



UNICAMP

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS

FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA E DE COMPUTAÇÃO

DEPARTAMENTO DE SISTEMAS E ENERGIA

IT304S - Comercialização de Energia Elétrica para Grandes Clientes

Primeira Análise

Grupo 2 - UFABC

<i>Bárbara Resende Rosado</i>	<i>145393</i>
<i>Eliezer Emanuel Ferreira</i>	<i>081223</i>
<i>Flora Nilce Félix de Sousa</i>	<i>232891</i>
<i>Lucas Cesilla de Souza</i>	<i>172639</i>
<i>Rafael Kotchetkoff Carneiro</i>	<i>137364</i>

Campinas

Dezembro de 2020

Sumário

<u>1.</u>	<u>Apresentação da Universidade</u>	<u>1</u>
<u>2.</u>	<u>Qualidade dos Dados</u>	<u>2</u>
<u>3.</u>	<u>Análise do Consumo e da Demanda</u>	<u>3</u>
3.1.	Tendência de Consumo e de Demanda	7
3.2.	Contratação de Demanda	13
<u>4.</u>	<u>Análise de Reativos</u>	<u>25</u>
<u>5.</u>	<u>Conclusões</u>	<u>30</u>
<u>6.</u>	<u>Referências</u>	<u>31</u>

1. Apresentação da Universidade

A Universidade Federal do ABC (UFABC), criada através da lei nº 11.145 de 26 de julho de 2005 e fundada em 2006, tem como propósito fornecer educação em nível superior no ABC Paulista. Dois de seus antigos reitores são ligados à UNICAMP, sendo eles o Prof. Dr. Hermano Tavares e o Prof. Dr. Helio Waldman (da FEEC). Possuía em 2019 um total de 797 docentes e 14.315 estudantes, sendo 12.834 (89,7%) estudantes de graduação e 1.481 (10,3%) estudantes de pós-graduação [1]. Fornece educação em nível superior em diversas áreas do conhecimento.

Ela possui dois *campi*, localizados em Santo André e São Bernardo do Campo, ambos sob área de concessão de distribuição de energia da ENEL SP. Ambas unidades consumidoras pertencem ao subgrupo A4, sendo o *campus* de Santo André o maior. O *campus* de São Bernardo do Campo está em expansão física e em número de alunos, apontando, desta forma, uma perspectiva crescente de consumo de energia, conforme será discutido na Seção 3.1.

Um ponto relevante para as análises do consumo da UFABC é que esta universidade segue um calendário quadrimestral, ao invés de um calendário semestral. Desta forma, os meses de maior consumo de energia não são os usuais das demais universidades. Outra questão relevante é que esta universidade possui cerca de 55% dos seus alunos no período noturno, o que acarreta um consumo no início da noite bastante elevado, i.e., no posto horário de ponta. Os demais estudantes, no geral, estudam no período matutino.

Além disso, a UFABC possui uma gestão de qualidade no aspecto energético. Participou, inclusive, da chamada 001/2016 da ANEEL pela ENEL Distribuição, implantando em 2019 e 2020 cerca de 655kWp de geração solar fotovoltaica e realizando a substituição de 12.600 lâmpadas fluorescentes tubulares por lâmpadas LED.

2. Qualidade dos Dados

No geral, os dados estão com ótima qualidade. Todos os valores foram fornecidos e estão legíveis. Não há consumo atípico ou demais problemas recorrentes aparentes de faturamento para os dados.

Há, no entanto, dados faltantes somente para o mês de julho de 2017, pois foi fornecido na pasta das faturas somente a página da fatura de energia que contém o valor total faturado, isto é, faltou a página com a discriminação detalhada do consumo de energia.

Finalmente, algumas faturas de energia não fornecem todos os dados, como a demanda verificada em um determinado período, de modo que algumas medições foram impressas com zero na fatura, o que é incoerente com o valor final cobrado em reais. Fez-se uma análise sobre como proceder com os dados faltantes, inicialmente utilizando a opção regulatória prevista na Resolução Normativa 414 da ANEEL [2] para situações em que há impossibilidade de leitura das medições. Neste caso, utilizou-se como dados faltantes da fatura a média dos mesmos verificados nos últimos 12 meses. Esta técnica se mostrou incoerente com o histórico de dados dos anos anteriores, pois gerava um falso “pico” de consumo e demanda que era incompatível com o valor total da fatura. Desta forma, este resultado indicou que provavelmente os dados tenham sido corretamente medidos e os cálculos corretamente tratados a fim de gerar o valor da fatura, mas por algum motivo os valores não foram impressos na mesma. Para garantir uma representação mais fidedigna nas análises, o valor do mês anterior foi mantido para os poucos meses em que há ausência de dados na fatura de energia.

3. Análise do Consumo e da Demanda

Atualmente, os dois *campi* da UFABC, ambos consumidores do subgrupo A4, se enquadram na modalidade tarifária horosazonal verde, a qual é estruturada através da aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica de acordo com as horas de utilização do dia e os períodos do ano, i.e., postos horários de ponta e de fora ponta, bem como de uma única tarifa de demanda de potência. Conforme mencionado, a concessionária de distribuição ENEL SP é a responsável pela área de concessão em que os *campi* se inserem, a qual possui seu posto horário de ponta definido das 17h30 às 20h30 [3] e o de fora ponta, o período restante do dia. Além disso, atualmente suas tarifas são definidas em [4].

Através das faturas de energia elétrica no período de 2015 a 2020 de ambos os *campi*, i.e., Unidades Consumidoras (UCs), verificou-se o histórico de demanda, o qual é expresso mês a mês da Figura 3.1 a Figura 3.6. A primeira característica notória de ambos os *campi* é a sazonalidade, que reflete bem o comportamento escolar das UCs, indicando um aumento de carga durante o período letivo, com picos em torno de março e outubro, e uma diminuição durante o período de férias, com vales por volta de setembro.

Adicionalmente, em 2015 houve uma greve dos servidores técnicos e administrativos que compreendeu o período de 28/05/2015 a 07/10/2015 [5],[6]. Ao analisar os gráficos, foi possível identificar uma queda da demanda registrada neste período de até 30% da contratada para ambos os *campus*, conforme demonstrado na Figura 3.1 e na Figura 3.2. No entanto, este comportamento de queda neste mesmo período também foi notificada para os demais anos, mesmo sem histórico de greves e paralisações prolongadas. Desse modo, não é possível afirmar que a greve impactou de maneira significativa os resultados de 2015.

Na realidade, a queda da demanda que é vista no período de maio a setembro pode ser melhor explicada por dois fatores: i) período de menores temperaturas e, portanto, com menor intensidade de uso de sistemas de ar condicionado, e ii) calendário letivo quadrimestral, com período de férias em setembro, retornando às aulas somente em outubro até o período de natal, com retorno em meados de fevereiro, conforme é descrito na Figura 3.7.

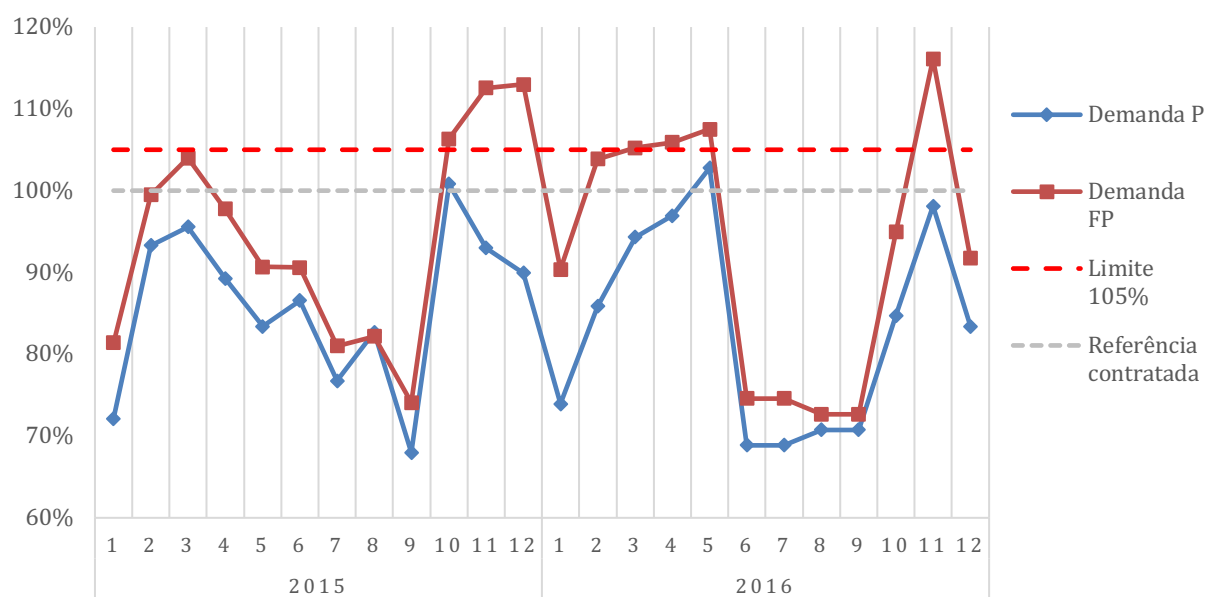


Figura 3.1: Demanda registrada em percentual da demanda contratada na unidade de Santo André em 2015 e 2016.

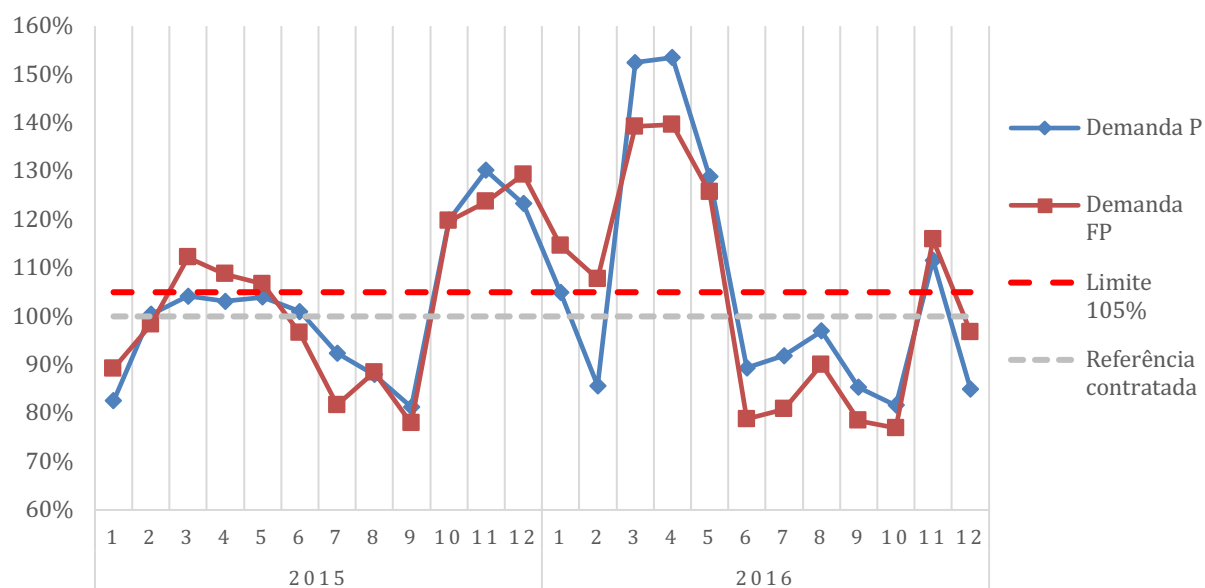


Figura 3.2: Demanda registrada em percentual da demanda contratada na unidade de São Bernardo do Campo em 2015 e 2016.

