



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

Segunda Análise – Recomendações para Contratação no ACL

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

Janeiro de 2021

Sumário

<u>1.</u>	<u>Considerações iniciais</u>	<u>1</u>
1.1.	Análise de Risco	1
<u>2.</u>	<u>Previsão de consumo, sazonalização e flexibilidade</u>	<u>3</u>
2.1.	Modulação	7
2.2.	Contrato	9
<u>3.</u>	<u>Migração para o Mercado Livre</u>	<u>10</u>
3.1.	Simulação para o campus de Santo André	12
3.1.1.	Tarifa Horosazonal Azul	12
3.1.2.	Tarifa Horosazonal Verde	14
3.2.	Simulação para o campus de São Bernardo do Campo	16
3.2.1.	Tarifa Horosazonal Azul	16
3.2.2.	Tarifa Horosazonal Verde	18
3.3.	Avaliação geral	20
<u>4.</u>	<u>Conclusões</u>	<u>21</u>
<u>5.</u>	<u>Referências</u>	<u>22</u>

1. Considerações iniciais

A UFABC é uma universidade em crescimento, mas que enfrenta desafios de ordem econômica para continuidade das obras necessárias para sua expansão. Dado a recente crise de saúde pública e os desafios de investimentos públicos para os próximos anos, a análise considerou que a migração para o mercado livre deva ocorrer, em primeiro momento, buscando um contrato de curto prazo, possibilitando que a universidade possa corrigir sua demanda de energia conforme a situação dos próximos anos se normalize e haja uma melhor previsibilidade de expansão da universidade.

Desse modo, esta análise considerou a migração para o ACL a partir de 2022, ano em que é previsto uma melhor normalização das atividades universitárias como um todo. Considerou-se que a demanda de energia da universidade siga a média observada em 2018 e 2019, para ambas as unidades consumidoras (UCs), tendo em vista que não há previsão de conclusão destas obras. Recomenda-se que o valor do consumo seja atualizado caso haja maiores certezas destes cronogramas de expansão.

1.1. Análise de Risco

Não é recorrente discutir os riscos associados aos contratos do mercado cativo, pois seus valores são fixos e compõem a tarifa cobrada pela concessionária de distribuição. É necessário, porém, mensurar apropriadamente os riscos envolvidos na migração para o mercado livre de energia.

Neste novo ambiente há o risco intrínseco relacionado à oscilação dos preços negociados de energia que variam livremente dado os contratos firmados entre geradores, comercializadores e consumidores. É possível realizar o mesmo questionamento referente às possíveis oscilações de tarifas com o mercado cativo de energia. No entanto, dado que a maior parte da energia oferecida no Brasil é proveniente de hidrelétricas que, de forma geral, oscilam pouco, é raro observar bruscas quedas no preço da energia elétrica praticado no mercado cativo. Além disso, possíveis reduções de custos no mercado cativo também se refletem em ganhos no mercado de energia livre.

Além do preço da energia, há também a flutuação de tarifas reguladas como a TUSD (Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição). No mercado livre o cliente pode ter descontos nessa tarifa caso a geração de energia atenda critérios de energia limpa, embora esse desconto também oscile de acordo com a matriz de geração e, portanto, leve à variação nos valores finais a serem desembolsados.

Outro risco a ser calculado pelas indústrias e comercializadoras é o lastro de energia. Costumeiramente, os contratos de comercialização de energia não cobram efetivamente as quantidades consumidas. Esse risco é mitigado pelo mercado de comercialização de energia de curto prazo (spot) que permite o ajuste das diferenças entre a energia contratada e a energia consumida. No Brasil os cálculos da energia de curto prazo são realizados pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) através de modelos computacionais para definição semanal dos preços dessa energia spot, isto é, estes cálculos não utilizam as ofertas de demandas dos agentes. É possível verificar o histórico dos comercializadores de energia contratados por meio da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e da Associação Brasileira de Comercializadores de Energia (ABRACEEL).

Há, por fim, o risco inerente à regulação e às agências reguladoras. É discutível a perenidade das normas que regem o setor e o mercado de energia livre no Brasil. O grande número de órgãos setoriais, a pouca transparência de suas decisões, sobreposição de funções e conflitos de interesses oneram desnecessariamente o consumidor.

2. Previsão de consumo, sazonalização e flexibilidade

Tomando como base os dados de consumo médio de energia, obtidos através da análise dos valores verificados nos anos de 2018 e 2019 de ambos os campi de Santo André (SA) e de São Bernardo do Campo (SBC), estima-se um consumo similar para curto prazo, isto é, para 2022 e 2023. A Tabela 2.1 contém tais dados e demais parâmetros adotados na análise de sazonalização e flexibilidade. Nesta, o montante do contrato refere-se ao consumo total de cada unidade por ano e o consumo mensal foi calculado dividindo-se o montante contratado por 12 meses e a potência média (“mega médio”) dividindo-se o montante do contrato pelas horas do ano (8760 h). Para a sazonalização, recomenda-se um intervalo de 10% de tolerância para ambas as unidades, possibilitando adequar o consumo contratado mensal ao consumo observado nas unidades. O mesmo valor pode ser adotado para flexibilidade.

Tabela 2.1: Projeção do consumo de energia para 2022 e 2023

Parâmetros	Unidade	SA	SBC
Montante do contrato	MWh	6.448,7	2.020,3
Consumo mensal	MWh	537,4	168,4
Mega médio	MWm	0,736	0,231
Sazonalização mín.	%	90,0	90,0
Sazonalização máx.	%	110,0	110,0
Flexibilidade mín.	%	90,0	90,0
Flexibilidade máx.	%	110,0	110,0

A Tabela 2.2 contém os dados mensais de cada uma das UCs, i.e., tabela superior para o campus de SA e a inferior para o campus de SBC, para a análise de sazonalização e flexibilidade do contrato. Os valores contidos na Tabela 2.2 foram utilizados para construção da Figura 2.1 e da Figura 2.2. É possível verificar que a sazonalização possibilitou um melhor ajuste da energia contratada em relação ao consumo mensal, respeitando o limite de $\pm 10\%$ permitidos para cálculo da sazonalização. Percebe-se também, que o consumo total sazonalizado apresenta o mesmo valor do montante contratado, conforme requerido pela CCEE.

Tabela 2.2: Dados mensais da análise de sazonalização e flexibilidade do contrato.

