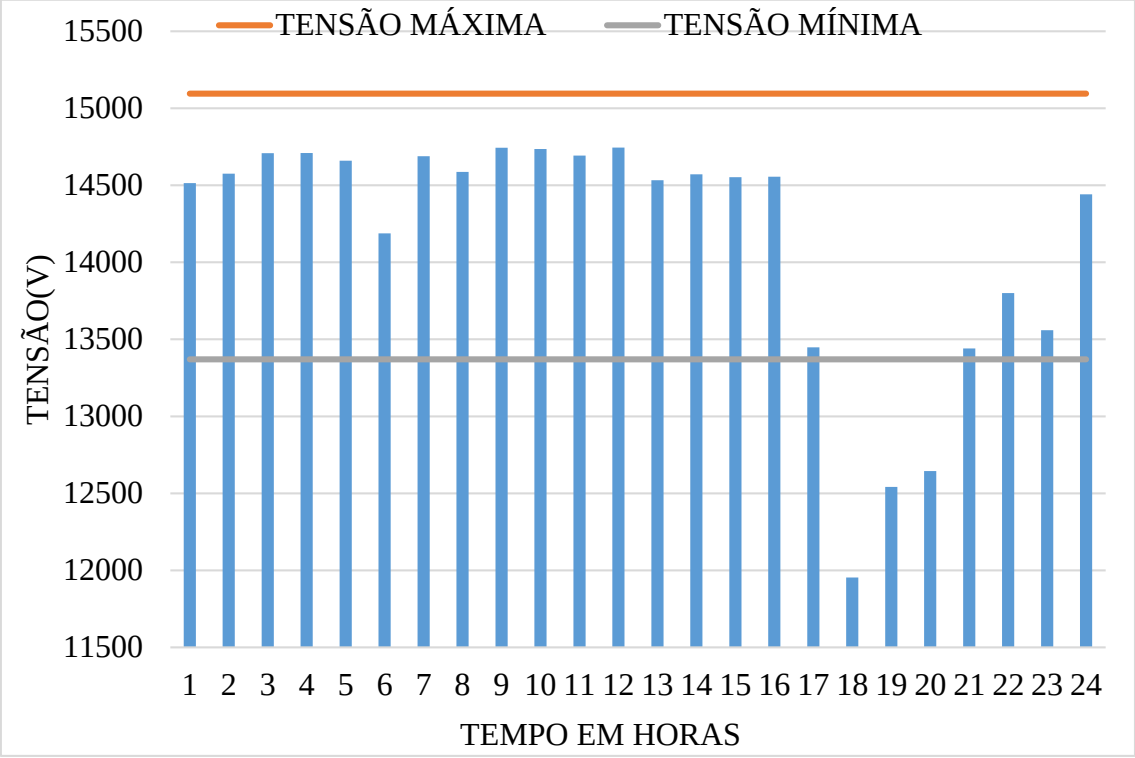
Fonte: Próprio Autor.

Figura 91: Corrente I3 . Cenários 1 e 4 - 34 Barras.



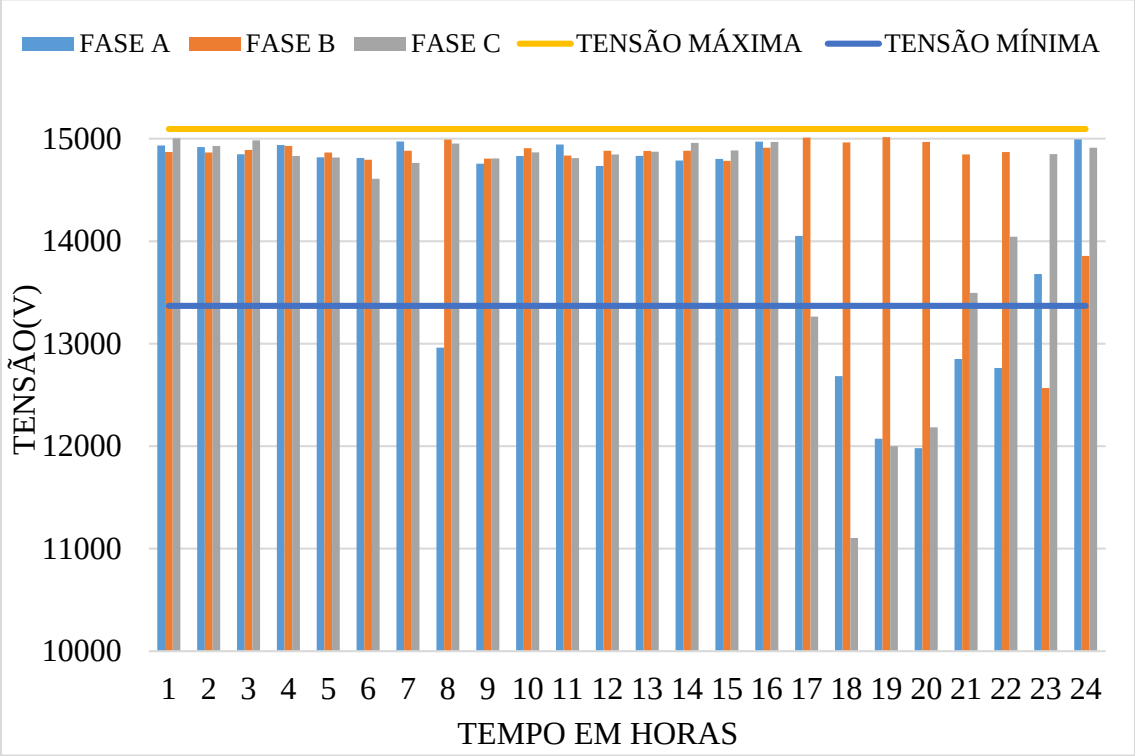
Fonte: Próprio Autor.