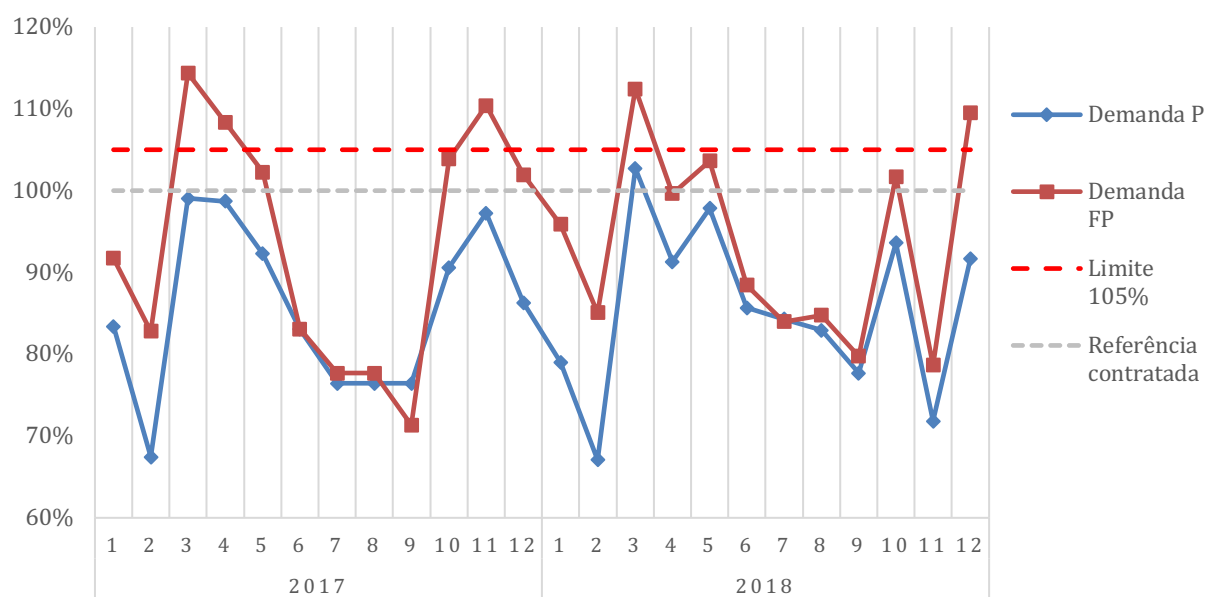


Figura 3.3: Demanda registrada em percentual da demanda contratada na unidade de Santo André em 2017 e 2018.

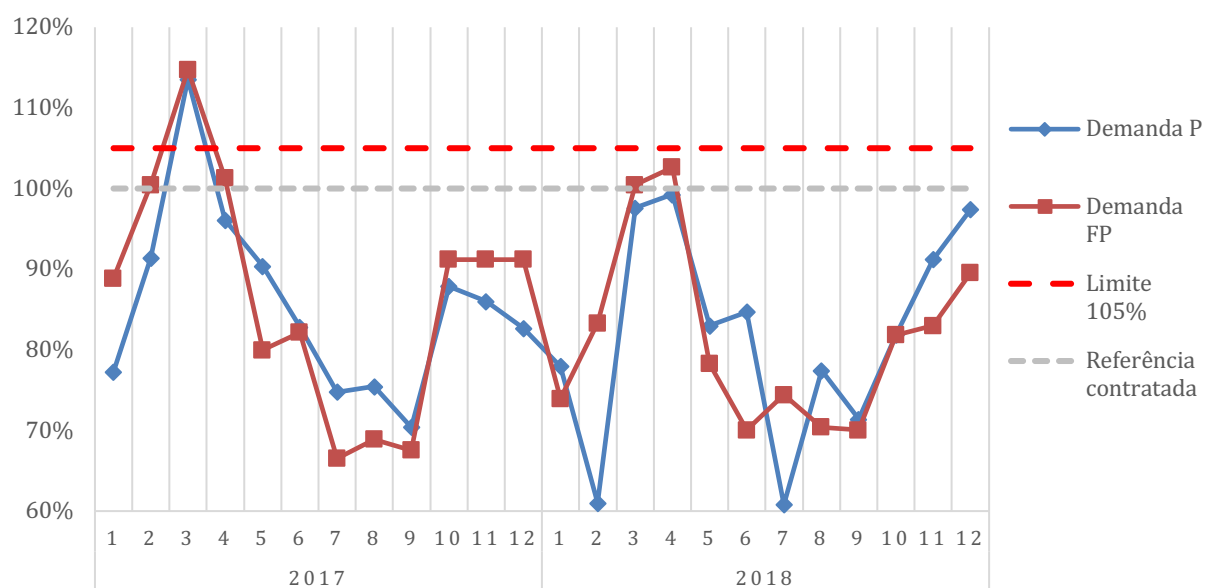


Figura 3.4: Demanda registrada em percentual da demanda contratada na unidade de São Bernardo do Campo em 2017 e 2018.

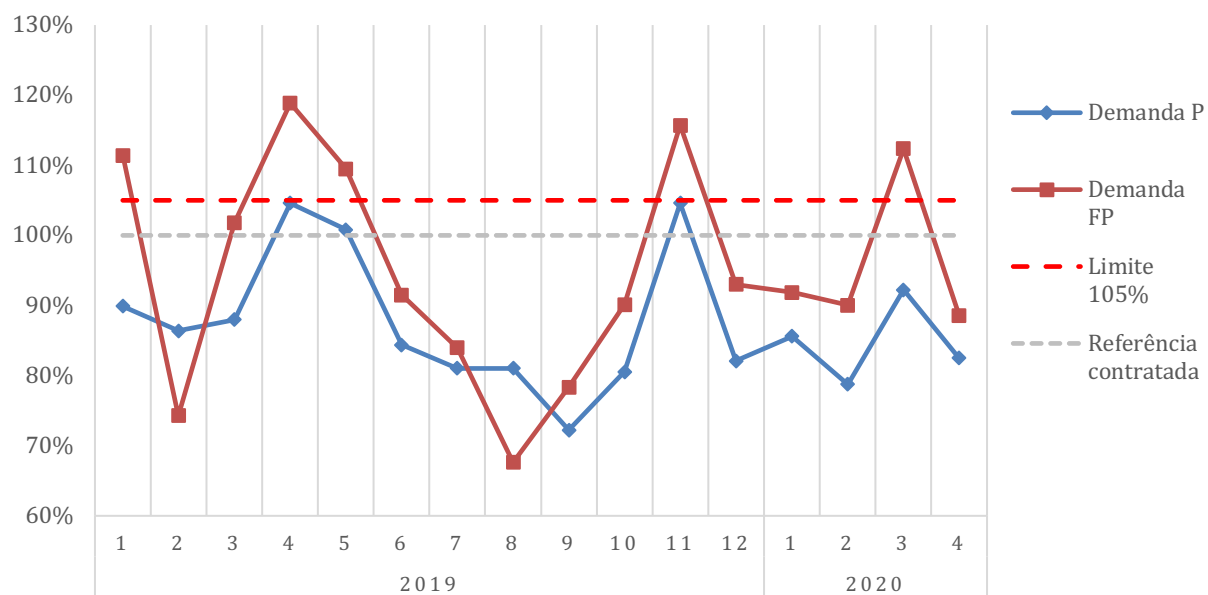


Figura 3.5: Demanda registrada em percentual da demanda contratada na unidade de Santo André em 2019 e 2020.

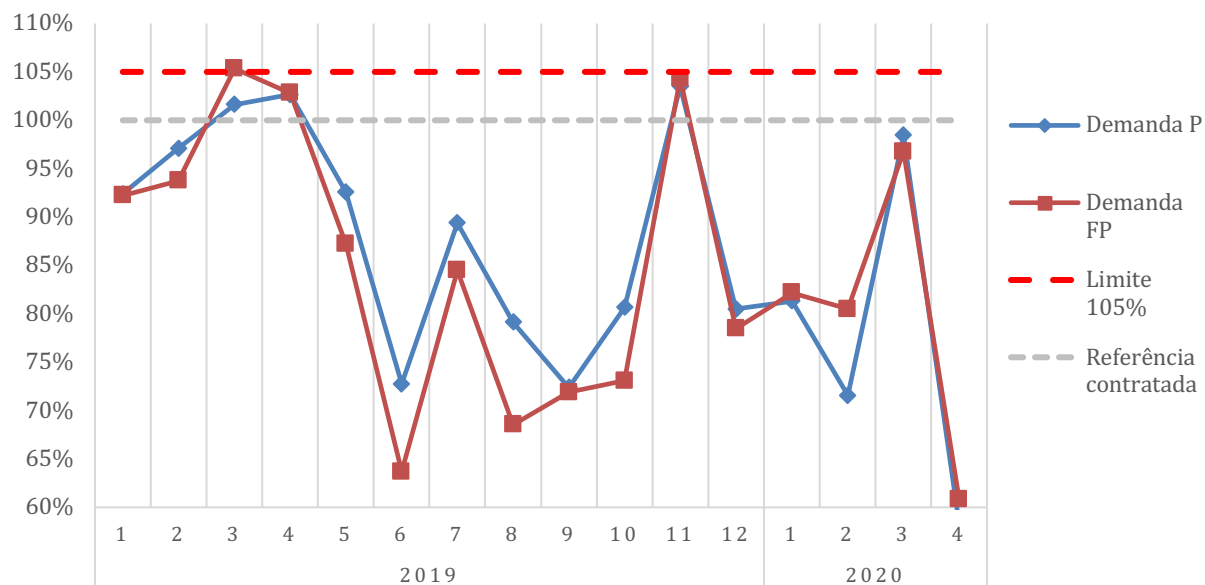


Figura 3.6: Demanda registrada em percentual da demanda contratada na unidade de São Bernardo do Campo em 2019 e 2020.

DIAS LETIVOS					
2019.1		2019.2		2019.3	
de 11/02 a 14/05		de 03/06 a 01/09		de 23/09 a 21/12	
Mês/Ano	Nº Dias	Mês/Ano	Nº Dias	Mês/Ano	Nº Dias
fev/19	16	jun/19	21	set/19	7
mar/19	22	jul/19	25	out/19	25
abr/19	23	ago/19	25	nov/19	22
mai/19	11	set/19	1	dez/19	18
TOTAL 1º QUAD.	72	TOTAL 2º QUAD.	72	TOTAL 3º QUAD.	72
TOTAL DE DIAS LETIVOS NO ANO DE 2019					216

Figura 3.7: Calendário quadrimestral dos cursos de graduação para o ano de 2019.

De modo geral, a demanda registrada atinge os maiores valores no início e no fim de cada ano, correspondendo à estação do verão. Desse modo, a contratação de demanda é feita considerando estes meses de maior consumo. Ainda assim, nota-se que há meses em que a demanda registrada excede 105% da demanda contratada, o que implica multas para a UC, conforme estabelecido pela regulação atual, a Resolução Normativa 414 da ANEEL [2]. A Figura 3.8 ilustra a frequência, em número de meses por ano, em que a demanda registrada excedeu em 5% a demanda contratada. É possível observar que este limiar é excedido com certa frequência. Em maio de 2016, a unidade de São Bernardo do Campo ajustou a demanda contratada de 400kW para 500kW, reduzindo a frequência de meses com potência excedida.

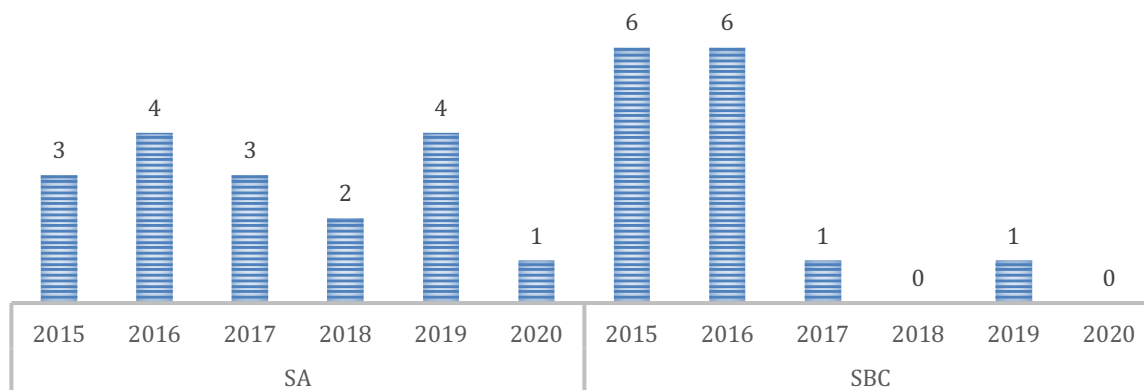


Figura 3.8: Número de meses em cada ano em que houve ultrapassagem de 105% da demanda contratada para cada UC.

3.1. Tendência de Consumo e de Demanda

No quesito de consumo de energia, a Figura 3.9 e a Figura 3.10 ilustram a sua tendência de crescimento ao longo dos anos por meio de uma média móvel de 12 meses para cada UC. A Tabela 3.1, por sua vez, compara o consumo mensal verificado em cada ano em relação a

2015. É possível perceber que há uma tendência de crescimento do consumo de energia, em especial na unidade de São Bernardo do Campo, na maioria dos meses. Decidiu-se desconsiderar o ano de 2020 da análise dado os impactos ocasionados pela pandemia da COVID-19 e as restrições impostas ao ensino e trabalho presenciais.