Parâmetros	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Tot.
Fator de intensidade(a)	7,9%	8,7%	9,4%	9,6%	8,4%	7,4%	8,1%	7,7%	7,2%	8,3%	8,7%	8,6%	100%
Dias	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	365
Qtd. Horas	695,9	760,4	825,3	841,2	738,2	650,2	705,8	671,2	634,4	723,5	758,6	755,2	8.760
Sazo. <i>Flat</i> (MWh) (b)	512,3	559,8	607,6	619,3	543,5	478,7	519,6	494,1	467,0	532,6	558,4	555,9	6.449
Sazo. mín. (MWh)	461,0	503,8	546,8	557,3	489,1	430,8	467,6	444,7	420,3	479,4	502,6	500,3	5.804
Sazo. máx. (MWh)	563,5	615,8	668,3	681,2	597,8	526,5	571,6	543,6	513,7	585,9	614,3	611,5	7.094
Consumo (MWh) (c)	501,0	623,0	591,3	629,3	599,8	491,0	459,2	471,0	448,2	457,3	601,0	526,1	6.398
Consumo sazo. (MWh)	503,7	615,8	594,7	631,6	597,8	492,5	472,1	474,2	451,0	484,0	601,6	529,8	6.449
Flex. mín. (MWh)	453,4	554,2	535,2	568,4	538,0	443,3	424,9	426,8	405,9	435,6	541,4	476,8	5.804
Flex. máx. (MWh)	554,1	677,4	654,1	694,7	657,6	541,8	519,3	521,6	496,1	532,4	661,8	582,8	7.094
Fator de intensidade(a)	8,0%	9,6%	9,3%	9,8%	9,2%	7,4%	7,3%	7,3%	7,0%	7,2%	9,6%	8,3%	100%
Dias	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	365
Qtd. Horas	703,3	839,6	811,3	854,9	809,0	650,5	640,4	639,3	610,4	634,9	839,0	727,5	8.760
Sazo. flat (MWh) (b)	162,2	193,6	187,1	197,2	186,6	150,0	147,7	147,4	140,8	146,4	193,5	167,8	2.020
Sazo. mín. (MWh)	146,0	174,3	168,4	177,4	167,9	135,0	132,9	132,7	126,7	131,8	174,1	151,0	1.818
Sazo. máx. (MWh)	178,4	213,0	205,8	216,9	205,2	165,0	162,5	162,2	154,8	161,1	212,8	184,6	2.222
Consumo (MWh) (c)	181,9	192,3	196,5	200,8	185,8	140,7	162,7	149,8	144,6	159,2	213,7	180,4	2.108
Consumo sazo. (MWh)	168,9	187,0	188,2	194,0	180,6	139,1	153,8	144,8	139,4	151,2	201,5	171,8	2.020
Flex. mín. (MWh)	152,0	168,3	169,4	174,6	162,5	125,1	138,4	130,3	125,4	136,1	181,4	154,6	1.818
Flex. máx. (MWh)	185,8	205,7	207,1	213,4	198,6	153,0	169,2	159,3	153,3	166,3	221,7	189,0	2.222

(a) Fator de intensidade: percentual do consumo de cada mês em relação ao consumo total. Este fator foi utilizado para ajustar a quantidade de horas a ser considerada no mês ao multiplicar a quantidade de horas do ano pelo fator de intensidade.

(b) Multiplicado a quantidade horas de cada mês pelo valor de mega médio.

(c) Considerado o consumo de 2019.

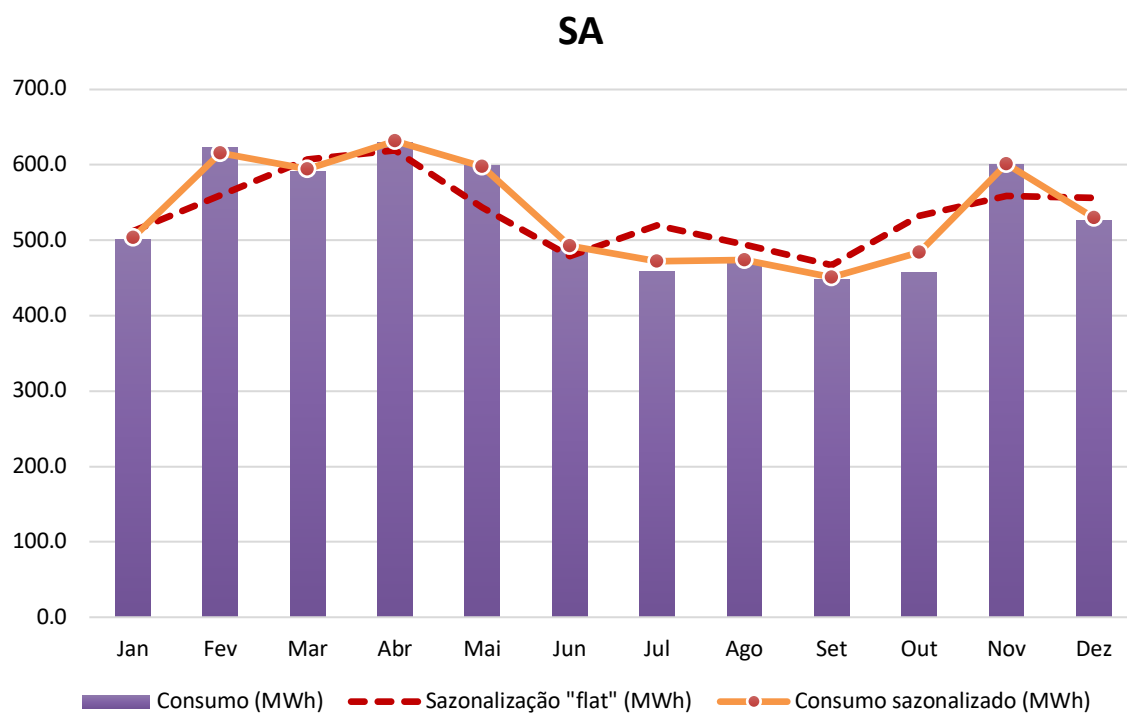


Figura 2.1: Consumo mensal projetado, sazonalização “flat” e sazonalização ajustada para o campus Santo André.

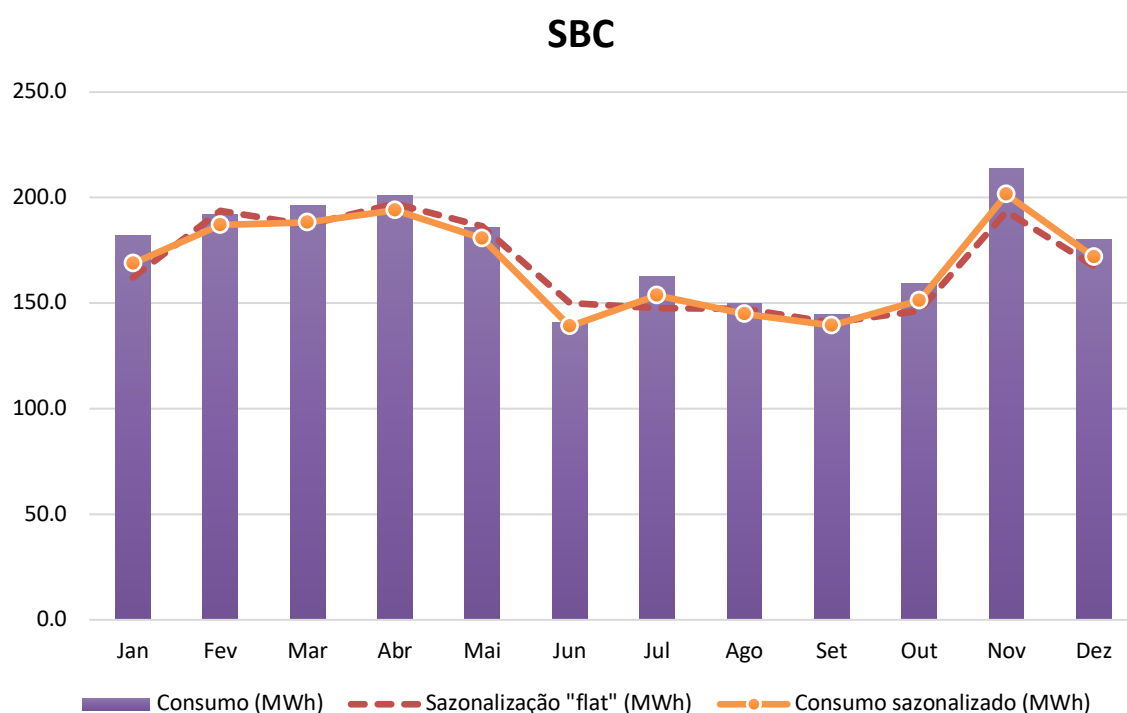


Figura 2.2: Consumo mensal projetado, sazonalização “flat” e sazonalização ajustada para o campus de São Bernardo do Campo.