Figura 92: Tensão no Barramento 820. Cenário 4 - 34 Barras.



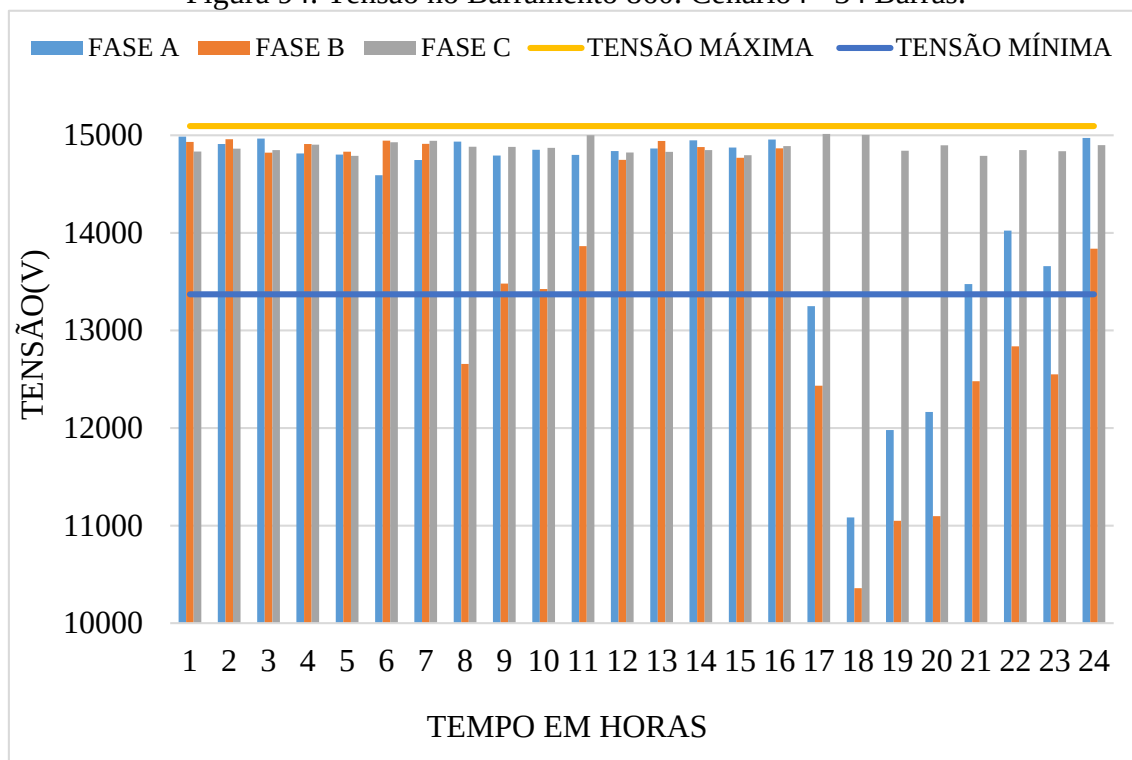
Fonte: Próprio Autor.

Figura 93: Tensão no Barramento 846. Cenário 4 - 34 Barras.



Fonte: Próprio Autor.

Figura 94: Tensão no Barramento 860. Cenário4 - 34 Barras.



Fonte: Próprio Autor.

Neste cenário há a particularidade de se ter consumidores com posturas diferentes com relação a adesão da Tarifa Branca, e então essas características se apresentam na curva de carga do alimentador da figura 86. Os consumidores A e B, quando otimizados tinham suas cargas realocadas para horários entre 1h e 6h, mas como foram considerados sem otimização, este intervalo permaneceu praticamente constante. Outro ponto de destaque é o pico de demanda das 16h, que dentre os consumidores individuais só se apresenta no consumidor C após a otimização, situação na qual o mesmo se faz presente neste cenário. Contudo, já uma diminuição nos valores de demanda no intervalo das 7h às 15h, devido a presença de energia proveniente da geração distribuída.