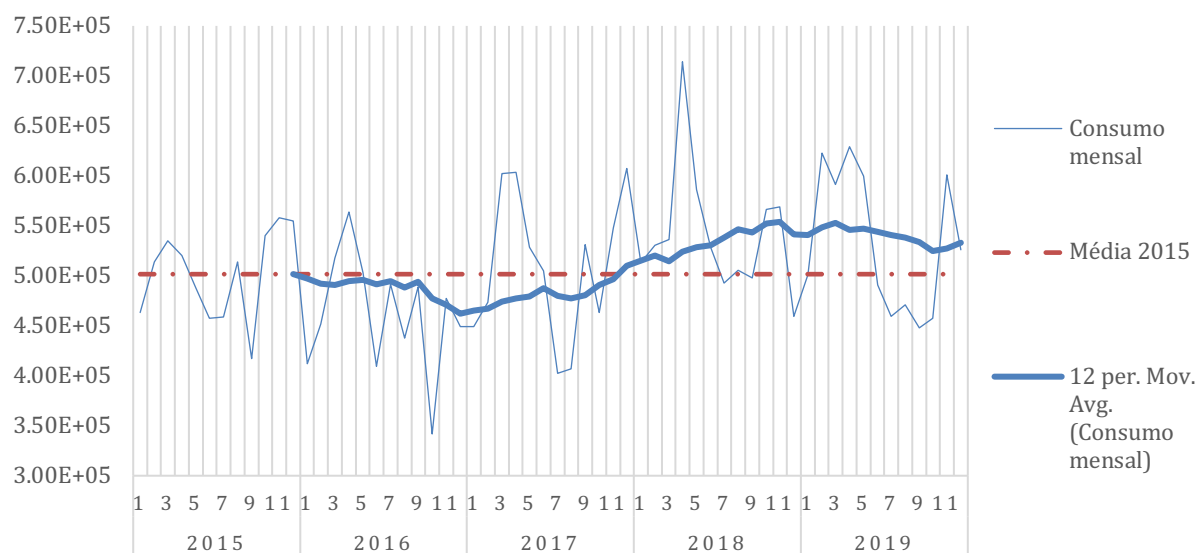


Figura 3.9: Consumo de energia UC de Santo André em kWh.

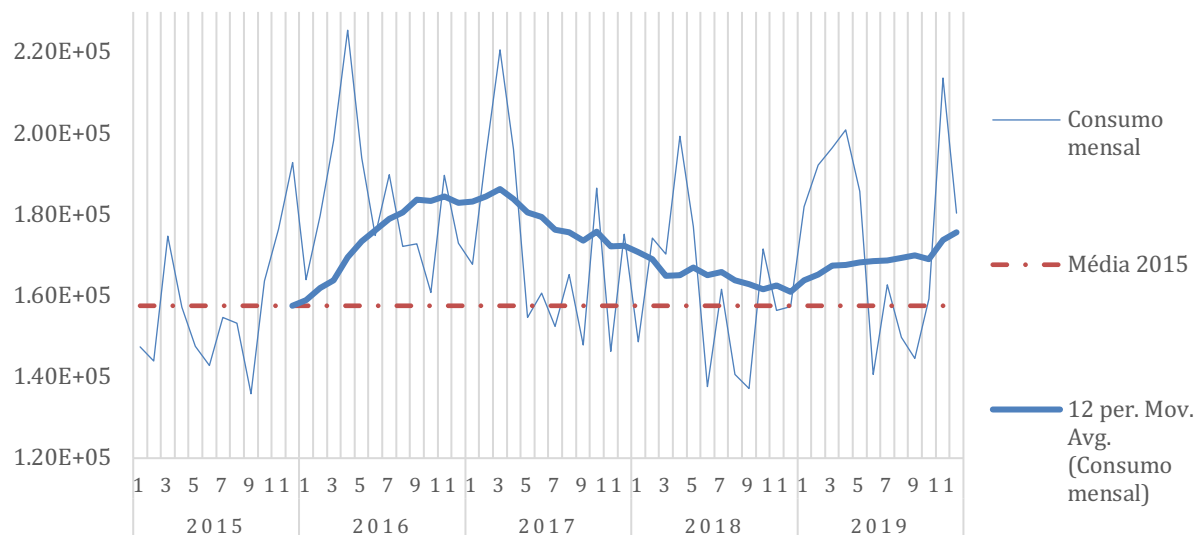


Figura 3.10: Consumo de energia UC de São Bernardo do Campo em kWh.

Tabela 3.1: Comparativo anual de consumo de energia de cada mês em relação ao ano de 2015.

UC	2016	2017	2018	2019	Média
SA	-7,9%	1,7%	8,0%	6,3%	
1	-11,0%	-3,0%	10,8%	8,2%	1,2%
2	-12,2%	-7,9%	3,2%	21,2%	1,1%
3	-3,1%	12,6%	0,3%	10,6%	5,1%
4	8,4%	16,0%	37,3%	21,0%	20,7%
5	3,2%	8,5%	20,2%	23,1%	13,7%
6	-10,5%	10,3%	15,6%	7,4%	5,7%
7	7,1%	-12,3%	7,3%	0,1%	0,6%
8	-14,8%	-20,9%	-1,7%	-8,4%	-11,4%
9	17,2%	27,3%	19,3%	7,4%	17,8%
10	-36,7%	-14,2%	4,9%	-15,3%	-15,3%
11	-14,4%	-1,8%	1,9%	7,7%	-1,6%
12	-19,0%	9,6%	-17,2%	-5,1%	-7,9%
SBC	16,1%	9,4%	2,2%	11,5%	
1	11,3%	13,9%	0,9%	23,5%	12,4%
2	24,8%	35,3%	21,0%	33,5%	28,7%
3	13,5%	26,3%	-2,5%	12,4%	12,4%
4	43,5%	24,8%	26,9%	27,8%	30,7%
5	31,4%	4,8%	19,9%	25,9%	20,5%
6	22,4%	12,5%	-3,6%	-1,5%	7,4%
7	22,7%	-1,5%	4,4%	5,1%	7,7%
8	12,3%	7,8%	-8,3%	-2,3%	2,4%
9	27,2%	8,8%	0,9%	6,4%	10,8%
10	-1,8%	14,0%	4,8%	-2,7%	3,6%
11	7,5%	-17,1%	-11,3%	21,1%	0,0%
12	-10,3%	-9,2%	-18,4%	-6,5%	-11,1%

Da Tabela 3.1, tomando o período de julho a dezembro, observa-se frequentemente para a Unidade de Santo André um decréscimo da energia consumida em relação à 2015. Isso pode ser explicado pelo fato de 2015 ter sido um ano especificamente mais quente e úmido neste período para a região de São Paulo, como pode ser observado na Figura 3.11, a qual emprega

dados da Estação Meteorológica do Mirante de Santana, a estação encontrada com dados mais completos do período e mais próxima à região do ABC. Desta forma, este pode ter sido o motivo que elevou o consumo de energia dos sistemas de climatização.

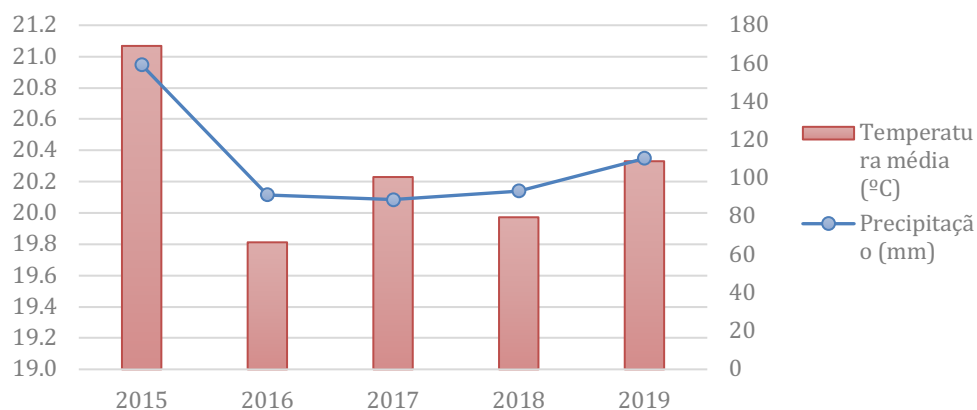


Figura 3.11: Temperatura média (eixo esquerdo) e precipitação total (eixo direito) no período de julho a dezembro para cada ano. Dados: Estação Meteorológica do Mirante de Santana [7].

De modo geral, a tendência de crescimento do consumo de energia vai de encontro ao aumento do número de alunos regulares na UFABC, conforme indicado na Figura 3.12 e na Figura 3.13. Um crescimento mais acentuado foi verificado para a unidade de São Bernardo do Campo, com um aumento de 60% de alunos matriculados em 2020, em relação a 2015, frente a um aumento de 20% para a unidade de Santo André, considerando o mesmo período de análise. Com relação à composição dos cursos, cerca de 55% é realizado no período noturno (Figura 3.14) que corresponde em parte ao horário de ponta da região e corrobora o fato de que a demanda do posto horário de ponta não é tão inferior quanto a de fora de ponta.

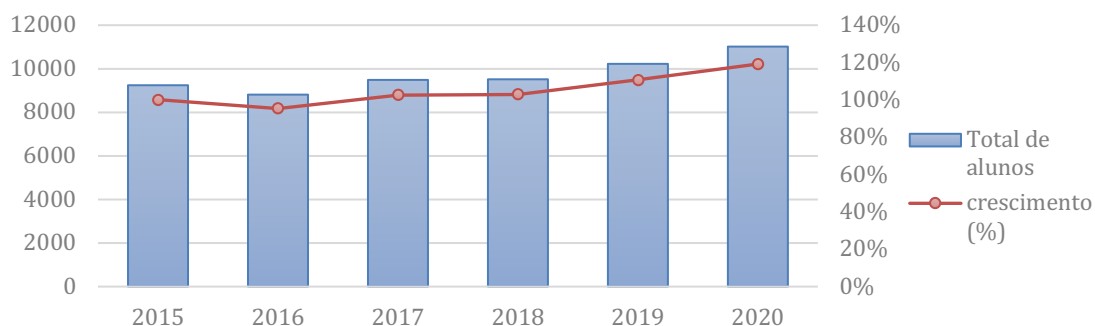


Figura 3.12: Número total de estudantes regulares na unidade de Santo André e crescimento percentual em relação ao ano de 2015. Dados extraídos de [1].

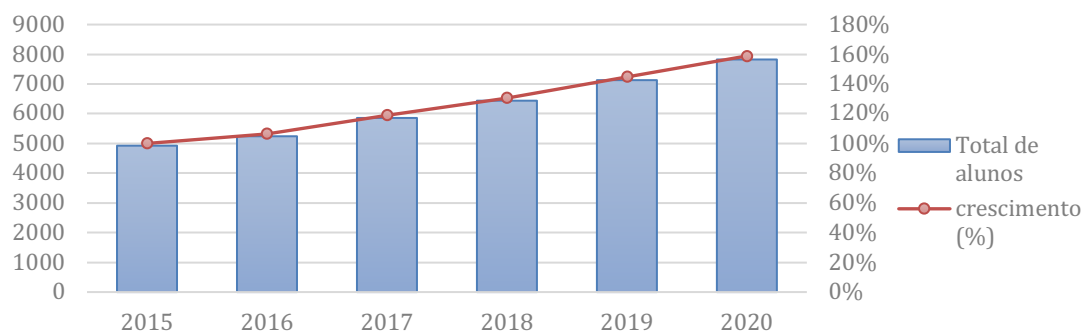


Figura 3.13: Número total de estudantes regulares na unidade de São Bernardo do Campo e crescimento percentual em relação ao ano de 2015. Dados extraídos de [1].

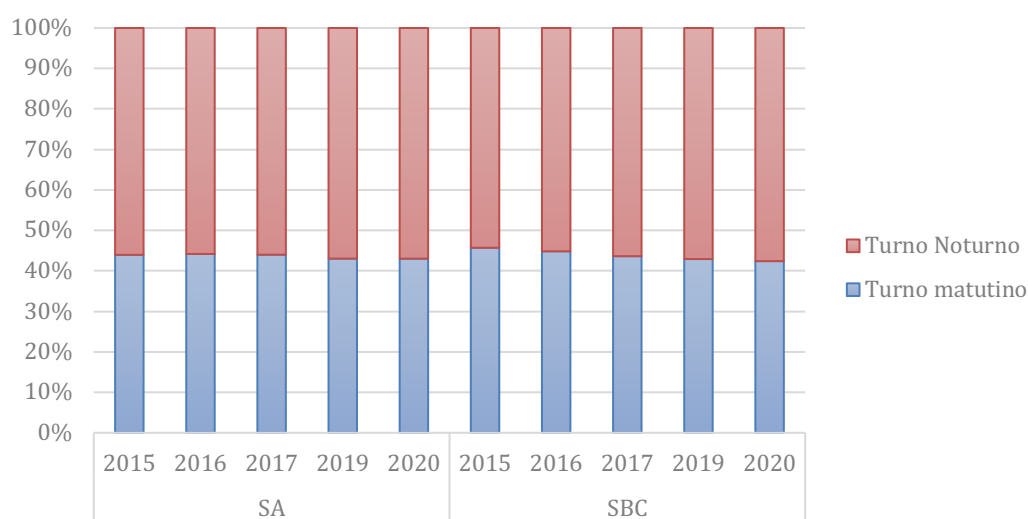


Figura 3.14: Composição de alunos matriculados em turno matutino e noturno. Dados extraídos de [1].