Ao considerar os cálculos de flexibilidade, é possível perceber que a curva ajustada apresentou um intervalo de segurança para todos os meses, respeitando o limite de $\pm 10\%$, conforme a Figura 2.3 e a Figura 2.4. É possível notar que, para todos os meses, o consumo mensal se manteve entre as faixas toleradas pela flexibilidade.

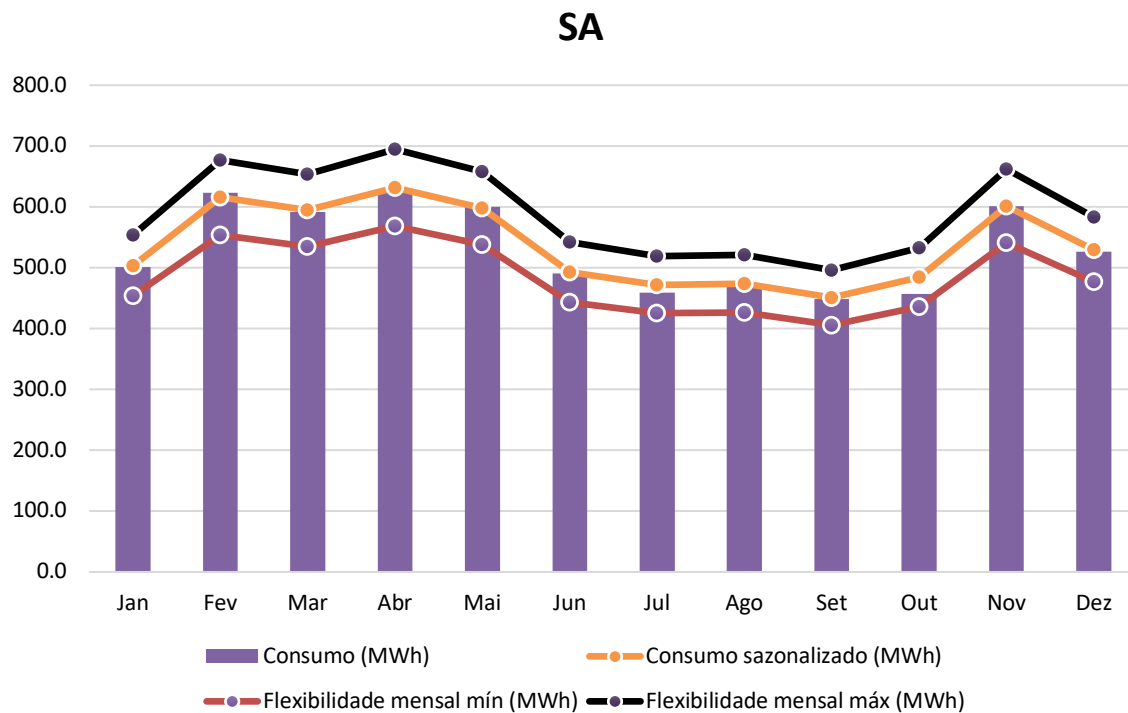


Figura 2.3: Consumo sazonalizado e faixas de flexibilidade para o campus de Santo André.

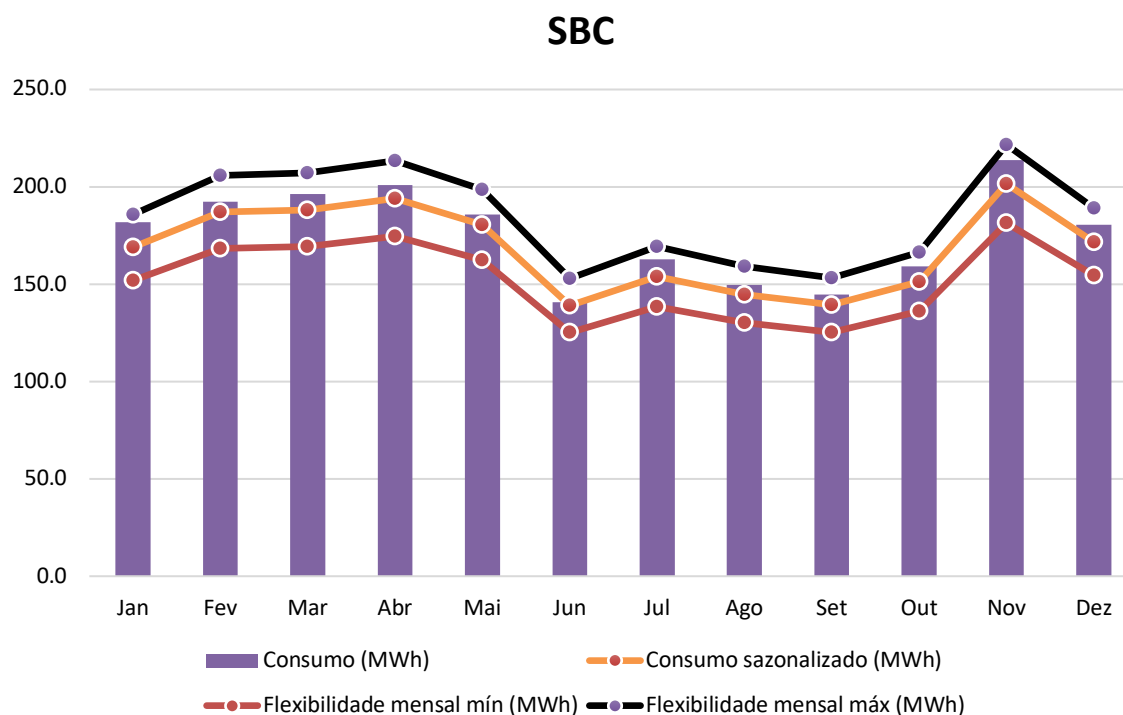


Figura 2.4: Consumo sazonalizado e faixas de flexibilidade para o campus de São Bernardo do Campo.

Ressalta-se que quanto maior a flexibilidade mensal adotada, mais dentro das previsões fica seu consumo. Porém, há um *trade-off* entre flexibilização e preço, uma vez que uma energia contratada com larga flexibilização possui um preço bem mais alto do que uma energia contratada com baixa flexibilização, mas com boa previsão de consumo.

2.1. Modulação

Para a análise da modulação, duas alternativas foram consideradas. A primeira através do ajuste da contratação horosazonal da energia em relação ao padrão de consumo das UCs. A outra através da contratação “flat”, dividindo-se o consumo diário pelas 24 horas do dia. Embora haja falta de dados de consumo horário das unidades consumidoras, esta análise realizou uma simulação comparando ambas alternativas de modulação para entender as vantagens e desvantagens do ponto de vista econômico.