Em contrapartida, os horários das 7h e 18h, nos quais acontece respectivamente a entrada e saída da geração distribuída do sistema e consequentemente apresentam picos de corrente, seguidos por seus horários adjacentes, como mostrado nas figuras 89, 90 e 91. Decorrente destes picos de corrente, há um aumento das perdas ativas nestes, como visto na figura 88.

No que se refere ao fluxo de potência, tem-se que o mesmo só se torna inverso às 12h nas fases B e C da corrente I1, como mostrado na figura 89. Ainda desta figura e também de 90 e 91, tem-se que o horário mínimo de demanda ocorre às 12h, o qual corresponde a máxima geração de energia solar.

Comparando-se as figuras 67, 76, 85 e 94, as quais se referem a tensão no barramento 860 nos cenários 1, 2, 3 e 4, respectivamente, tem-se que no intervalo das 8h às 11h, há um aumento nas tensões. Essas tensões atingiram o valor mais alto no cenário 3, decorrente de uma redução de demanda muito intensa neste intervalo uma vez que todos os consumidores possuíam geração distribuída. O segundo maior aumento ocorreu no cenário 4, o que se justifica pela influência da geração fotovoltaica na diminuição da

demanda e consequentemente elevação das tensões. Os barramentos 820 e 846 tem comportamento análogo ao 860. Por outro lado, os picos de corrente no intervalo das 17h às 19h, causaram uma queda de tensão nos barramentos, sendo esta mais intensa no horário das 18h, como mostrado nas figuras de 91 a 94.

Por fim, tem-se que num cenário mais realístico como o cenário 4, ocorreria uma redução de consumo diário 56.476kWh para 46.135kWh e ainda, uma redução nas perdas ativas diárias de 13.833,4kW para 10.008kW.

4.4.5 ANÁLISE GERAL DAS SIMULAÇÕES DO SISTEMA IEEE 34 BARRAS.

Terminada a análise de cada um dos cenários separadamente foi feito um estudo comparativo entre os impactos causados por eles. Nas tabelas a seguir, estão os valores referentes a perdas totais e consumo.

Tabela 11: Perdas Ativas por Secção. Todos os cenários - 34 Barras.

	P. ATIVAS(kW)			TOTAL	VARIAÇÃO(%)
	Secção 1	Secção 2	Secção 3		
CENÁRIO 1	9.271,53	4.081,80	480,11	13.833,44	-
CENÁRIO 2	7.147,63	3.011,62	351,15	10.510,40	-24,0
CENÁRIO 3	5.586,76	2.219,27	256,31	8.062,34	-41,7
CENÁRIO 4	6.816,89	2.856,97	334,24	10.008,11	-27,7

Fonte: Próprio Autor.

Tabela 12: Variação de Consumo nos Cenários - 34 Barras.

	CONSUMO(kWh)	VARIAÇÃO(kWh)	VARIAÇÃO(%)
CENÁRIOS 1 e 2	56.476,00	-	-
CENÁRIO 3	36.761,00	19.715,00	-34,909
CENÁRIO 4	46.135,00	10.341,00	-18,310

Fonte: Próprio Autor.

Das Tabelas 11 e 12, tem-se que o cenário 2, com o mesmo consumo do cenário 1, apresenta uma diminuição de 24% nas perdas ativas totais o que decorre exclusivamente devido a otimização da curva de carga dos consumidores. Já o Cenário 3 é o que apresenta o menor consumo e consequentemente uma redução de 41% das perdas com relação ao cenário 1, uma vez que todos os consumidores possuem geração distribuída e então as redes apesar de serem utilizadas para receber o excedente, tem menos esforços de tensão e corrente. Por fim, o cenário 4 apresenta-se como uma alternativa entre os cenários 2 e 3, pois ainda com uma parte de seus consumidores é otimizada obtém-se uma redução de seu consumo diário de 28% e uma redução das perdas diárias de 27%.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS.

A otimização da curva de carga do consumidor é uma tentativa de, em um primeiro momento, reduzir o valor de sua fatura de energia. Entretanto, o controle indireto pelo lado da demanda é uma técnica que se baseia na mudança de comportamento do consumidor, e este trabalho tem o intuito de analisar quais são as consequências dessas mudanças para a concessionária. Então, foi proposto um modelo de otimização, pelo qual pode-se avaliar vários cenários como otimização simples ou considerando-se geração distribuída. O mesmo é capaz de otimizar a curva de carga residencial de forma a deslocar os horários de funcionamento dos aparelhos para os horários fora de ponta, levando em consideração o valor da tarifa e o conforto do usuário. Entretanto, por meio das simulações, o cenário 3, onde todos os consumidores tinham painéis solares e eram capazes de exportar energia para a concessionária apresentou-se como a melhor situação, balanceando conforto, custo e também a diminuição de perdas totais no alimentador principal.