Do ponto de vista de projeções futuras, ambas as unidades possuem planos de expansão de infraestrutura, com a construção de novas unidades demonstradas na Figura 3.15 e na Figura 3.16. Devido aos recentes cortes de investimentos e com o início da pandemia da COVID-19, as obras enfrentam dificuldades [8]. No entanto, a longo prazo, espera-se que sejam concluídas e que a demanda por energia cresça com a expansão das unidades, bem como a demanda de potência. Desse modo, a redução dos custos com energia elétrica e a otimização da demanda contratada apresentam-se como alternativas para alavancar os planos de expansão da Universidade em períodos de cortes de investimentos e crises econômicas.

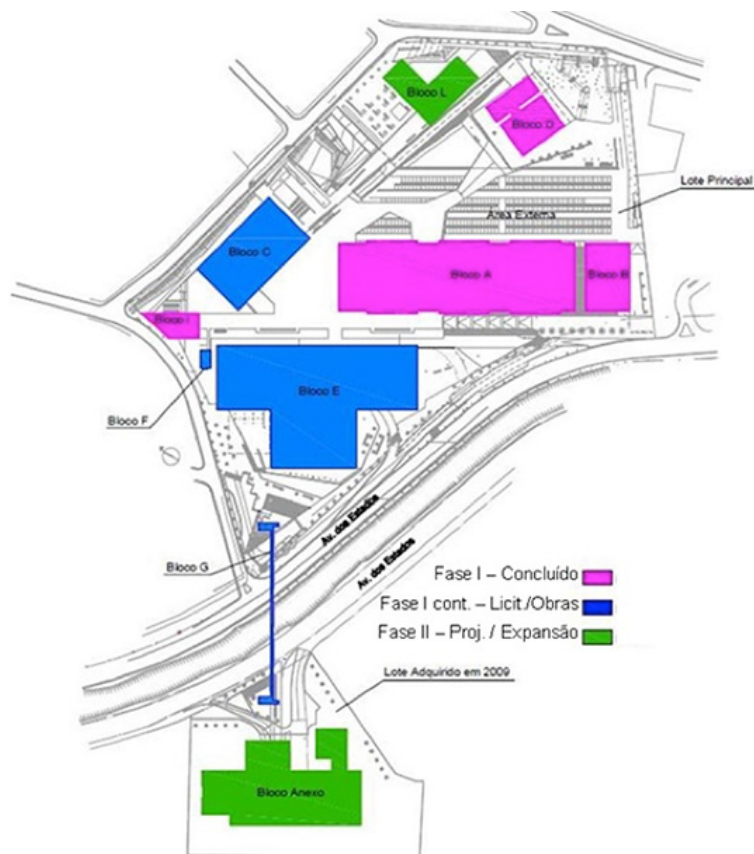


Figura 3.15: Mapa esquemático da unidade de Santo André, projetos em obras e de expansão. Extraído de [9].

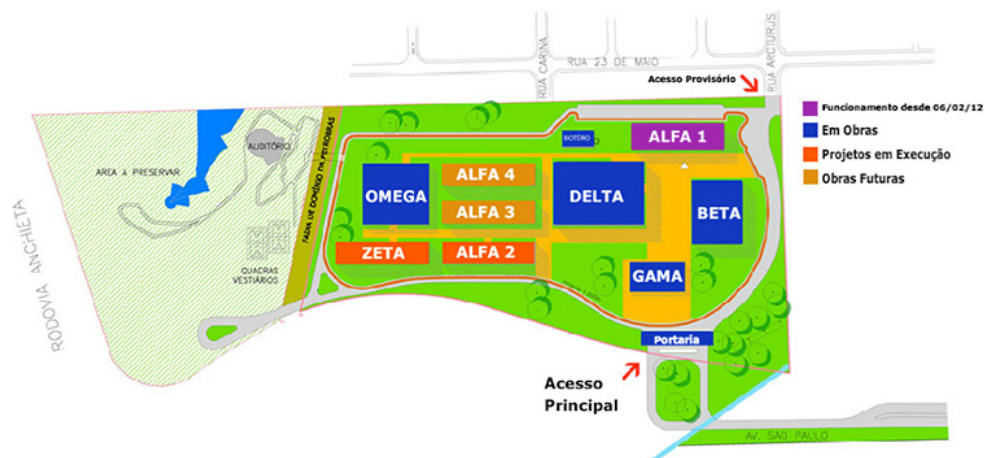


Figura 3.16: Mapa esquemático da unidade de São Bernardo do Campo, projetos em obras e de expansão. Extraído de [10].

3.2. Contratação de Demanda

Anualmente, os consumidores do grupo A que possuem tarifa binômia, isto é, que pagam uma parcela referente ao consumo de energia, em kWh, e outra parcela referente a demanda máxima verificada mensalmente, em kW, devem firmar o Contrato de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD) com a concessionária de distribuição local informando o(s) valor(es) de Montante de Uso do Sistema de Distribuição (MUSD) a ser(em) contratado(s) no próximo ano [2]. Dependendo da modalidade tarifária empregada no consumidor, este deve informar valores de MUSD para os postos horários de ponta e fora ponta – modalidade horosazonal azul – ou somente um valor de MUSD que engloba ambos os postos horários – modalidade horosazonal verde.

Os MUSD definem os valores de demanda de potência ativa (em kW) que os consumidores podem requisitar da rede de distribuição, sendo bastante importantes para o planejamento de expansão das redes de energia elétrica. Desta forma, mensalmente os consumidores do grupo A, além de serem cobrados por consumo de energia elétrica, são tarifados por consumo de demanda. As medições ocorrem em intervalos de 15 minutos, nas quais verifica-se a máxima demanda utilizada pelo consumidor em ambos os postos horários. A demanda utilizada para fins de cobrança dos Encargos de Uso do Sistema de Distribuição (EUSD) é obtida a partir do valor máximo entre a demanda verificada e a demanda contratada no posto horário em análise, sendo o valor resultante multiplicado pela Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD). Caso a demanda verificada exceda em mais de 5% da demanda contratada, aplica-se também uma parcela de penalidade correspondente ao valor excedente em relação a 105% da demanda contratada multiplicado por 2 vezes a TUSD. Destaca-se que, devido a esta penalidade, uma má contratação de demanda pode levar a custos excessivos para o consumidor. Vale ressaltar que uma contratação excessiva de demanda também pode prejudicar financeiramente o consumidor, que pagará por uma demanda mais alta mesmo sem necessitar totalmente dela.

Nas Unidades Consumidoras (UCs) analisadas neste projeto, conforme discutido e demonstrado a partir da Figura 3.17 até a Figura 3.20, embora seja identificada uma sazonalidade bastante evidente para ambos os *campi*, esta não pode ser utilizada como uma ferramenta para contratação de demanda, visto que a Resolução Normativa 414 da ANEEL [2] define que a sazonalidade é definida quando o consumo de “*energia elétrica é destinado à atividade que utilize matéria-prima advinda diretamente da agricultura, pecuária, pesca, ou, ainda, para fins de extração de sal ou de calcário, este destinado à agricultura*”. Desta forma,

a contratação de demanda deve ser empregada através da tarifa binômia de energia elétrica, não podendo adaptar à contratação em função da sazonalidade verificada na universidade.

Atualmente, ambos os *campi* são tarifados através da modalidade horosazonal verde, a qual estabelece um único valor de tarifa aplicada à demanda, isto é, a TUSD. Segundo [4], este valor equivale a R\$ 15,48 por kW. O consumo descrito a partir da Figura 3.1 até a Figura 3.6 destaca a similaridade de demanda entre ambos os postos horários, o que indica que a escolha pela contratação na tarifa verde, em primeira análise, aparenta ser bastante coerente.

A UC de Santo André demonstrou possuir um comportamento bastante semelhante ao longo dos anos para ambos os postos horários, conforme identificado na Figura 3.17 e na Figura 3.19. Embora em alguns meses ocorra ultrapassagem de 105% da demanda contratada, tolerância estabelecida em [2], contabilizados na Figura 3.8, seu consumo de demanda oscila em torno do valor contratado, indicando que o contrato pode estar bem ajustado. Já a UC de São Bernardo do Campo, embora também possua um comportamento similar ao longo dos anos, verificou-se um consumo de demanda atípico para os anos de 2015 e 2016, conforme demonstrado nas Figura 3.18 e Figura 3.20.

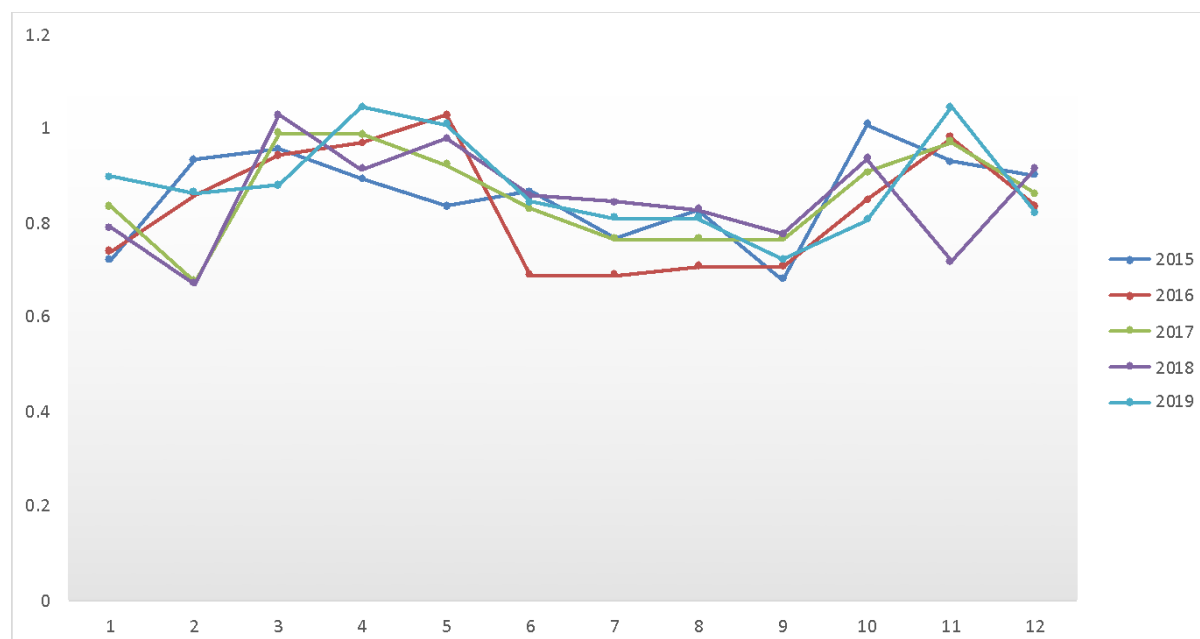


Figura 3.17: Demanda verificada mensal no posto horário de ponta em por unidade da demanda contratada atualmente na UC de Santo André para o período de 2015 a 2019.

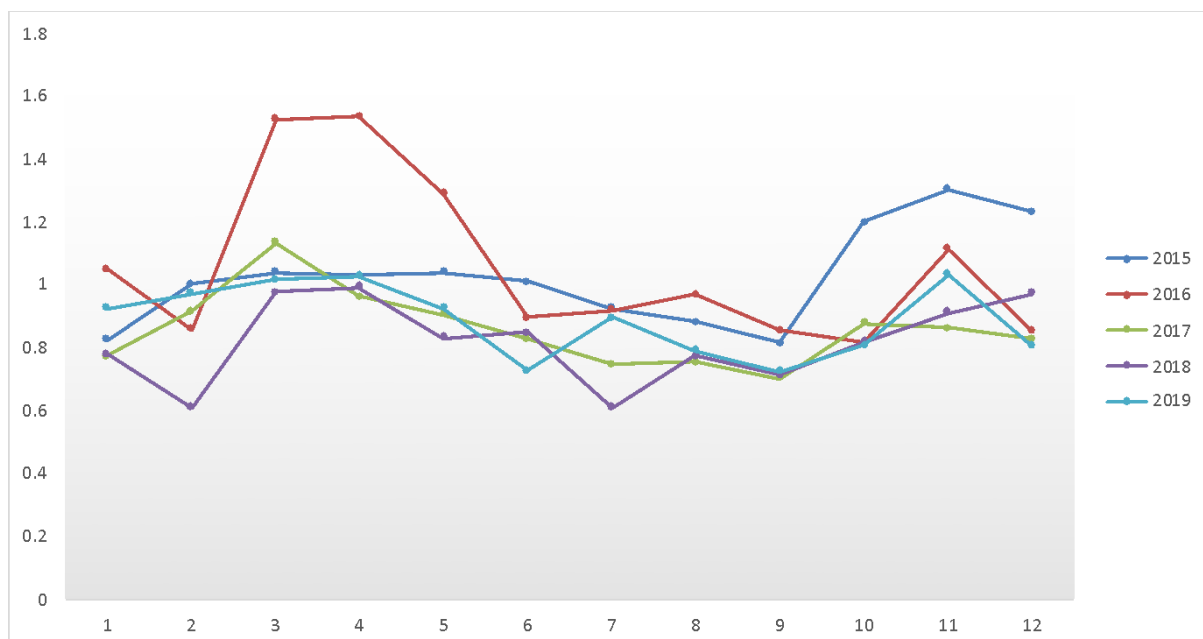


Figura 3.18: Demanda verificada mensal no posto horário de ponta em por unidade da demanda contratada atualmente na UC de São Bernardo do Campo para o período de 2015 a 2019.