O consumo horário foi modelado conforme o exemplo ilustrado na Figura 2.5 para a unidade de Santo André. Para a opção ajustada, considerou-se um padrão de consumo com pico de energia no fim da tarde. Os valores de energia foram calculados através do consumo de dezembro de 2019, convertendo o consumo mensal para o consumo diário. A partir de ambas as opções, foram simulados diferentes consumos reais para unidade, permitindo uma variação de $\pm 10\%$ em relação ao consumo contratado ajustado para cada hora do dia. Para esta

simulação foi utilizada a análise de Monte Carlo com 5.000 cenários, variando-se aleatoriamente as diferenças percentuais do consumo de energia real em relação ao consumo contratado ajustado. Para cálculo da liquidação das diferenças, utilizou-se os valores horários do PLD do dia 02/12/2020, que apresentou um dos maiores valores de energia no ano. O valor do montante consumido (MC) a ser pago ou abatido ao final do dia é dado pela Equação (1), onde a diferença do consumo real (C_{real}) e do contratado ($C_{contratado}$) para cada hora do dia i é multiplicado pelo valor do PLD horário ($PLDh_i$).

$$MC = \sum_{i=0}^{23} (C_{real,i} - C_{contratado,i}) * PLDh_i \quad (1)$$

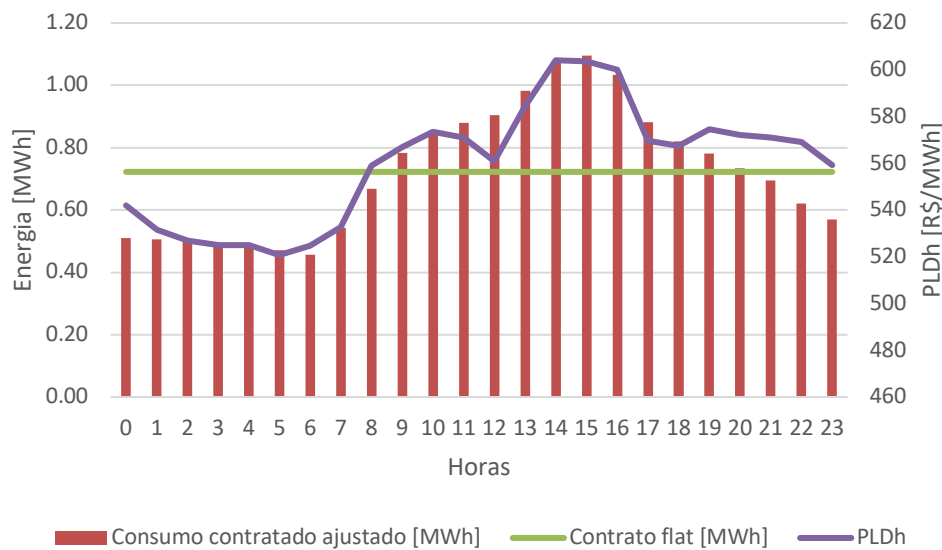


Figura 2.5: Modulação a partir da opção “flat” e da opção de consumo ajustado para a unidade de Santo André.

Os resultados da simulação ilustrando o montante a ser pago no mercado spot para cada uma das modulações são ilustrados na Figura 2.6. Percebe-se que a modulação ajustada apresentou uma menor mediana, próxima de zero, e valores de montante diário variando em torno de $\pm R\$ 2.000,00$. Já para modulação *flat* a mediana ficou em torno de $R\$ 2.500,00$. Desse modo, a modulação ajustada apresentou vantagens econômicas frente a modulação *flat*, as quais podem ser mitigadas ou até mesmo creditadas ao consumidor caso haja uma boa gestão da energia hora a hora.

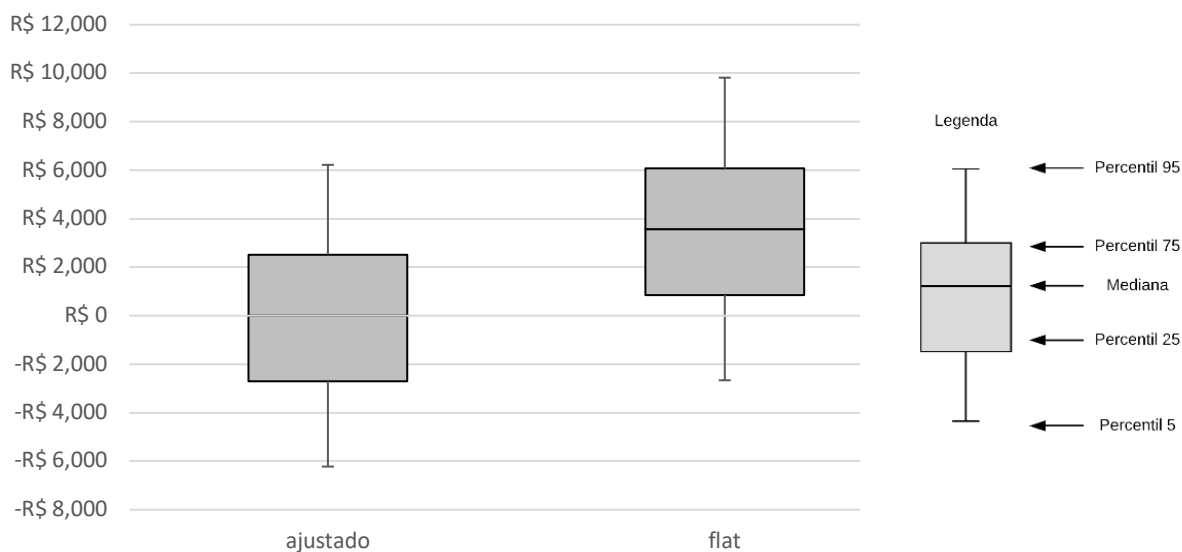


Figura 2.6: Comparação do montante a ser pago ou creditado do consumidor para ambas as opções de modulação variando-se o consumo real em $\pm 10\%$ da demanda estimada.

2.2. Contrato

Conforme exposto, recomenda-se que a universidade busque contratos de curto-prazo, tendo em vista as incertezas existentes em relação ao aumento do consumo de energia e da conclusão das obras em ambas as unidades. Desse modo, para uma análise conservadora, o montante do contrato foi baseado no consumo médio observados nos anos de 2018 e 2019 para ambas as UCs. Para questões de garantia contratuais, recomenda-se que a garantia seja de contra pagamento, devido à característica de curto prazo do contrato almejado. Desse modo, a energia do mês subsequente só é registrada pelo vendedor após o pagamento do consumo do mês anterior pelo consumidor. Recomenda-se, portanto, que a universidade possua caixa para honrar mês a mês o seu compromisso.

A sazonalização aplicada nesta análise possibilitou um ajuste da energia contratada em relação ao consumo real das unidades, baseado no consumo de 2019. Mostrou-se também pela análise de Monte Carlo, que a modulação do tipo flat não é vantajosa, sendo mais vantajoso a adequação da energia contratada em relação ao consumo horário das unidades.

3. Migração para o Mercado Livre

Conforme discutido, a análise de viabilidade de migração para o mercado livre das duas unidades consumidoras em estudo neste trabalho foi realizada através da média de consumo, cobrança de TUSD e incidências de PIS/COFINS e ICMS das faturas de energia de 2015 a abril de 2020, conforme demonstrado na Tabela 3.1 e Tabela 3.2.

Tabela 3.1: Dados de consumo médio de janeiro de 2015 a abril de 2020 do campus de Santo André e tarifas em vigor estabelecidas pela ANEEL para a concessionária distribuidora [1].

ACR UC1 SA - AZUL				
	QUANTIDADE		PREÇOS [R\$/MWH]	TOTAL
DEMANDA PONTA	1400	KW	23,13	R\$ 32.382,00
DEMANDA FORA PONTA	1400	KW	15,48	R\$ 21.672,00
TUSD PONTA	57,51	MWH	79,97	R\$ 4.599,00
TUSD FORA PONTA	453,71	MWH	79,97	R\$ 36.282,94
TE PONTA	57,51	MWH	382,17	R\$ 21.978,24
TE FORA PONTA	453,71	MWH	236,55	R\$ 107.324,37
PIS/COFINS				R\$ 6.555,64
ICMS				R\$ 23.274,47
TOTAL				R\$ 254.068,66
TARIFA CONSIDERADA DE PIS/COFINS	5,07			

Tabela 3.2: Dados de consumo médio de janeiro de 2015 a abril de 2020 do campus de São Bernardo do Campo e tarifas em vigor estabelecidas pela ANEEL para a concessionária distribuidora [1].