Das curvas ótimas de cada um dos consumidores individuais agrupou-se estes em barramentos e realizou-se as simulações do fluxo de carga no software OpenDSS, considerando como referências os sistemas IEEE de 13 e 34 barras. O deslocamento das cargas, consequentemente muda o perfil de corrente no alimentador principal, alterando também o perfil de corrente, tensão e perdas. Com a otimização das curvas de cargas há um deslocamento do horário em que elas serão utilizadas. Esta mudança de horário, impactou nas perdas do sistema causando a diminuição nos cenários 2, 3 e 4 em relação ao cenário 1 uma vez que as curvas otimizadas buscam diminuir picos de consumo distribuindo a demanda em horários de menor tarifa e proporcionando um consumo de potência mais constante ao longo do dia o que possibilita a redução das perdas

Contudo, o cenário 4 representa uma situação mais realística onde há consumidores com posturas diferentes em relação a adoção da Tarifa Branca, inclusão de GD e otimização. Este cenário se apresentou como uma situação intermediária entre os cenários 2 e 3, onde havia otimização e GD, respectivamente. Dessa forma, conclui-se que a inserção de geração distribuída e o remodelamento da curva de carga pela otimização em um conjunto de consumidores, mesmo que em parte deles, tem um efeito positivo no que se refere a consumo, redução das perdas nas linhas e principalmente a conforto.

6 TRABALHOS FUTUROS.

Na continuidade desse projeto, sugere-se:

Investigar casos de simulação onde haja de bancos de baterias para os consumidores armazenarem energia em horários de menor custo, para usá-la em horários mais caros.

Analisar outros cenários com diferentes proporções entre os consumidores que aderem a Tarifa branca, tem painel, banco de baterias e afins, e também associando diferentes pesos aos termos da função objetivo, uma vez que este fator também é subjetivo a cada consumidor.

Diminuir os intervalos da curva de carga de 1h para 30 min, uma vez que há aparelhos que não funcionam por todo período de uma hora, e também dando maior mobilidade para os intervalos de alocação.

Implementar ao algoritmo uma função para contabilizar os créditos gerados pela exportação de energia e seu respectivo impacto para o consumidor e para a concessionária.

Realizar a comunicação entre o solver e o software de fluxo de carga, de forma que as variáveis do circuito possam ser minimizadas por meio de da função objetivo.

Calcular a medida monetária do conforto do cliente, de forma que fique mais claro para o mesmo o quanto se economizará devido as suas mudanças de comportamento e também se isso será viável.

REFERÊNCIAS

- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Acesso aos sistemas de distribuição**. [Brasília, DF]: 2012, p. 1–4 Disponível em: http://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/PRODIST-M%C3%B3dulo3_Revis%C3%A3o7/ebfa9546-09c2-4fe5-a5a2-ac8430cbca99. Acesso em 23 set. 2019.
- ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Micro e minigeração distribuídas**. 2. ed. Brasília, DF: ANEEL, 2016. 34 p. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/documents/656877/14913578/Caderno+tematico+Micro+e+Minigera%C3%A7%C3%A3o+Distribuida+-+2+edicao/716e8bb2-83b8-48e9-b4c8-a66d7f655161>. Acesso em: 23 set. 2019. Cadernos Temáticos ANEEL.
- CAMARGO, C. C. B. **Gerenciamento pelo lado da demanda**: metodologia para identificação do potencial de conservação de energia elétrica de consumidores residenciais. 1996. 209 f. Tese. (Doutor em Engenharia de Produção) - Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 1996. Disponível em: <https://repositorio.ufsc.br/xmlui/bitstream/handle/123456789/157996/PEPS0507-T.pdf?sequence=1&isAllowed=y>. Acesso em: 23 set. 2019.
- CHOQUE, J. L.; RODAS RENDÓN, D. E.; PADILHA-FELTRIN, A. Distribution transformer modeling for application in three-phase power flow algorithm. **IEEE Latin America Transactions**, Piscataway, v. 7, n. 2, p. 196–202, 2009.
- FARIA, P.; VALE, Z.; PRICE, D. P. Demand response in electrical energy supply : An optimal real time pricing approach. **Energy**, Rondebosch, v. 36, n. 8, p. 5374–5384, 2011.
- GELLINGS, C. W.; BETLEY, F. M.; ENGLAND, W. A.; PREISS, L. L.; JONES, D. E. Integrating Demand-Side Management Into Utility Planning. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 1, n. 3, p. 81–87, 1986.
- ILOG. **CPLEX optimization subroutine library guide and reference, version 11.0**. Incline Village: ILOG, 2008.
- KASANA, H. S.; KUMAR, K. D. **Introductory operations research**. New york: Springer, 2004. 605 p.
- KHAJAVI, P. Load profile reformation through demand response programs using smart grid. In: MODERN ELECTRIC POWER SYSTEMS, 2010, Wroclaw. **Proceedings of the [...]**. Wroclaw: IEEE, 2010. 6 f.
- LOGENTHIRAN, T.; MEMBER, S.; SRINIVASAN, D.; MEMBER, S.; SHUN, T. Z. Demand side management in smart grid using heuristic optimization. **IEEE Transactions on Smart Grid**, Piscataway, v. 3, n. 3, p. 1244–1252, 2012.
- MOTABARIAN, F.; GOLKAR, M. A.; HAJIAGHASI, S. Surveying the effect of distributed generation (DG) on over current protection in radial distribution systems. In: ELECTRIC POWER DISTRIBUTION CONFERENCE, 18, 2015, Kermanshah.