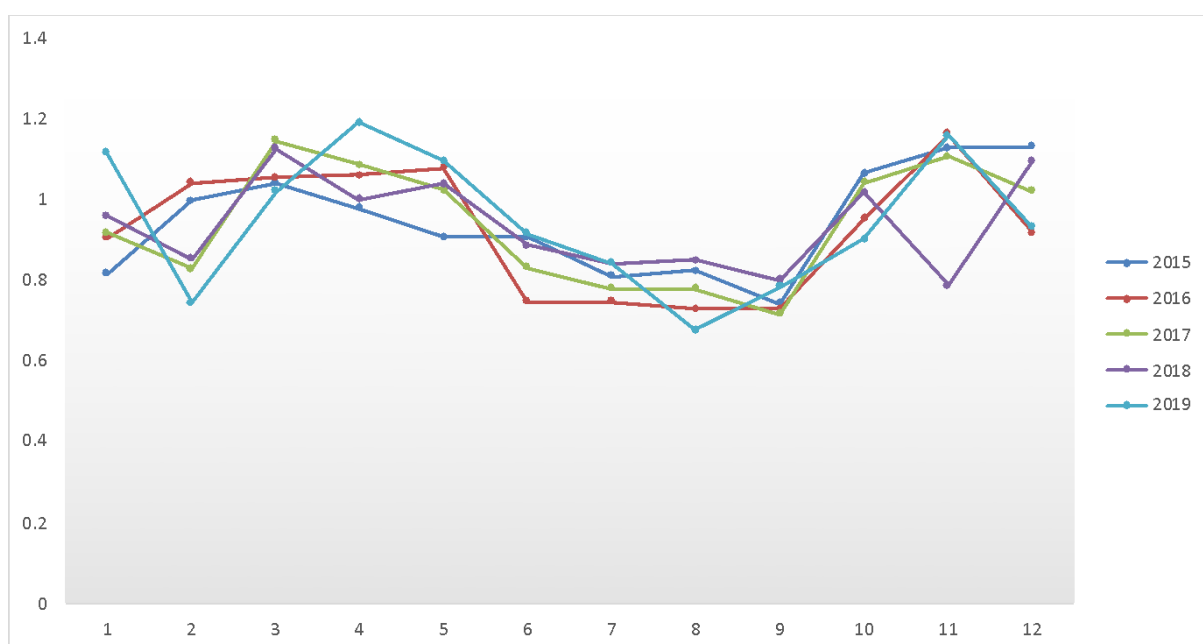


Figura 3.19: Demanda verificada mensal no posto horário de fora ponta em por unidade da demanda contratada atualmente na UC de Santo André para o período de 2015 a 2019.

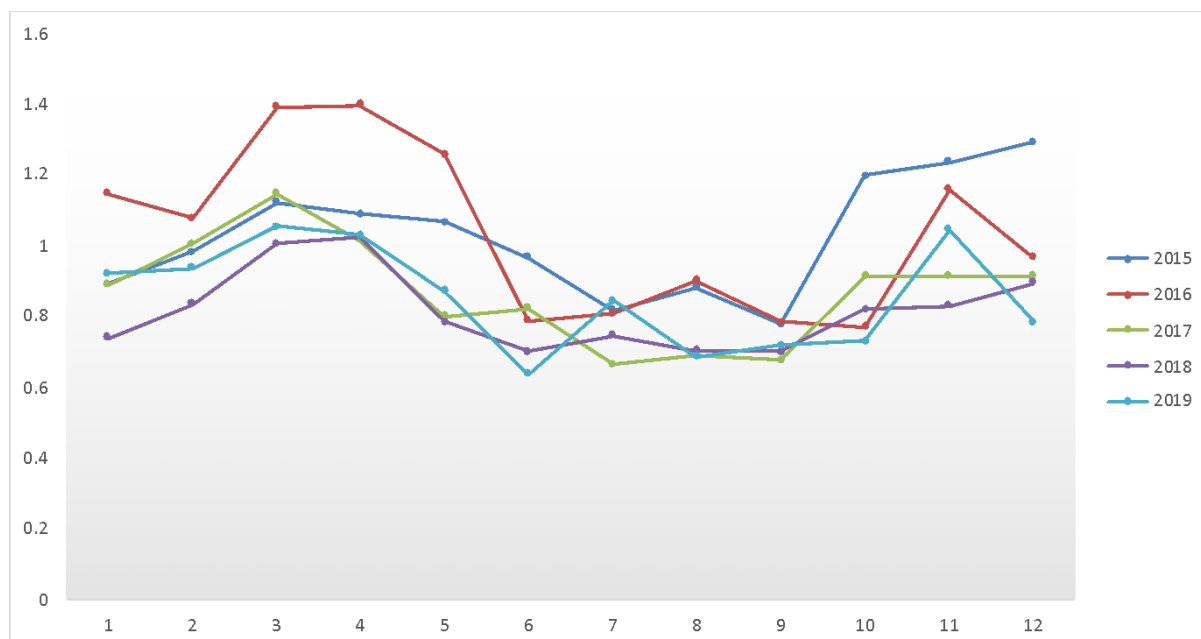


Figura 3.20: Demanda verificada mensal no posto horário de fora ponta em por unidade da demanda contratada atualmente na UC de São Bernardo do Campo para o período de 2015 a 2019.

A Figura 3.21 e a Figura 3.22, além das curvas de demanda verificadas mensalmente para os postos horários de ponta e fora ponta para Santo André e São Bernardo do Campo, respectivamente, contém uma comparação com a demanda média de 2015 e suas respectivas médias móveis em um período de 12 meses. A Figura 3.21 ilustra que, salvo pequenas oscilações, o comportamento médio da demanda no campus de Santo André é bastante similar ao longo dos anos, o que indica que há uma tendência desse comportamento continuar sendo mantido. A Figura 3.22, por sua vez, destaca o comportamento atípico de 2015 e 2016, principalmente o último, no campus de São Bernardo do Campo, sendo que após tais anos o comportamento da carga da UC se tornou mais estável ao longo de sua sazonalidade anual.

Adicionalmente, pode-se observar que há uma maior diferença da demanda de ponta e fora ponta na unidade de Santo André e uma menor diferença na de São Bernardo do Campo. O comportamento relaciona-se ao fato de que o *campus* de Santo André possui maior quantidade de prédios administrativos e de laboratórios, com mais atividades sendo realizadas em horário comercial, abrangendo a maior parte da demanda fora ponta. O *campus* de São Bernardo do Campo, por sua vez, possui apenas um bloco em funcionamento, o bloco Alfa (Figura 3.16), que é dedicado principalmente ao ensino. Como 55% das aulas são realizadas no período noturno, que abrange boa parte do período de ponta, é natural que as demandas apresentem um perfil mais igualitário. No entanto, entende-se que a diferença entre demanda

ponta e fora ponta para São Bernardo do Campo aumente com a expansão do *campus* e com o aumento das atividades administrativas e laboratoriais ao longo dos horários comerciais.

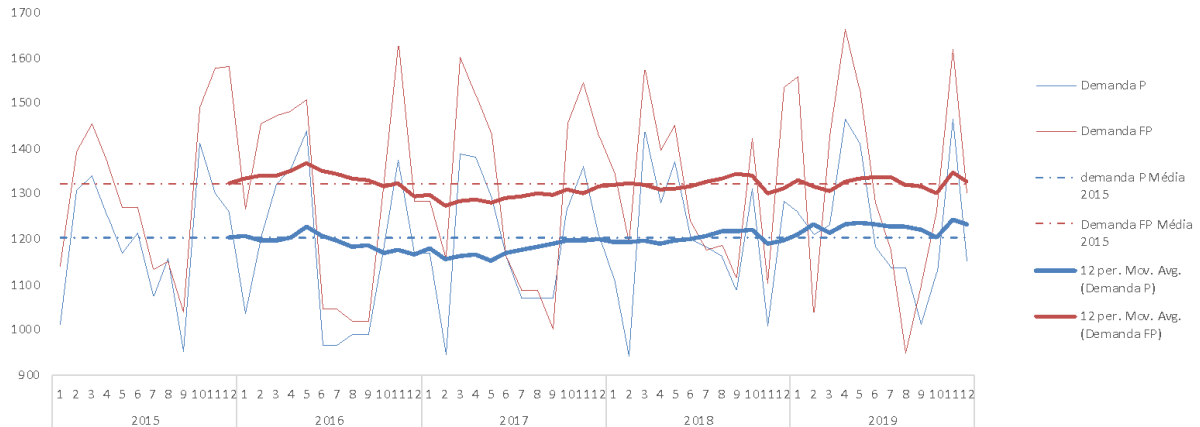


Figura 3.21: Demanda verificada na UC de Santo André em kW.

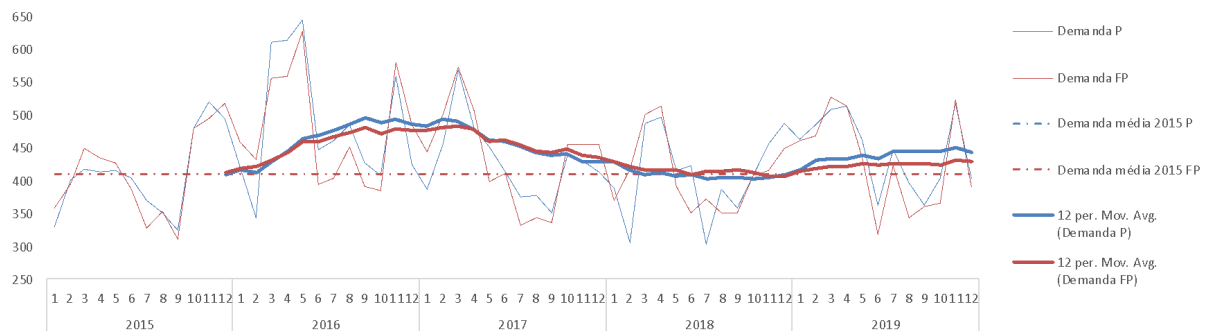


Figura 3.22: Demanda verificada na UC de São Bernardo do Campo em kW.

Os dados históricos verificados permitem a análise da contratação de demanda do consumidor para os anos seguintes, desconsiderando a pandemia da COVID-19, pois não há dados suficientes que permitam a análise do comportamento de carga neste período e após o retorno gradual das atividades espera-se que as curvas de carga dos *campi* voltem a se normalizar. Além disso, a contratação de demanda deve se basear em um comportamento estável, o que não acontece no cenário atípico e temporário da pandemia.

Com base no exposto, as curvas de demanda anuais, isto é, com seus valores verificados mensalmente para os últimos 5 anos, 2015 a 2019, com exceção de 2020, podem ser utilizadas para determinar os valores de MUSD a serem contratados. Neste contexto, empregou-se o estudo descrito em [11], o qual propõe um modelo de otimização que descreve e soluciona o

problema de contratação do MUSD considerando sua tolerância e multa em caso de ultrapassagem. O modelo de otimização proposto pode ser descrito através da Figura 3.23, na qual, somente para auxiliar a compreender a modelagem do problema, as máximas demandas mensais são aproximadas por uma reta em ordem decrescente, embora os valores sejam na realidade discretizados mês a mês, sendo que:

- CP representa a tarifa paga quando a demanda verificada é inferior ou igual a demanda contratada, isto é, a tarifa TUSD;
- UP representa a tarifa paga quando a demanda verificada ultrapassa a tolerância de ultrapassagem (i.e., *tolerance* na Figura 3.23);
- CD representa o valor de MUSD empregado;
- m representa o mês;
- MD_m representa o valor de máxima demanda verificada no mês m ;
- \overline{MD} representa o valor de máxima demanda anual;
- \bar{m} representa o número máximo de meses analisado.