ACR UC2 SBC - AZUL				
	QUANTIDADE		PREÇOS [R\$/MWH]	TOTAL
DEMANDA PONTA	500	KW	23,13	R\$ 11.565,00
DEMANDA FORA PONTA	500	KW	15,48	R\$ 7.740,00
TUSD PONTA	8,63	MWH	79,97	R\$ 690,06
TUSD FORA PONTA	11,42	MWH	79,97	R\$ 912,98
TE PONTA	19,23	MWH	382,17	R\$ 7.350,72
TE FORA PONTA	142,73	MWH	236,55	R\$ 33.762,50
PIS/COFINS				R\$ 2.084,44
ICMS				R\$ 7.400,38
TOTAL				R\$ 59.941,09
TARIFA CONSIDERADA DE PIS/COFINS	5,07			

Após discriminadas todas as cobranças das faturas do período, simulou-se o quanto cada uma das UCs pagaria, com similaridade de condições do mercado regulado, no Mercado Livre. Para essa comparação foram utilizados os dados da plataforma *Forward* [2] da segunda semana de janeiro de 2021.

A Plataforma *Forward* [2] processa e disponibiliza preços de referências diárias para servirem de embasamento às estratégias de compra e venda de energia para geradores, comercializadores e grandes consumidores. Cada apuração considera as fontes convencional e incentivada 50% para um horizonte de até 5 anos que refletem os principais produtos do mercado. Os dados para processamento são captados através do *Pool* de agentes (geradores, comercializadores e grandes consumidores) que inserem individualmente seus preços na plataforma. Os resultados das análises são disponibilizados aos participantes através de índices e estatísticas refletindo métricas de preços, liquidez e volatilidade para todos os submercados. As curvas *Forward* são mapeadas diariamente e disponibilizadas ao *Pool* para que os participantes tenham informações atualizadas, na forma de gráficos e relatórios, conforme ilustrado na Figura 3.1.



Figura 3.1: Índices curva *Forward* para o dia 13/01/2021 [3].

Assim, foram simulados quatro cenários para cada campus:

- 1) Tarifa horosazonal azul contratando energia incentivada 50%;
- 2) Tarifa horosazonal azul contratando energia convencional;
- 3) Tarifa horosazonal verde contratando energia incentivada 50%;
- 4) Tarifa horosazonal verde contratando energia convencional.

Em cada simulação considerou-se os valores de energia (R\$/MWh) da Plataforma *Forward* para contratos trimestral e de longo prazo. Além disso, também considerou-se na simulação as despesas iniciais para cada unidade do Sistema de Medição e Faturamento (SMF), de adesão e de cobranças mensais associativas à CCEE e custo mensais de gestão. Outro acréscimo considerado foi um aumento anual de 5% nas tarifas do mercado regulado.

3.1. Simulação para o campus de Santo André

3.1.1. Tarifa Horosazonal Azul

A Tabela 3.3, Tabela 3.4, Tabela 3.5, Tabela 3.6 e Tabela 3.7 contêm a simulação realizada para a análise da mudança do campus de Santo André do Ambiente de Contratação Regulado (ACR) para o Ambiente de Contratação Livre (ACL) considerando. A Tabela 3.3 verifica o custo estimado mensal referente a tarifa TUSD sob a contratação na tarifa horosazonal azul (devido à concessionária de distribuição no ACR) para o contrato de energia incentivada 50% e de energia convencional. A Tabela 3.4 verifica o total devido pela UC no ACL caso o contrato seja de energia incentivada 50% ou de energia convencional. Nela, verifica-se que para o índice trimestral *Forward* em um período de um ano e comparado ao mercado regulado haveria prejuízo de contratação de energia. Desta forma, esta opção é descartada. A Tabela 3.5 contém os custos referentes ao ACL, isto é, os custos iniciais de migração e os custos mensais. Finalmente, a Tabela 3.6 compara o custo estimado no ACR e ACL, verificando as diferenças obtidas do ACL em relação ao ACR, e a Tabela 3.7 contabiliza a economia obtida em um contrato de 2 anos.

Pelas tabelas citadas é possível verificar que para o índice *Forward* de Longo Prazo, a energia incentivada 50% no primeiro ano proporcionaria uma economia de R\$ 718.844,57 e no segundo ano R\$ 926.077,76, totalizando uma economia no contrato de dois anos de **R\$ 1.644.922,33**. Considerando a compra de energia convencional, no primeiro ano a economia seria de R\$ 670.394,11 e no segundo R\$ 877.627,29, totalizando uma economia para os dois anos de contrato de R\$ 1.548.021,40.

Tabela 3.3: Análise da fatura da concessionária no ACL para o campus de Santo André na tarifa horosazonal azul.

ACL SA - INCENTIVADA - AZUL - FATURA CONCESSIONÁRIA				
	QUANTIDADE		PREÇOS [R\$/MWH]	TOTAL
DEMANDA PONTA	1400	KW	23,13	R\$ 32.382,00
DEMANDA FORA PONTA	1400	KW	15,48	R\$ 21.672,00
TUSD PONTA	57,51	MWH	79,97	R\$ 4.599,00
TUSD FORA PONTA	453,71	MWH	79,97	R\$ 36.282,94
PIS/COFINS				R\$ 2.072,71
TOTAL				R\$ 97.008,66
DESCONTO LIVRE				R\$ 27.027,00
ICMS DISTRIBUIDORA				R\$ 7.358,75
ICMS LIVRE TRIMESTRE				R\$ 28.069,66
TOTAL TRIMESTRE				R\$ 105.410,06
ICMS LIVRE LONGO PRAZO				R\$ 19.290,99
TOTAL LONGO PRAZO				R\$ 96.631,39
ACL SA - CONVENCIONAL - AZUL – FATURA CONCESSIONÁRIA				
	QUANTIDADE		PREÇOS [R\$/MWH]	TOTAL
DEMANDA PONTA	1400	KW	23,13	R\$ 32.382,00
DEMANDA FORA PONTA	1400	KW	15,48	R\$ 21.672,00
TUSD PONTA	57,51	MWH	79,97	R\$ 4.599,00
TUSD FORA PONTA	453,71	MWH	79,97	R\$ 36.282,94
PIS/COFINS				R\$ 2.072,71
TOTAL				R\$ 97.008,66
DESCONTO LIVRE				R\$ 0,00
ICMS DIST.				R\$ 7.358,75
ICMS LIVRE TRIMESTRE				R\$ 22.916,56
TOTAL TRIMESTRE				R\$ 127.283,97
ICMS LIVRE LONGO PRAZO				R\$ 15.784,12
TOTAL LONGO PRAZO				R\$ 120.151,53

Tabela 3.4: Análise da fatura de energia no ACL para energia incentivada 50% e energia convencional para o campus de Santo André na tarifa horosazonal azul.