Conference of the [...].Kermanshah: IEEE, 2015. 6 f.

OLIVEIRA, E. J. *et al.* Modelo de cálculo de tarifas dinâmicas em redes inteligentes. In: congresso brasileiro de automática. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE AUTOMÁTICA, 20, 2014, Belo Horizonte. **Anais [...].** Belo Horizonte: SBA, 2014. p. 254-261. Disponível em: <http://www.swge.inf.br/cba2014/anais/PDF/1569932665.pdf>. Acesso em: 23 set. 2019.

PARACHA, Z. J.; DOULAI, P. Load management: *Techniques and methods in electric power system*. In: **IEEE CATALOGUE**. Piscataway: IEEE, 1998. Catalogue, 98EX137

SANCHEZ, L. C. **Proposta de um novo modelo matemático para gerenciamento ótimo de energia elétrica pelo lado do consumidor**. 2017. Dissertação. (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2017. Disponível em: https://repositorio.unesp.br/bitstream/handle/11449/151629/sanchez_lc_me_ilha.pdf?sequence=3&isAllowed=y. Acesso em: 30 set. 2019.

VIDAL, A. R. S.; BATISTA, L. S. Otimização evolutiva do gerenciamento pelo lado da demanda em smart grid. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE AUTOMÁTICA, 20, 2014, Belo Horizonte. **Anais [...].** Belo Horizonte: SBA, 2014. p. 3267–3274. Disponível em: <http://www.swge.inf.br/cba2014/anais/PDF/1569931305.pdf>. Acesso em: 23 set. 2019.

APÊNDICE A – Dados do Consumidor B.

Tabela A- 1: Dados dos Aparelhos do consumidor B.

Conjunto de Aparelhos	Eletrodomésticos Ωe	Potência Média (P_{med})	Horas de Utilização ao longo do dia (H_u)	Prioridade de Equipamento (p)
1	Aspirador de pó	0	1	0
2	Chuveiro	5	4	0
3	Bebedouro de água	0	24	1
4	Computador	0	5	0
5	Condicionador de ar(7.000Btus)	1	7	0
6	Espremedor de frutas	0	1	0
7	Geladeira duplex	0	24	1
8	Lâmpada LED1	0	9	0
9	Lâmpada LED2	0	9	0
10	Lâmpada LED3	0	9	0
11	Lâmpada LED4	0	9	0
12	Lâmpada LED5	0	9	0
13	Lâmpada LED6	0	6	0
14	Lâmpada LED7	0	6	0
15	Lâmpada LED8	0	6	0
16	Lâmpada LED9	0	6	0
17	Liquidificador	1	1	0
18	Máquina de lavar roupa	1	4	0
19	Multiprocessador	2	2	0
20	Prancha de cabelo	3	2	0
21	Secador de cabelo	3	2	0
22	Televisor1	0	5	0
23	Televisor2	0	5	0
24	Ventilador 1	0	10	0
25	Ventilador 2	0	10	0
26	Ventilador 3	0	10	0
27	Ventilador 4	0	10	0

Fonte: Próprio Autor.

Tabela A- 2: Quadro de Consumo Habitual do Consumidor B.

	HORAS.																							
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0
3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	0
5	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1
6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
8	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1
9	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1
10	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1
11	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1
12	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1
13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	0
14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	0
15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	0
16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	0
17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0
19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
20	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
21	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1
23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1
24	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1
25	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1
26	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1
27	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1
TOTAL	12	12	7	6	6	9	3	2	2	2	4	3	2	2	2	3	3	15	14	16	19	19	19	14

Fonte: Próprio Autor.

Tabela A- 3: Quadro de consumo Otimizado do Consumidor B.