Caso o consumidor contrate o valor de demanda CD , seu custo com demanda anual será a soma dos volumes do prisma azul, vermelho e cinza. O volume do prisma verde representa o quanto se economiza ao contratar a demanda CD (em comparação com não contratar nenhum valor de demanda) e o volume do prisma amarelo representa a vantagem trazida pela tolerância de ultrapassagem. Já o volume do prisma vermelho representa as perdas ao se contratar CD , pois em alguns meses a demanda será inferior à contratada, e o volume cinza representa o valor pago anualmente por se ultrapassar a demanda em alguns meses.

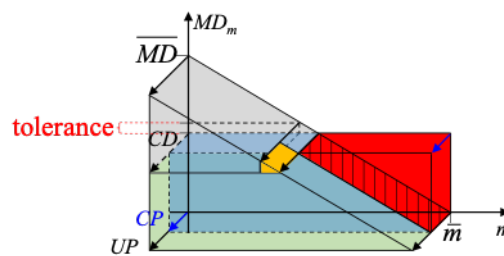


Figura 3.23: Representação do modelo de otimização utilizado. Extraído de [11].

O modelo de otimização é descrito em (1) - (12) e possui como função objetivo a maximização do benefício em se contratar a demanda CD . Isto é, maximiza-se o volume do prisma verde, cujos valores de demanda são descritos pela variável PMD_m , e o amarelo, valores descritos pela variável TMD_m , e minimiza-se o volume do prisma vermelho, valores descritos

pela variável LMD_m . As restrições definem as regiões de cada prisma, sendo que a variável binária y_m simboliza os meses em que houve ultrapassagem de demanda, porém esta permaneceu dentro da tolerância de 5% estabelecida em [2].

$$\max (UP - CP) \cdot \sum_{m=1}^{\underline{m}} (PMD_m + TMD_m) - CP \cdot \sum_{m=1}^{\underline{m}} LMD_m \quad (1)$$

$$\text{sujeito a:} \quad 0 \leq PMD_m \leq CD \quad (2)$$

$$PMD_m \leq MD_m \quad (3)$$

$$LMD_m \geq CD - MD_m \quad (4)$$

$$LMD_m \geq 0 \quad (5)$$

$$0 \leq TMD_m \leq tol \cdot CD \quad (6)$$

$$TMD_m \leq 10^6 \cdot y_m \quad (7)$$

$$MD_m - (1 + tol) \cdot CD \leq 10^6 \cdot (1 - y_m) \quad (8)$$

$$MD_m - CD \geq -10^6 \cdot (1 - y_m) \quad (9)$$

$$-10^6 \cdot (1 - y_m) + TMD_m \leq MD_m - CD \quad (10)$$

$$MD_m - CD \leq 10^6 \cdot (1 - y_m) + TMD_m \quad (11)$$

$$y_m \in \{0,1\} \quad (12)$$

O modelo foi simulado para ambos os *campi* e postos horários variando-se a quantidade de dados utilizada, ou seja, considerou-se a análise avaliando somente a medição de 2019, 2018 e 2019, 2017 a 2019, 2016 a 2019 e 2015 a 2019. Os resultados são exibidos na Tabela 3.2. Verifica-se que ambas as contratações atuais estão bem próximas aos resultados obtidos, isto é, sabendo que a contratação atual do campus de Santo André é de 1400 kW, enquanto que de São Bernardo do Campo é de 500 kW.

Conforme verificado, para o campus de Santo André os dados de 2015 a 2019 são bastante similares, o que induz o estudo a considerar os 5 anos disponíveis, resultando em um valor de aproximadamente 1260 kW para o posto horário de ponta e de 1420 kW para o de fora ponta. Atualmente, sob a modalidade horosazonal verde, o mais indicado seria que a UC contratasse o maior valor dentre os dois, logo, 1420 kW, bastante próximo aos 1400 kW atualmente contratados. Já para o campus de São Bernardo do Campo, nota-se que os anos de 2015 e 2016 foram bastante atípicos, o que induz o estudo a considerar para análise o comportamento mais estável de 2017 a 2019, resultando em um valor de aproximadamente

465 kW para o posto horário de ponta e 445 kW para o de fora ponta. Novamente, para uma única contratação de MUSD, isto é, sem diferenciação de posto horário, o valor mais indicado seria de 465 kW, um pouco inferior, porém ainda próximo, ao contrato atual de 500 kW.

Tabela 3.2: Resultados de contratação de demanda para cada posto horário empregando o modelo de otimização proposto em [11].

Histórico de anos analisados	Anos Analisados	Campus de Santo André		Campus de São Bernardo do Campo	
		MUSD P	MUSD FP	MUSD P	MUSD FP
1	2019	1209,30	1485,62	492,76	446,38
2	2018 e 2019	1248,00	1381,62	464,76	446,38
3	2017 a 2019	1248,00	1460,76	464,76	446,38
4	2016 a 2019	1257,62	1460,76	464,76	446,38
5	2015 a 2019	1257,62	1417,62	464,75	446,38

Este resultado diferenciado por posto horário de ponta e fora ponta, em especial na unidade de Santo André, permite a análise da modalidade tarifária atualmente empregada. Para isso, considera-se os valores de TUSD atuais da concessionária de distribuição local descritos na Tabela 3.3.

Tabela 3.3: Valores de TUSD atualmente empregados pela concessionária de distribuição local para consumidores do subgrupo A4 segundo [4].

Tarifa	Posto Horário	TUSD	
		Demanda (R\$/kW)	Energia (R\$/kWh)
Azul	Ponta	23,13	0,07997
	Fora Ponta	15,48	0,07997
Verde	Ponta	15,48	0,64212
	Fora Ponta		0,07997

Para tal análise, calculou-se o gasto com a tarifa TUSD para demanda e energia para cada mês de 2019 em duas situações diferentes em cada um dos *campus*:

- i) Tarifa verde: utilizando a contratação sugerida sem diferenciação de posto horário, isto é, de 1420 kW para o campus de Santo André e 465 kW para o posto de São Bernardo do Campo.
- ii) Tarifa azul: utilizando a contratação sugerida com diferenciação de posto horário, isto é, de 1260 kW para o posto horário de ponta e 1420 kW para o posto horário de fora ponta o campus de Santo André e 465 kW para o posto de ponta e 445 kW para o posto horário de fora ponta para o campus de São Bernardo do Campo.

A análise de ambos os casos levou a conclusões distintas para cada um dos *campus*, conforme pode ser verificado na Tabela 3.4 e na Tabela 3.5 a seguir. A Tabela 3.4 analisa as tarifas horosazonais azul e verde para o campus de Santo André, enquanto a Tabela 3.5 para o campus de São Bernardo do Campo. A partir dos valores de potência e energia faturados em suas contas, foi possível calcular qual teria sido seu gasto com as parcelas TUSD em 2019 em ambas as modalidades tarifárias caso se tivesse contratado os valores de demanda obtidos pelo modelo de otimização. Verificou-se somente a parcela referente a TUSD potência (R\$/kW) e energia (R\$/kWh) visto que as tarifas de energia (TE) são as mesmas para ambas as modalidades tarifárias.

Para o *campus* de São Bernardo do Campo houve uma diferença bastante notória, sendo que a tarifa horosazonal verde trouxe mais vantagens e um custo verificado anualmente ainda mais barato, simbolizando que esta tarifa está bastante adequada para esta UC. Já para o *campus* de Santo André, notou-se que, embora se trate de uma diferença menor que a observada para São Bernardo do Campo, a tarifa horosazonal azul melhor representa esta UC, visto que seu consumo de energia é bastante alto durante o posto horário de fora ponta, o que afeta a parcela da TUST referente a energia. Embora seu consumo de demanda seja bastante similar em ambos os postos horários, a diferença entre as tarifas de potência da TUSD ponta e fora ponta não chega a ser duas vezes, enquanto a tarifa de energia no posto horário de ponta é quase 10 vezes maior que a de fora ponta conforme a Tabela 3.3. Desta forma, a sugestão final para cada uma das UCs é resumida na Tabela 3.6.

Tabela 3.4: Análise das tarifas horosazonais para o campus de Santo André para os valores de demanda e energia faturados em 2019.

Tarifa Horosazonal Verde									
Mês	Demanda Contratada Ponta (kW)	Demanda Contratada Fora Ponta (kW)	Demanda Registrada Ponta (kW)	Demanda Registrada Fora Ponta (kW)	Energia Ponta (kWh)	Energia Fora Ponta (kWh)	Parcela Potência (R\$)	Parcela Energia (R\$)	Total (R\$)
1	1260	1420	1258,3	1559,9	48326,7	452707,1	28478,56	67234,53	95713,08
2	1260	1420	1258,3	1039,9	61923,1	561112,4	21981,60	84634,22	106615,82
3	1260	1420	1258,3	1425,5	67196,0	524148,7	22237,02	85064,07	107301,09
4	1260	1420	1464,1	1664,0	77599,0	551728,6	33312,96	93949,61	127262,57
5	1260	1420	1411,2	1533,0	68075,5	531769,1	27229,32	86238,21	113467,53
6	1260	1420	1181,0	1281,0	57229,4	433761,3	21981,60	71436,03	93417,63
7	1260	1420	1134,8	1175,2	54180,2	405040,2	21981,60	67181,25	89162,85
8	1260	1420	1134,8	946,7	55910,8	415130,3	21981,60	69099,41	91081,01
9	1260	1420	1011,4	1097,0	27610,1	420541,0	21981,60	51359,66	73341,26
10	1260	1420	1127,3	1261,7	54350,3	402919,0	21981,60	67120,85	89102,45
11	1260	1420	1464,1	1619,5	72538,8	528500,7	31246,38	88842,82	120089,20
12	1260	1420	1149,1	1302,0	60725,3	465373,4	21981,60	76208,84	98190,44
Total (R\$)									1204744,94
Tarifa Horosazonal Azul									
Mês	Demanda Contratada Ponta	Demanda Contratada Fora Ponta	Demanda Registrada Ponta	Demanda Registrada Fora Ponta	Energia Ponta	Energia Fora Ponta	Parcela Potência	Parcela Energia	Total
1	1260	1420	1258,3	1559,9	48326,7	452707,1	57622,36	40067,67	97690,03
2	1260	1420	1258,3	1039,9	61923,1	561112,4	51125,40	49824,15	100949,55
3	1260	1420	1258,3	1425,5	67196	524148,7	51380,82	47289,84	98670,66
4	1260	1420	1464,1	1664	77599	551728,6	76619,26	50327,33	126946,59
5	1260	1420	1411,2	1533	68075,5	531769,1	66864,89	47969,57	114834,46
6	1260	1420	1181	1281	57229,4	433761,3	51125,40	39264,53	90389,93
7	1260	1420	1134,8	1175,2	54180,2	405040,2	51125,40	36723,86	87849,26
8	1260	1420	1134,8	946,7	55910,8	415130,3	51125,40	37669,16	88794,56
9	1260	1420	1011,4	1097	27610,1	420541	51125,40	35838,64	86964,04
10	1260	1420	1127,3	1261,7	54350,3	402919	51125,40	36567,83	87693,23
11	1260	1420	1464,1	1619,5	72538,8	528500,7	74552,68	48065,13	122617,81
12	1260	1420	1149,1	1302	60725,3	465373,4	51125,40	42072,11	93197,51
Total (R\$)									1196597,61
Diferença custo anual azul – verde (R\$)									-8147,33

Tabela 3.5: Análise das tarifas horosazonais para o campus de São Bernardo do Campo para os valores de demanda e energia faturados em 2019.