FATURA DE ENERGIA - ACL					
QUANTIDADE KWH		PREÇO[R\$/MWH]			
		TRIMESTRE	LONGO PRAZO	TOTAL TRIMESTRE	TOTAL LONGO PRAZO
ENERGIA I50%	511,22	295,04	199,64	150.830,35	102.059,96
ENCARGOS	511,22	10,00	10,00	5.112,20	5.112,20
TOTAL				155.942,55	107.172,16
ENERGIA CONVENCIONAL	511,22	239,04	161,53	122.202,03	82.577,37
ENCARGOS	511,22	10,00	10,00	5.112,20	5.112,20
TOTAL				127.314,23	87.689,57
ENERGIA CONTRATADA ANUAL KWH	6.134,64				

Tabela 3.5: Custos referentes ao ACL para o campus de Santo André na tarifa horosazonal azul.

Custo Iniciais		
Investimento SMF		R\$ 40.000,00
Emolumento de Adesão CCEE		R\$ 6.503,00
Custo fixos mensais		
Contribuição Associativa Mensal CCEE	R\$ 613,46	TOTAL MENSAL
Custo de Gestão	R\$ 3.000,00	R\$ 3.613,46

Tabela 3.6: Comparação ACL x ACR para o campus de Santo André na tarifa horosazonal azul.

ACL X ACR - CONSOLIDADO - AZUL			
DESPESAS/ANO	2021 - 1ª TRIMESTRE	2022	2023
ACR	R\$ 3.061.527,32	R\$ 3.214.603,69	R\$ 3.375.333,87
ACL INCENTIVADA	R\$ 3.186.347,81	R\$ 2.495.759,12	R\$ 2.449.256,12
ACL CONVENCIONAL	R\$ 3.105.294,80	R\$ 2.544.209,58	R\$ 2.497.706,58
RESULTADO ECONOMIA R\$/ANO EM RELAÇÃO AO ACR - BASE NO ÍNDICE FORWARD			
	2021 - 1ª TRIMESTRE	2022	2023
ACL INCENTIVADA 50%	-R\$ 124.820,49	R\$ 718.844,57	R\$ 926.077,76
ACL CONVENCIONAL	-R\$ 43.767,47	R\$ 670.394,11	R\$ 877.627,29

Tabela 3.7: Economia no contrato de 2 anos ACL para o campus de Santo André na tarifa horosazonal azul.

ECONOMIA DO CONTRATO DE DOIS ANOS	
ACL INCENTIVADA 50%	R\$ 1.644.922,33
ACL CONVENCIONAL	R\$ 1.548.021,40

3.1.2. Tarifa Horosazonal Verde

Uma análise semelhante foi realizada para a tarifa horosazonal verde, a qual pode ser verificada nas tabelas a seguir. Neste caso, para o índice trimestral *Forward* em período de um ano e comparado ao mercado regulado haveria vantagens tímidas perante o longo prazo. Desta forma, esta opção pode ser considerada conforme estratégia de gestão energética. Neste caso, há para energia incentivada uma economia de R\$ 242.056,23 e para a convencional, de R\$ 180.762,28, caso o preço trimestral se mantenha por um ano.

Já para o índice *Forward* Longo Prazo, a energia incentivada 50% no primeiro ano proporcionaria uma economia de R\$ 742.593,94 e no segundo ano R\$ 949.827,12, totalizando uma economia no contrato de dois anos de **R\$ 1.692.421,06**. Considerando a compra de energia convencional, no primeiro ano a economia seria de R\$ 568.849,01 e no segundo R\$ 776.082,20, totalizando uma economia para os dois anos de contrato de R\$ 1.344.931,21.

Tabela 3.8: Análise da fatura da concessionária no ACL para o campus de Santo André na tarifa horosazonal verde.

ACL UC1 - INCENTIVADA - VERDE - FATURA CONCESSIONÁRIA				
	QUANTIDADE		PREÇOS [R\$/MWH]	TOTAL
DEMANDA PONTA	1400	KW	****	*****
DEMANDA FORA PONTA	1400	KW	15,48	R\$ 21.672,00
TUSD PONTA	57,51	MWH	642,12	R\$ 36.927,72
TUSD FORA PONTA	453,71	MWH	79,97	R\$ 36.282,94
PIS/COFINS				R\$ 3.711,78
TOTAL				R\$ 58.599,72
DESCONTO LIVRE				R\$ 11.158,39
ICMS DIST.				R\$ 17.078,88
ICMS LIVRE TRIMESTRE				R\$ 25.361,20
TOTAL TRI				R\$ 89.881,40
ICMS LIVRE LONGO PRAZO				R\$ 20.149,28
TOTAL LONGO PRAZO				R\$ 84.669,48

ACL UC1 - CONVENCIONAL - VERDE - FATURA CONCESSIONÁRIA				
	QUANTIDADE		PREÇOS [R\$/MWH]	TOTAL
DEMANDA PONTA	1400	KW	****	*****
DEMANDA FORA PONTA	1400	KW	15,48	R\$ 21.672,00
TUSD PONTA	57,51	MWH	642,12	R\$ 36.927,72
TUSD FORA PONTA	453,71	MWH	79,97	R\$ 36.282,94
PIS/COFINS				R\$ 3.711,78
TOTAL				R\$ 94.882,66
DESCONTO LIVRE				
ICMS DIST.				R\$ 13.177,92
ICMS LIVRE TRIMESTRE				R\$ 20.007,08
TOTAL TRI				R\$ 128.067,65
ICMS LIVRE LONGO PRAZO				R\$ 16.511,19
TOTAL LONGO PRAZO				R\$ 124.571,76

Tabela 3.9: Análise da fatura de energia no ACL para energia incentivada 50% e energia convencional para o campus de Santo André na tarifa horosazonal verde.

FATURA DE ENERGIA - ACL					
QUANTIDADE KWH		PREÇO[R\$/MWH]			
		TRIMESTRE	LONGO PRAZO	TOTAL TRIMESTRE	TOTAL LONGO PRAZO
ENERGIA 150%	537,40	252,18	198,30	135.521,53	106.566,42
ENCARGOS	537,40	10,00	10,00	5.374,00	5.374,00
TOTAL				140.895,53	
ENERGIA CONVENCIONAL	537,40	196,83	160,69	105.776,44	86.354,81
ENCARGOS	537,40	10,00	10,00	5.374,00	5.374,00
TOTAL				111.150,44	
ENERGIA CONTRATADA ANUAL KWH	6.448,80				

Tabela 3.10: Custos referentes ao ACL para o campus de Santo André na tarifa horosazonal verde.

Custo Iniciais		
Investimento SMF	R\$ 40.000,00	
Emolumento de Adesão CCEE	R\$ 6.503,00	
Custo fixos mensais		
Contribuição Associativa Mensal CCEE	R\$ 644,88	TOTAL MENSAL
Custo de Gestão	R\$ 3.000,00	R\$ 3.644,88

Tabela 3.11: Comparação ACL x ACR para o campus de Santo André na tarifa horosazonal verde.

ACLXACR - CONSOLIDADO - VERDE			
DESPESAS/ANO	2021 - 1ª TRIMESTRE	2022	2023
ACR	R\$ 3.061.527,32	R\$ 3.214.603,69	R\$ 3.375.333,87
ACL INCENTIVADA	R\$ 2.819.471,09	R\$ 2.472.009,75	R\$ 2.425.506,75
ACL CONVENCIONAL	R\$ 2.880.765,04	R\$ 2.645.754,68	R\$ 2.599.251,68

RESULTADO R\$/ANO - COM BASE NO ÍNDICE FORWARD			
	2021 - 1ª TRIMESTRE	2022	2023
ACL INCENTIVADA 50%	R\$ 242.056,23	R\$ 742.593,94	R\$ 949.827,12
ACL CONVENCIONAL	R\$ 180.762,28	R\$ 568.849,01	R\$ 776.082,20

Tabela 3.12: Economia no contrato de 2 anos ACL para o campus de Santo André na tarifa horosazonal verde.