	HORAS.																							
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	0
5	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1
6	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
8	1	1	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1
9	1	1	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1
10	1	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1
11	1	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1
12	1	1	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1
13	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0
14	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0
15	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0
16	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0
17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0
19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0
21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1
23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1
24	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1
25	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1
26	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1
27	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1
TOTAL	16	16	7	9	11	7	3	3	3	2	4	3	2	2	2	3	5	5	7	16	19	19	19	14

Fonte: Próprio Autor.

Tabela A- 4: Quadro de consumo otimizado do Consumidor B. Otimização com painel solar.

	HORAS.																							
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0
3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0
5	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1
6	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
8	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1
9	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	1	1	1	1
10	1	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	1	1	1	1
11	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1
12	1	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	1	1	1	1
13	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	0
14	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	0
15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1
16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1
17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	1	0	0	1	0	0	0	0
19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
20	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
21	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1
23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1
24	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1
25	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1
26	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1
27	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1
TOTAL	13	13	9	6	8	8	3	3	3	2	4	4	3	4	2	4	4	8	9	15	19	19	18	16

Fonte: Próprio Autor.

APÊNDICE B – Dados do Consumidor C.

Tabela B- 1:Dados dos Aparelhos do Consumidor C.

	Conjunto de Aparelhos Eletrodomésticos Ω_e	Potência Média (P_{med})	Horas de Utilização ao longo do dia (H_u)	Prioridade de Equipamento (p)
1	Aspirador	1	1	0
2	Aparelho de som	0	3	0
3	Batedeira	0	1	0
4	Bebedouro	0	24	1
5	Bomba de lavar	1	1	0
6	Bomba PISCINA	1	1	0
7	Computador	0	12	0
8	Condicionador de ar	2	12	0
9	Condicionador de Ar	2	12	0
10	Chuveiro	5	1	0
11	Chuveiro	5	1	0
12	Chuveiro	5	1	0
13	Espremedor de Frutas	0	1	0
14	Exaustor	0	1	0
15	Ferro Elétrico	1	3	0
16	Fogão Elétrico 4 bocas	1	8	0
17	Forno Elétrico Grande	2	8	0
18	Forno micro-ondas	2	2	0
19	Freezer horizontal	0	24	1
20	Geladeira Duplex	0	24	1
21	Grill	0	4	0
22	Lâmpadas Fluorescentes1	0	5	0
23	Lâmpadas Fluorescentes2	0	5	0
24	Lâmpadas Fluorescentes3	0	5	0
25	Lâmpadas Fluorescentes4	0	5	0
26	Lâmpadas Fluorescentes5	0	5	0
27	Lâmpadas Fluorescentes6	0	5	0
28	Lâmpadas Fluorescentes7	0	5	0
29	Lâmpadas Fluorescentes8	0	5	0
30	Lâmpada Led 1	0	5	0
31	Lâmpada Led 2	0	5	0
32	Lâmpada Led 3	0	5	0
33	Liquidificador	0	1	0
34	Máquina de lavar louça	1500	8	0
35	Máquina de lavar roupa	1	4	0
36	Multiprocessador	0	2	0
37	Panela de arroz	0	1	0
38	Prancha de Cabelo	0	1	0
39	Secador de Cabelo	2	1	0
40	Televisor 1	0	7	0
41	Televisor 2	0	7	0
42	Umidificador	0	11	0
43	Ventilador1	0	10	0
44	Ventilador2	0	10	0
45	Ventilador3	0	10	0
46	Máquina de solda	9700	4	0
47	Esmeril	2	4	0

Fonte: Próprio Autor.

Tabela B- 2: Quadro de Consumo Habitual do Consumidor C.

	HORAS.																							
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	0	0	0	0
16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0
17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0
18	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
19	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
20	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	0	0
23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	0	0
24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	0	0
25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	0	0
26	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	0	0
27	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	0	0
28	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	0	0
29	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	0	0
30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	0	0
31	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	0	0
32	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	0	0
33	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
34	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0	1	1	1	1	0
35	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0	0
36	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
37	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
39	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
40	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1
41	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1
42	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1
43	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1
44	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1
45	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1
46	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
47	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	7	7	4	4	4	4	4	5	8	11	15	10	10	7	8	7	10	30	30	31	24	22	10	9

Fonte: Próprio Autor.

Tabela B- 3: Quadro de Consumo Ótimo do Consumidor C.

	HORAS.																							
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
7	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	1	0
8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1
9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0
11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0
16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	0	0	1	1	0	1	1	1	0	0	0
17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	1	0	0	1	1	1	1	0	1	0	0	0
18	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
19	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
20	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	0	0
23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	0	0
24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	0	0
25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	0	0
26	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	0	0
27	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0
28	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0
29	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0
30	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0
31	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0
32	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0
33	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
34	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0	1	1	1	1	0
35	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0	0
36	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
37	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
39	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
40	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1
41	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1
42	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1
43	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1
44	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1
45	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1
46	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
47	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	13	7	4	4	4	4	4	5	5	5	9	13	11	9	9	10	13	19	30	30	24	24	14	11

Fonte: Próprio Autor.