Tarifa Horosazonal Verde									
Mês	Demanda Contratada Ponta (kW)	Demanda Contratada Fora Ponta (kW)	Demanda Registrada Ponta (kW)	Demanda Registrada Fora Ponta (kW)	Energia Ponta (kWh)	Energia Fora Ponta (kWh)	Parcela Potência (R\$)	Parcela Energia (R\$)	Total (R\$)
1	445	465	462,0	461,2	16075,9	165868,9	7198,20	23587,19	30785,39
2	445	465	485,5	468,7	19174,5	173086,0	8150,22	26154,02	34304,24
3	445	465	508,2	526,7	22883,9	173576,5	10063,55	28575,12	38638,67
4	445	465	513,2	514,1	23540,4	177302,6	9478,40	29294,65	38773,05
5	445	465	462,8	436,0	21307,0	164498,7	7198,20	26836,61	34034,81
6	445	465	363,7	318,4	16746,7	123970,1	7198,20	20667,28	27865,48
7	445	465	446,9	422,5	19346,5	143328,1	7198,20	23884,72	31082,92
8	445	465	395,6	342,7	20194,2	129578,6	7198,20	23329,50	30527,70
9	445	465	362,0	359,5	17633,5	126955,1	7198,20	21475,42	28673,62
10	445	465	403,2	365,4	19237,9	140004,9	7198,20	23549,23	30747,43
11	445	465	517,4	521,6	25125,5	188592,0	9826,70	31215,29	41041,99
12	445	465	402,4	392,3	20911,2	159482,0	7198,20	26181,28	33379,48
Total (R\$)									399854,79
Tarifa Horosazonal Azul									
Mês	Demanda Contratada Ponta	Demanda Contratada Fora Ponta	Demanda Registrada Ponta	Demanda Registrada Fora Ponta	Energia Ponta	Energia Fora Ponta	Parcela Potência	Parcela Energia	Total
1	445	465	462,0	461,2	16075,9	165868,9	18670,68	14550,13	33220,81
2	445	465	485,5	468,7	19174,5	173086,0	20473,17	15375,07	35848,25
3	445	465	508,2	526,7	22883,9	173576,5	24741,85	15710,94	40452,78
4	445	465	513,2	514,1	23540,4	177302,6	24503,65	16061,41	40565,07
5	445	465	462,8	436,0	21307,0	164498,7	18726,19	14858,88	33585,07
6	445	465	363,7	318,4	16746,7	123970,1	17491,05	11253,12	28744,17
7	445	465	446,9	422,5	19346,5	143328,1	17622,89	13009,09	30631,98
8	445	465	395,6	342,7	20194,2	129578,6	17491,05	11977,33	29468,38
9	445	465	362,0	359,5	17633,5	126955,1	17491,05	11562,75	29053,80
10	445	465	403,2	365,4	19237,9	140004,9	17491,05	12734,65	30225,70
11	445	465	517,4	521,6	25125,5	188592,0	25143,39	17090,99	42234,38
12	445	465	402,4	392,3	20911,2	159482,0	17491,05	14426,04	31917,09
Total (R\$)									405947,48
Diferença custo anual azul – verde (R\$)									6092,69

Tabela 3.6: Tarifas horosazonais e valores de demanda sugeridos a serem contratados por cada um dos *campus* analisados.

UC	Tarifa Horosazonal	Posto Horário	TUSD (kW)
Santo André	Azul	Ponta	1260
		Fora Ponta	1420
São Bernardo do Campo	Verde	Ponta	465
		Fora Ponta	

Ressalta-se que, embora o modelo aplicado tenha sido baseado em um conjunto amplo de dados de demanda dos *campi*, há a possibilidade de realizar reajustes de contratação de demanda ao longo do ano em curso. Para isso, de acordo com os modelos de CUSD praticados entre os consumidores do grupo A e as concessionárias de distribuição, há duas possibilidades de reajuste de demanda, aumento ou diminuição, e ambos devem ser solicitados previamente.

Dentre outros detalhes normativos, a distribuidora deve atender as solicitações de redução da demanda contratada efetuadas por escrito pelo consumidor com antecedência mínima de 90 dias, para os consumidores pertencentes ao subgrupo A4, no qual se insere as UCs em análise, e de 180 dias, para os consumidores pertencentes aos demais subgrupos. Além disso, é vedada mais de uma redução de demanda em um período de 12 meses. Em relação ao aumento da demanda contratada, a distribuidora atenderá no prazo máximo de até 30 (trinta) dias, desde que efetuadas por escrito pelo consumidor, as quais dependem da possibilidade técnica para tal.

4. Análise de Reativos

Os consumidores do grupo A devem manter seu fator de potência acima do limite de 0,92 estabelecido no Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica [12]. Desta forma, nas faturas de energia elétrica desses consumidores há um valor discretizado referente a energia reativa, a qual pode estar sendo somente contabilizada, ou sendo cobrada caso o fator de potência de referência de 0,92 não seja atendido [2]. Sendo assim, um fator de potência abaixo da referência (0,92) é indicativo de excedente de consumo de energia reativa no sistema, a qual será faturada.

O fator de potência é um índice que relaciona a potência capaz de realizar trabalho, isto é, a potência ativa (em W), e a potência aparente (em VA) do sistema. A potência aparente é composta pela parcela de potência ativa e reativa, sendo a última a que produz a energia absorvida pelos campos magnéticos e elétricos de cargas indutivas e capacitivas e não realiza trabalho, ocasionando sobrecargas e inviabilizando a disponibilidades de novas cargas. Tais grandezas podem ser representadas no triângulo retângulo da Figura 4.1 e o fator de potência pode ser obtido através da Equação (13).

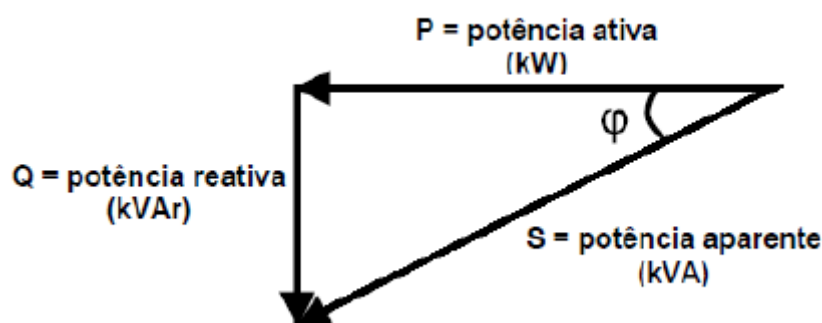


Figura 4.1: Triângulo de potências.

$$FP = \frac{P}{S} = \cos \varphi = \cos \left(\tan^{-1} \left(\frac{Q}{P} \right) \right) \quad (13)$$

A relação do triângulo das potências indica a eficácia no uso do sistema e quanto mais próximo de 1 está o fator de potência, menor é a potência reativa. Esse indicador é utilizado em vários países como uma forma de controle da qualidade de energia levada aos consumidores. Quando uma UC está com fator de potência fora dos limites permitidos, para que se suspenda a cobrança em fatura de excedente de reativos o consumidor deverá

providenciar adequações técnicas e/ou de gestão após análise das cargas, equipamentos, rotinas e processos.

Segundo o Módulo 8 do PRODIST [12], o fator de potência pode ser verificado através da Equação (14), a qual emprega a energia ativa (EA) e a energia reativa (ER). Esta fórmula permite que uma espécie de fator de potência seja estimada mensalmente para cada posto horário e cada uma das UCs analisadas, visto que os valores de EA e ER para ambos os postos horários são disponibilizados na fatura de energia.

$$FP = \frac{EA}{\sqrt{EA^2 + ER^2}} \quad (14)$$

A energia reativa verificada em cada posto horário e cada uma das UCs nas faturas no período disponibilizado de janeiro de 2015 a abril de 2020 estão representadas na Figura 4.2 e na Figura 4.3. Nota-se que os valores referentes ao período de ponta são relativamente menores aos de fora de ponta na UC de Santo André do que na UC de São Bernardo de Campo, o que corrobora os valores verificados de consumo de demanda em cada uma das UCs para cada um dos postos horários. Isto é, os valores para ponta e fora de ponta do *campus* de São Bernardo de Campo são mais próximos do que do *campus* de Santo André.

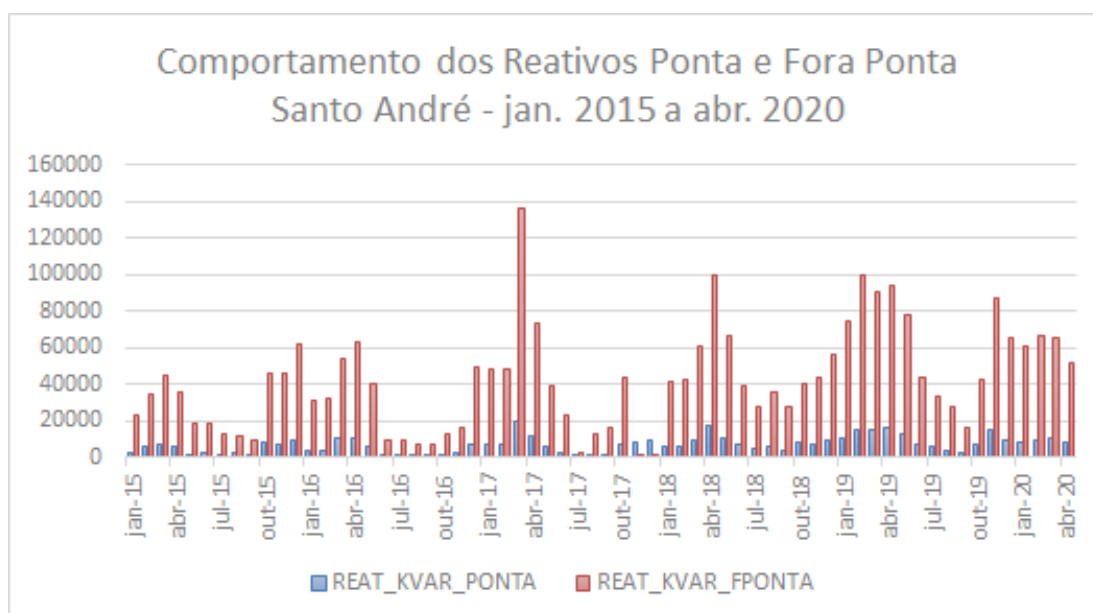


Figura 4.2: Valores mensais de reativos da UC de Santo André em kVar no período de 2015 a 2020.

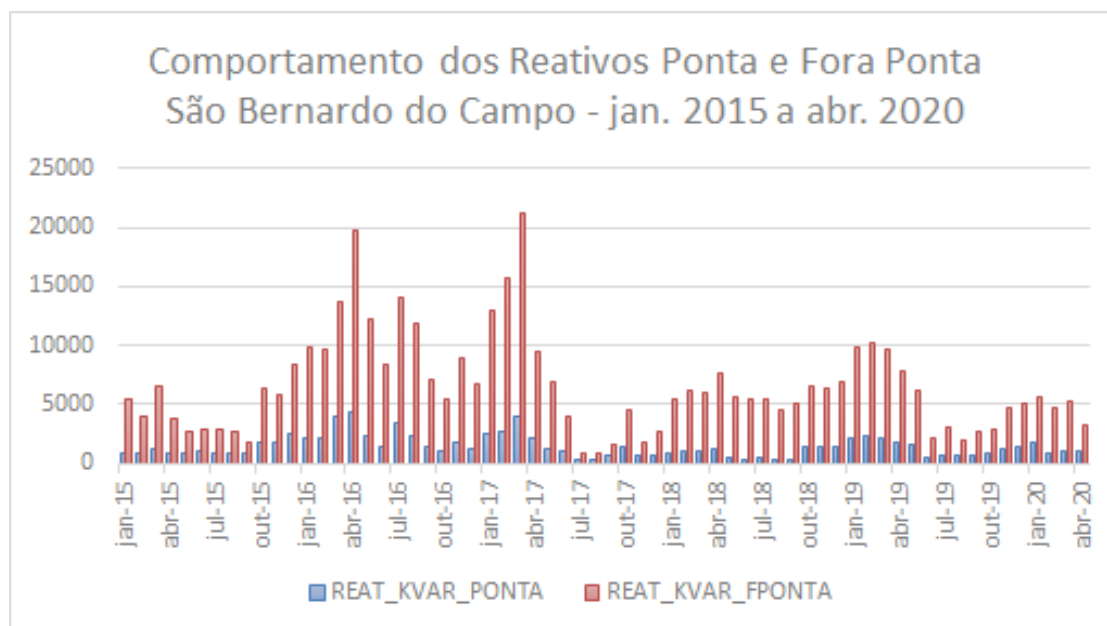


Figura 4.3: Valores mensais de reativos da UC de São Bernardo do Campo em kVar no período de 2015 a 2020.

Analisando as faturas de energia elétrica dos *campi* de Santo André e São Bernardo do Campo através da Equação (14) é possível obter os resultados contidos a partir da Figura 4.4 até a Figura 4.7. Nestas, o fator de potência é calculado para cada um dos meses dentro do período de janeiro de 2015 a abril de 2020 de cada posto horário e cada UC em análise. Os valores de fator de potência demonstram que a energia reativa está dentro dos limites determinados e, assim, não houve faturamento de Energia Reativa Excedente (ERE) em nenhum mês no período verificado.

Destaca-se, através da Figura 4.4 até a Figura 4.7, que não houve nenhum mês no período entre 2015 e 2020 que o fator de potência tenha ficado abaixo de 0,92 tanto para o posto horário de ponta quanto para o posto horário de fora ponta. Desta forma não há necessidade de corrigir o fator de potência, já que não houve excesso de reativos e em média os valores são muito próximos de 1.