ECONOMIA DO CONTRATO 2 ANOS	
ACL INCENTIVADA 50%	R\$ 1.692.421,06
ACL CONVENCIONAL	R\$ 1.344.931,21

3.2. Simulação para o campus de São Bernardo do Campo

3.2.1. Tarifa Horosazonal Azul

A simulação realizada para o campus de São Bernardo do Campo segue o mesmo princípio da realizada para o campus de Santo André na Seção 3.1. De acordo com tabelas a seguir, para o índice trimestral *Forward*, em período de um ano e comparado ao mercado regulado, descarta-se tanto para incentivada como convencional devido a primeira situação se mostrar com vantagem econômica arriscada e a segunda com prejuízo.

Já para o índice *Forward* Longo Prazo, a energia incentivada 50% no primeiro ano proporcionaria uma economia de R\$ 277.469,43 e no segundo ano R\$ 361.892,66, totalizando uma economia no contrato de dois anos de **R\$ 639.362,09**. Considerando a compra de energia convencional, no primeiro ano a economia seria de R\$ 169.262,11 e no segundo R\$ 253.685,35, totalizando uma economia para os dois anos de contrato de R\$ 422.947,46.

Tabela 3.13: Análise da fatura da concessionária no ACL para o campus de São Bernardo do Campo na tarifa horosazonal azul.

ACL SBC - AZUL - FATURA CONCESSIONÁRIA				
	QUANTIDADE		PREÇOS [R\$/MWH]	TOTAL
DEMANDA PONTA	500	KW	23,13	R\$ 11.565,00
DEMANDA FORA PONTA	500	KW	15,48	R\$ 7.740,00
TUSD PONTA	8,63	MWH	79,97	R\$ 690,06
TUSD FORA PONTA	11,42	MWH	79,97	R\$ 912,98
PIS/COFINS				R\$ 81,27
TOTAL				R\$ 9.424,32
DESCONTO LIVRE				R\$ 15.435,00
ICMS DIST.				R\$ 288,55
ICMS LIVRE TRIMESTRE				R\$ 9.252,43
TOTAL CURTO PRAZO				R\$ 3.530,30
ICMS LIVRE LONGO PRAZO				R\$ 6.354,61
TOTAL LONGO PRAZO				R\$ 632,47
ACL SBC - CONVENCIONAL - AZUL - FATURA CONCESSIONÁRIA				
	QUANTIDADE		PREÇOS [R\$/MWH]	TOTAL
DEMANDA PONTA	500	KW	23,13	R\$ 11.565,00
DEMANDA FORA PONTA	500	KW	15,48	R\$ 7.740,00
TUSD PONTA	8,63	MWH	79,97	R\$ 690,06
TUSD FORA PONTA	11,42	MWH	79,97	R\$ 912,98
PIS/COFINS				R\$ 81,27
TOTAL				R\$ 9.424,32
DESCONTO LIVRE				R\$ 0,00
ICMS DIST.				R\$ 288,55
ICMS LIVRE TRIMESTRE				R\$ 9.252,43
TOTAL CURTO PRAZO				R\$ 18.965,30
ICMS LIVRE LONGO PRAZO				R\$ 6.354,61
TOTAL LONGO PRAZO				R\$ 16.067,47

Tabela 3.14: Análise da fatura de energia no ACL para energia incentivada 50% e energia convencional para o campus de São Bernardo do Campo na tarifa horosazonal azul.

FATURA DE ENERGIA - ACL					
QUANTIDADE KWH		PREÇO[R\$/MWH]			
		TRIMESTRE	LONGO PRAZO	TOTAL TRIMESTRE	TOTAL LONGO PRAZO
ENERGIA I50%	168,40	295,24	199,64	49.718,42	33.619,38
ENCARGOS	168,40	10,00	10,00	1.684,00	1.684,00
TOTAL				51.402,42	35.303,38
ENERGIA CONVENCIONAL	168,40	239,04	161,53	40.254,34	27.201,65
ENCARGOS	168,40	10,00	10,00	1.684,00	1.684,00
TOTAL				41.938,34	28.885,65
ENERGIA CONTRATADA ANUAL KWH	2.020,80				

Tabela 3.15: Custos referentes ao ACL para o campus de São Bernardo do Campo na tarifa horosazonal azul.

Custo Iniciais		
Investimento SMF	R\$ 40.000,00	
Emolumento de Adesão CCEE	R\$ 6.503,00	
Custo fixos mensais		
Contribuição Associativa Mensal CCEE	R\$ 202,08	TOTAL MENSAL
Custo de Gestão	R\$ 3.000,00	R\$ 3.202,08

Tabela 3.16: Comparação ACL x ACR para o campus de São Bernardo do Campo na tarifa horosazonal azul.

ACLXACR - CONSOLIDADO - AZUL			
DESPESAS/ANO	2021 - 1ª TRIMESTRE	2022	2023
ACR	R\$ 722.290,15	R\$ 758.404,66	R\$ 796.324,89
ACL INCENTIVADA	R\$ 708.897,64	R\$ 480.935,23	R\$ 434.432,23
ACL CONVENCIONAL	R\$ 780.548,68	R\$ 589.142,55	R\$ 542.639,55
RESULTADO R\$/ANO - COM BASE NO ÍNDICE FORWARD			
	2021 - 1ª TRIMESTRE	2022	2023
ACL INCENTIVADA 50%	R\$ 13.392,51	R\$ 277.469,43	R\$ 361.892,66
ACL CONVENCIONAL	-R\$ 58.258,53	R\$ 169.262,11	R\$ 253.685,35

Tabela 3.17: Economia no contrato de 2 anos ACL para o campus de São Bernardo do Campo na tarifa horosazonal azul.

ECONOMIA DO CONTRATO 2 ANOS	
ACL INCENTIVADA 50%	R\$ 639.362,09
ACL CONVENCIONAL	R\$ 422.947,46

3.2.2. Tarifa Horosazonal Verde

As tabelas a seguir ilustram a simulação para o campus de São Bernardo do Campo para a tarifa horosazonal verde. Nelas, utilizando o índice trimestral *Forward* em período de um ano e comparado ao mercado regulado haveria prejuízo de contratação de energia. Desta forma essa opção pode ser descartada.

Já para o índice *Forward* Longo Prazo, a energia incentivada 50% no primeiro ano proporcionaria uma economia de R\$ 156.192,82 e no segundo ano R\$ 243.684,78, totalizando uma economia no contrato de dois anos de R\$ 399.877,60. Considerando a compra de energia convencional, no primeiro ano a economia seria de R\$ 172.860,63 e no segundo R\$ 260.352,59, totalizando uma economia para os dois anos de contrato de **R\$ 433.213,22**.

Tabela 3.18: Análise da fatura da concessionária no ACL para o campus de São Bernardo do Campo na tarifa horosazonal verde.