Tabela B- 4: Quadro de Consumo Otimizado do Consumidor C. Otimização com painel solar.

	HORAS.																							
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	1
3	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
7	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1
9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0
13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0
16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	0	0	1	0	1	1	1	1	0	0	0
17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	1	1	1	1	1	1	0	0	0
18	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
19	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
20	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
22	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	1	1	0	0
23	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	1	1	0	0
24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	1	1	0	1
25	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	1	0	1
26	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	1	0	0
27	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	1	1	0
28	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	1	0	0
29	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	1	0	0
30	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0
31	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	1	1	1
32	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	1	0	0
33	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
34	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0	1	1	1	1	0
35	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	1	0	1	0	0	0	0	0
36	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
37	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
39	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
40	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1
41	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1
42	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1
43	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1
44	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1
45	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1
46	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
47	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	15	12	4	4	4	4	4	5	5	5	8	14	12	10	9	10	12	17	30	19	24	24	15	15

Fonte: Próprio Autor.

APÊNDICE C – Dados do Consumidor D.

Tabela C- 1: Dados do Consumidor D - Parte 1.

	Conjunto de Aparelhos Eletrodomésticos Ωe	Potência Média (P_{med})	Horas de Utilização ao longo do dia (H_u)	Prioridade de Equipamento (p)
1	Aparelho de som	0	2	0
2	Batedeira	0	1	0
3	Bebedouro de água	0	24	1
4	Bombade lavar	1	1	0
5	Bomba do poço	1	3	0
6	Bomba da piscina	1	1	0
7	Cafeteira	0	1	0
8	Churrasqueira elétrica	1500	6	0
9	Computador 1	0	4	0
10	Computador 2	0	4	0
11	Condicionador de Ar 9000Btus	1300	8	0
12	Condicionador de Ar 12000Btus 1	1600	8	0
13	Condicionador de Ar 12000Btus 2	1600	8	0
14	Condicionador de Ar 18000 Btus	2600	8	0
15	Mini-System	0	3	0
16	Cortador de Grama	1	2	0
17	Espremedor de Frutas	0	1	0
18	Exaustor	0	4	0
19	Ferro Elétrico	1000	2	0
20	Forno Elétrico 4Bocas	1	8	0
21	Forno Elétrico Grande	1500	4	0
22	Forno Microondas	1500	2	0
23	Freezer Horizontal	0	24	1
24	Freezer Vertical	0	24	1
25	Geladeira Duplex	0	24	1
26	Grill	0	2	0
27	Lâmpada Fluorescente 1	0	4	0
28	Lâmpada Fluorescente 2	0	4	0
29	Lâmpada Fluorescente 3	0	4	0
30	Lâmpada Fluorescente 4	0	4	0
31	Lâmpada Fluorescente 5	0	4	0
32	Lâmpada Fluorescente 6	0	4	0
33	Lâmpada Fluorescente 7	0	4	0
34	Lâmpada Fluorescente 8	0	4	0
35	Lâmpada Fluorescente 9	0	4	0

Fonte: Próprio Autor.

Tabela C- 2: Dados do Consumidor D. Parte 2.

	Conjunto de Aparelhos Eletrodomésticos Ω_e	Potência Média (P_{med})	Horas de Utilização ao longo do dia (H_u)	Prioridade de Equipamento (p)
36	LâmpadaFluorescente10	0	4	0
37	LâmpadaFluorescente11	0	4	0
38	LâmpadaFluorescente12	0	4	0
39	LâmpadaFluorescente13	0	4	0
40	LâmpadaFluorescente14	0	4	0
41	LâmpadaFluorescente15	0	4	0
42	LâmpadaFluorescente16	0	4	0
43	LâmpadaFluorescente17	0	4	0
44	Lâmpada Incandescente 1	0	10	0
45	Lâmpada Incandescente 2	0	10	0
46	Lâmpada Incandescente 3	0	10	0
47	Lâmpada Incandescente 4	0	10	0
48	Liquidificador	0	1	0
49	Maquina de lavar louça	1500	2	0
50	Máquina de Lavar roupa	1	3	0
51	Multiprocessador	0	1	0
52	Pranchadecabelo	1	1	0
53	Secadordecabelo	1000	1	0
54	Secadora de Roupas	1100	1	0
55	Televisor 1	0	4	0
56	Televisor 2	0	4	0
57	Televisor 3	0	4	0
58	Televisor 4	0	4	0
59	Umidificador1	0	8	0
60	Umidificador2	0	8	0
61	Video game	0	4	0
62	Chuveiro Elétrico 1	4500	4	0
63	Chuveiro Elétrico 2	4500	4	0
64	Chuveiro Elétrico 3	4500	4	0
65	Chuveiro Elétrico 4	4500	4	0
66	Carregador de Celular 1	0	5	0
67	Carregador de Celular 2	0	5	0
68	Carregador de Celular 3	0	5	0
69	Carregador de Celular 4	0	5	0
70	Carregador de Celular 5	0	5	0

Fonte: Próprio Autor.