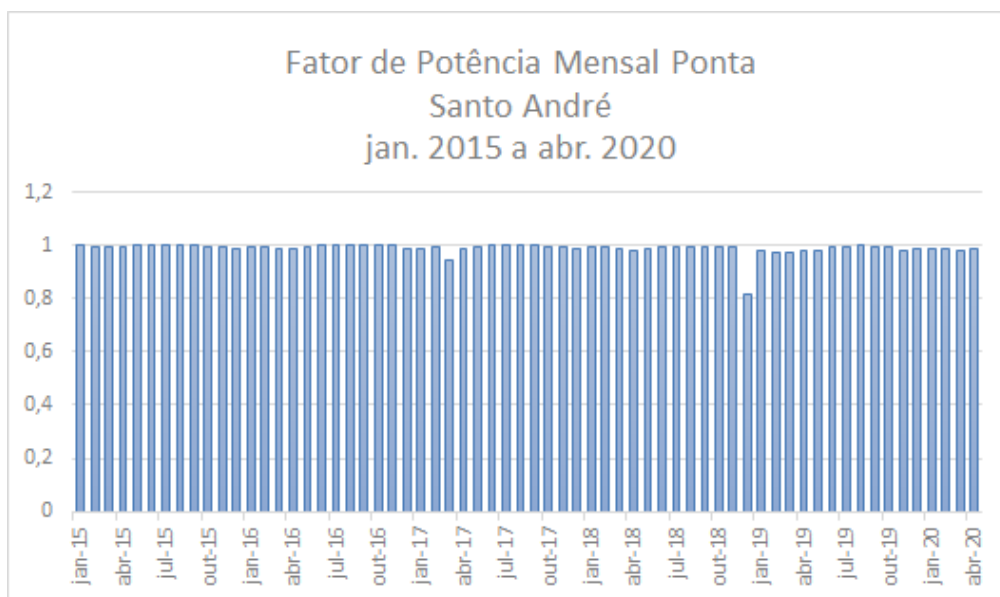


Figura 4.4: Fator de potência da UC de Santo André calculado para o posto horário de ponta no período de 2015 a 2020.

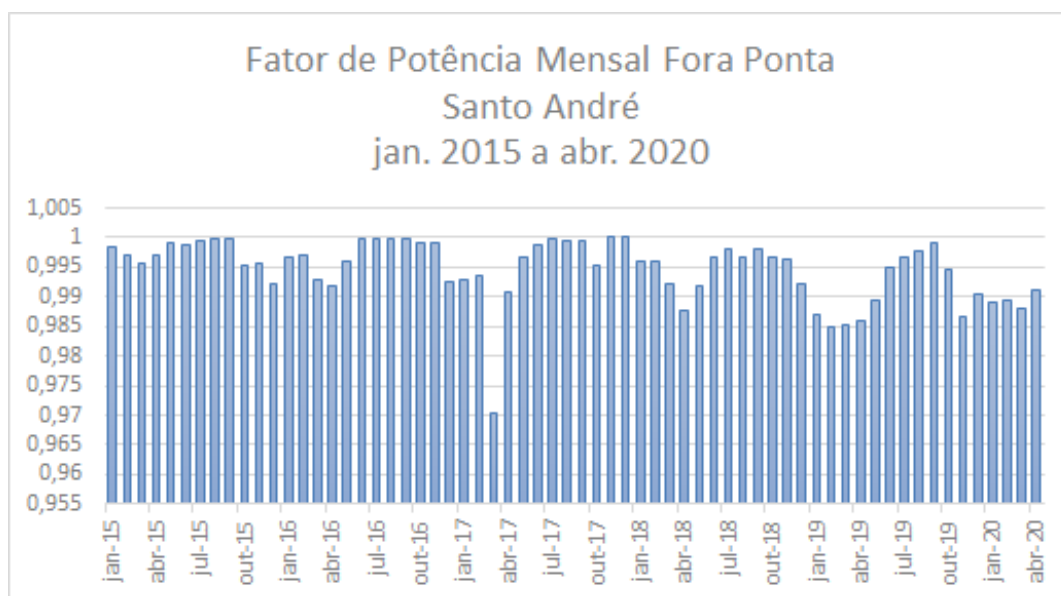


Figura 4.5: Fator de potência da UC de Santo André calculado para o posto horário de fora ponta no período de 2015 a 2020.

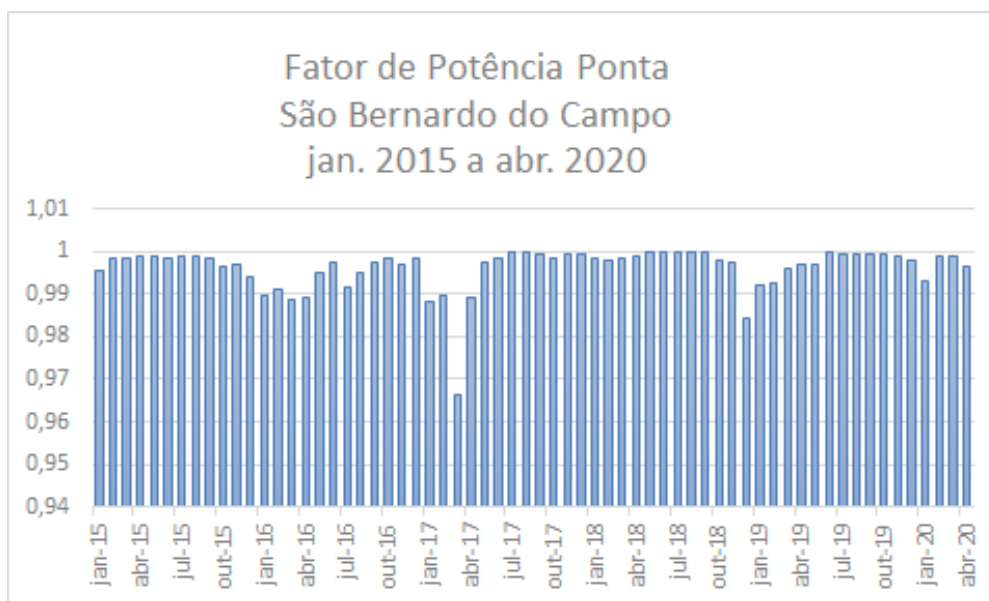


Figura 4.6: Fator de potência da UC de São Bernardo do Campo calculado para o posto horário de ponta no período de 2015 a 2020.

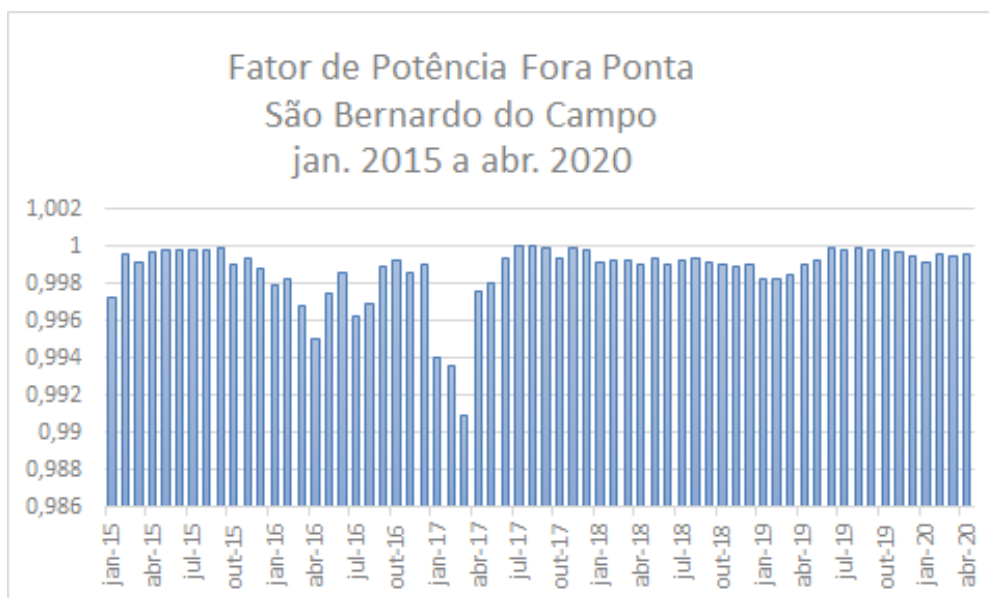


Figura 4.7: Fator de potência da UC de São Bernardo do Campo calculado para o posto horário de fora ponta no período de 2015 a 2020.

5. Conclusões

Após a análise detalhada das faturas de energia das duas unidades consumidoras da UFABC é possível concluir alguns pontos importantes, os quais são apresentados nos tópicos abaixo. Vale ressaltar que os dados apresentados estão com alta qualidade, o que permite uma análise assertiva para a universidade.

- Ambas UCs contam com alto fator de potência, sem necessidade de ajustes.
- Há uma tendência de crescimento no consumo de ambas UCs devido ao aumento do número de alunos.
- As demandas contratadas estão bem ajustadas, mas poderiam melhorar marginalmente.
- A UC de Santo André pode se beneficiar de uma migração da tarifa horosazonal verde para a azul, já que sua demanda no posto horário de ponta e de fora ponta são razoavelmente distintas e seu consumo de energia no posto horário de fora ponta é bastante elevado.
- A maior possibilidade de ganho financeiro na otimização das faturas de energia, porém, vem da migração do mercado cativo da ENEL para o Mercado Livre de Energia.

A redução com o custo da eletricidade, que anualmente consome cerca de R\$ 3 milhões do orçamento na UC de Santo André e R\$ 1 milhão do orçamento na UC São Bernardo do Campo, abre espaço para investimentos na continuidade da expansão da universidade e retomada de obras. Além disso, migração para o ML pode viabilizar diversos projetos futuros da Universidade, provendo ganhos a longo prazo. A estimativa de redução da fatura de energia será realizada na próxima etapa do projeto.

6. Referências

- [1] UFABC, “UFABC em números, ” [Online]. Disponível em <http://propladi.ufabc.edu.br/images/ufabc_numeros/ufabc_numeros_ref2019.pdf>. Acesso em: 15 dez. 2020.
- [2] ANEEL, “Resolução Normativa nº 414, de 09 de setembro de 2010,” [Online]. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414.pdf>>.
- [3] ANEEL, “Tarifas Consumidores, ” [Online]. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/tarifas-consumidores/-/asset_publisher/zNaRBjCLDgbE/content/alta-tensao/654800?inheritRedirect=false>. Acesso em 10 dez. 2020.
- [4] ENEL Distribuição SP, “Tarifas de Energia Elétrica,” [Online]. Disponível em: <<https://www.eneldistribuicao.com.br/corporativo-poder-publico/tarifa-de-energia-eletrica>>. Acesso em 10 dez. 2020.
- [5] G1, “Greve afeta 48 universidades federais, dizem sindicatos”. Disponível em: <<http://g1.globo.com/educacao/noticia/2015/05/greve-afeta-48-universidades-federais-dizem-sindicatos.html>>. Acesso em: 10 dez. 2020.
- [6] SINTUFABC, “Greve 2015 - Sindicato dos Trabalhadores das Universidades Federais do ABC”. Disponível em: <<https://sintufabc.org.br/agenda-de-eventos>>. Acesso em: 10 dez. 2020.
- [7] INMET, “Banco de Dados Meteorológicos do Instituto Nacional de Meteorologia (INMEP).” Disponível em: <<https://bdmep.inmet.gov.br/#>>. Acesso em: 10 dez. 2020.
- [8] UFABC, “Relatório Anual de Gestão – UFABC, ” Santo André, SP: UFABC, 2019. Disponível em: <<http://propladi.ufabc.edu.br/informacoes/relatorio-de-gestao>>. Acesso em: 10 dez. 2020.
- [9] UFABC, “Histórico - Universidade Federal do ABC campus Santo André”. Disponível em: <<https://www.ufabc.edu.br/administracao/obras/santo-andre/historico>>. Acesso em: 10 dez. 2020.
- [10] UFABC, “Histórico - Universidade Federal do ABC campus São Bernardo do Campo”. Disponível em: <<https://www.ufabc.edu.br/administracao/obras/sao-bernardo-do-campo/historico-2>>. Acesso em: 10 dez. 2020.
- [11] B. Rosado, R. Torquato, B. Venkatesh, H. B. Gooi, W. Freitas e M. J. Rider, “Framework for optimizing the demand contracted by large customers,” *IET Generation, Transmission & Distribution*, 14 (4), pp. 635-644, 2019.
- [12] ANEEL, “Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica (PRODIST): Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica, ” Revisão 11, 2020.