ACL SBC - INCENTIVADA - VERDE - FATURA DA CONCESSIONÁRIA				
	QUANTIDADE		PREÇOS [R\$/MWH]	TOTAL
DEMANDA PONTA	500	KW	****	*****
DEMANDA FORA PONTA	500	KW	15,48	R\$ 7.740,00
TUSD PONTA	8,63	MWH	642,12	R\$ 5.540,84
TUSD FORA PONTA	11,42	MWH	79,97	R\$ 912,98
PIS/COFINS				R\$ 327,21
TOTAL				R\$ 14.521,03
DESCONTO LIVRE				R\$ 6.183,93
ICMS DIST.				R\$ 1.161,69
ICMS LIVRE TRIMESTRE				R\$ 9.252,43
TOTAL TRI				R\$ 18.751,22
ICMS LIVRE LONGO PRAZO				R\$ 6.354,61
TOTAL LONGO PRAZO				R\$ 15.853,40
ACL SBC - CONVENCIONAL - VERDE				
	QUANTIDADE		PREÇOS [R\$/MWH]	TOTAL
DEMANDA PONTA	500	KW	****	*****
DEMANDA FORA PONTA	500	KW	15,48	R\$ 7.740,00
TUSD PONTA	8,63	MWH	642,12	R\$ 5.540,84
TUSD FORA PONTA	11,42	MWH	79,97	R\$ 912,98
PIS/COFINS				R\$ 327,21
TOTAL				R\$ 14.521,03
DESCONTO LIVRE				
ICMS DIST.				R\$ 1.161,69
ICMS LIVRE TRIMESTRE				R\$ 7.548,90
TOTAL TRI				R\$ 23.231,62
ICMS LIVRE LONGO PRAZO				R\$ 5.199,42
TOTAL LONGO PRAZO				R\$ 20.882,14

Tabela 3.19: Análise da fatura de energia no ACL para energia incentivada 50% e energia convencional para o campus de São Bernardo do Campo na tarifa horosazonal verde.

FATURA DE ENERGIA - ACL					
QUANTIDADE KWH		PREÇO[R\$/MWH]			
		TRIMESTRE	LONGO PRAZO	TOTAL TRIMESTRE	TOTAL LONGO PRAZO
ENERGIA 150%	168,40	295,24	199,64	49.718,42	33.619,38
ENCARGOS	168,40	10,00	10,00	1.684,00	1.684,00
TOTAL				51.402,42	35.303,38
ENERGIA CONVENCIONAL	168,40	239,04	161,53	40.254,34	27.201,65
ENCARGOS	168,40	10,00	10,00	1.684,00	1.684,00
TOTAL				41.938,34	28.885,65
ENERGIA CONTRATADA ANUAL KWH	2.020,80				

Tabela 3.20: Custos referentes ao ACL para o campus de São Bernardo do Campo na tarifa horosazonal verde.

Custo Iniciais		
Investimento SMF	R\$ 40.000,00	
Emolumento de Adesão CCEE	R\$ 6.503,00	
Custo fixos mensais		
Contribuição Associativa Mensal CCEE	R\$ 202,08	TOTAL MENSAL
Custo de Gestão	R\$ 3.000,00	R\$ 3.202,08

Tabela 3.21: Comparação ACL x ACR para o campus de São Bernardo do Campo na tarifa horosazonal verde.

ACLXACR - CONSOLIDADO - VERDE			
DESPESAS/ANO	2021 - 1ª TRIMESTRE	2022	2023
ACR	R\$ 780.742,08	R\$ 819.779,18	R\$ 860.768,14
ACL INCENTIVADA	R\$ 891.548,77	R\$ 663.586,36	R\$ 617.083,36
ACL CONVENCIONAL	R\$ 791.744,56	R\$ 646.918,55	R\$ 600.415,55
RESULTADO R\$/ANO - COM BASE NO ÍNDICE FORWARD			
	2021 - 1ª TRIMESTRE	2022	2023
ACL INCENTIVADA 50%	-R\$ 110.806,69	R\$ 156.192,82	R\$ 243.684,78
ACL CONVENCIONAL	-R\$ 11.002,48	R\$ 172.860,63	R\$ 260.352,59

Tabela 3.22: Economia no contrato de 2 anos ACL para o campus de São Bernardo do Campo na tarifa horosazonal verde.

ECONOMIA DO CONTRATO 2 ANOS	
ACL INCENTIVADA 50%	R\$ 399.877,60
ACL CONVENCIONAL	R\$ 433.213,22

3.3. Avaliação geral

De acordo com as simulações, a energia incentivada se mostrou a melhor opção para os casos, com exceção para São Bernardo do Campo caso haja migração para tarifação horosazonal verde, pois na azul ainda há mais vantagens na incentivada. O contrato de um a dois anos se demonstra vantajoso para as duas unidades considerando o preço atual, sendo que, quando a universidade buscar a migração será necessário atualizar essas análises. Outra vantagem a ser ressaltada é que no ACL não há bandeiras tarifárias, o que tem o potencial de aumentar ainda mais a economia estimada ao se realizar a migração.

De toda forma, esse estudo demonstrou que há grande vantagem financeira associada a migração para o ACL e que a escolha mais vantajosa será realizada após boas negociações e diversas simulações de diferentes casos.

4. Conclusões

Recomenda-se que a UFABC busque contratos de curto-prazo, tendo em vista as incertezas existentes em relação ao aumento do consumo de energia e da conclusão das obras em ambas as unidades. Para questões de garantia contratuais, recomenda-se que a garantia seja de contra pagamento, desta forma a energia do mês subsequente só é registrada pelo vendedor após o pagamento do consumo do mês anterior pelo consumidor.

A sazonalização aplicada nesta análise possibilitou um ajuste da energia contratada em relação ao consumo real das unidades. Pelos estudos de Monte Carlo, nota-se que a modulação do tipo *flat* não é vantajosa, sendo mais vantajoso a adequação da energia contratada em relação ao consumo horário das unidades.

A migração para o ACL traz benefícios financeiros, exceto o contrato trimestral. De acordo com as simulações realizadas, o ideal seria na modalidade de consumidor especial através de um contrato de 2 anos. A Tabela 4.1 contém as características contratuais recomendadas. Para o campus de Santo André a melhor opção é através de energia incentivada na tarifa horosazonal verde, a qual acarreta uma economia de aproximadamente R\$ 1,6 milhões no período do contrato (2 anos). Já para o campus de Santo André a melhor opção é através de. Energia incentivada na tarifa horosazonal azul, a qual acarreta uma economia de aproximadamente mais de R\$ 600 mil no período de contrato (2 anos). Considerando ambas as UCs, a economia estimada ao se migrar para o mercado livre é de R\$ 1,1 milhão por ano.

Tabela 4.1: Características contratuais recomendadas.

Propostas de características de Contratação			
Períodos contratuais		SA Montantes [MWm]	SBC Montantes [MWm]
Período 1	01/01/2022 - 31/12/2022	0,736	0,231
Período 2	01/01/2023 - 31/12/2023	0,736	0,231
Preços da energia*		R\$/MWh	
Período 1		199,64	
Período 2		199,64	
Submercado	SE/CO		
Tipo de Energia	Energia Incentivada		
Sazonalização	Máximo e mínimo ±10%		
Flexibilidade	Máximo e mínimo ±10%		
Modulação	Modulação ajustada a demanda		
Índice de reajuste	IPCA		
Data base	01/01/2022		
Garantia	Contra pagamento		

*Energia incentivada ao preço de R\$ 199,64/MWh [3].

5. Referências

- [1] ENEL Distribuição SP, “Tarifas de Energia Elétrica,” [Online]. Disponível em: <<https://www.eneldistribuicao.com.br/corporativo-poder-publico/tarifa-de-energia-eletrica>>. Acesso em 13 jan. 2021.
- [2] Dcide, “Boletim da curva Forward”. Disponível em <<https://www.dcide.com.br/#!preos-e-volatilidade/cfoy>>. Acesso em 13 jan. 2021.
- [3] Denergia, “Dashboard: Boletim da curva Forward”. Disponível em: <<https://www.denergia.com.br/dashboard>>. Acesso em: 14 jan. 2021.