Tabela C- 3:Quadro de Consumo Habitual do Consumidor D - Parte 1.

	HORAS.																							
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	0	0
6	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	0	0	0	0	0	1	1	1	0	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0
11	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1
12	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1
13	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1
14	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1
15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	0
16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0
19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
20	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0
21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0
23	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
24	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
25	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
26	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
27	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0
28	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0
29	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0
30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0
31	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0
32	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0
33	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0
34	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0
35	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0

Fonte: Próprio Autor.

Tabela C- 4: Quadro de Consumo Habitual do Consumidor D. Parte 2.

	HORAS.																							
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
36	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0
37	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0
38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0
39	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0
40	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0
41	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0
42	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0
43	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0
44	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1
45	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1
46	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1
47	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1
48	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
49	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
51	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
52	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
53	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
54	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
55	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0
56	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0
57	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0
58	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0
59	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1
60	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1
61	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0
62	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0
63	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0
64	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0
65	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0
66	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1
67	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1
68	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1
69	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1
70	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1
TOTAL	15	16	17	15	12	11	17	17	13	17	18	19	20	21	22	23	28	56	59	64	64	44	43	43

Fonte: Próprio Autor.

Tabela C- 5: Quadro de Consumo Otimizado do Consumidor D - Parte 1.

	HORAS.																							
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0
6	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	1	0	1	0
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	1	0	1	0
11	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1
12	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1
13	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1
14	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1
15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	0
16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0
19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
20	0	0	0	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0
21	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
23	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
24	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
25	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
26	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	0	1	1
28	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	0	1	1
29	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	0	1	1
30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	0	1	1
31	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	0	1	1
32	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	1	0	1	0
33	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	1	0	1	0
34	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	1	0	1	0
35	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	1	0	1	0

Fonte: Próprio Autor.

Tabela C- 6: Quadro de Consumo Otimizado do Consumidor D - Parte 2.

	HORAS.																							
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
36	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	1	1
37	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	1	1
38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	1	1
39	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	1	1
40	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	1	1
41	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	1	1
42	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	1	1
43	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	1	1
44	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1
45	1	1	1	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1
46	1	1	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1
47	1	1	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1
48	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
49	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
51	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
52	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
53	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
54	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
55	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	0	1	1
56	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	1	0	1	0
57	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	1	0	1	0
58	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0
59	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1
60	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1
61	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0
62	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0
63	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	1	0	0	0	0
64	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0
65	0	0	0	0	0	0	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
66	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1
67	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1
68	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1
69	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1
70	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1
TOTAL	15	16	17	16	16	13	15	16	17	17	20	20	23	22	23	24	25	40	35	54	64	44	65	57

Fonte: Próprio Autor.

Tabela C- 7: Quadro de Consumo Otimizado do Consumidor D. Otimização com painel solar - Parte 1.

	HORAS.																							
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0
6	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	1	0	1	0	0
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	1	0	1	0	0
11	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1
12	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1
13	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1
14	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1
15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	0	0
16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0
19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
20	0	0	0	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	0	0	0	0	0	0
21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
23	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
24	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
25	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
26	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	0	1	1	1
28	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	0	1	1	1
29	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	0	1	1	1
30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	0	1	1	1
31	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	0	1	1	1
32	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	0	1	1	1
33	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	0	1	1	1
34	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	1	0	1	0	0
35	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	1	0	1	0	0

Fonte: Próprio Autor.

Tabela C- 8: Quadro de Consumo Otimizado do Consumidor D. Otimização com painel solar - Parte 2.

	HORAS.																							
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
36	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	1	1
37	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	1	1
38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	1	1
39	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	1	1
40	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	1	1
41	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	1	1
42	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	1	1
43	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	1	1
44	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1
45	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1
46	1	1	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1
47	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1
48	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
49	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
51	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
52	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
53	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
54	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
55	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	0	1	1
56	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	1	0	1	0
57	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	1	0	1	0
58	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0
59	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1
60	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1
61	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0
62	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	0	0	0	0
63	0	0	0	0	0	0	1	1	0	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0
64	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0
65	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0
66	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1
67	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1
68	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1
69	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1
70	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1
TOTAL	15	16	17	18	14	11	15	16	15	17	20	20	23	22	23	26	25	40	35	54	64	44	65	59

Fonte: Próprio Autor.