

Estudo de Cenários do Mercado de Energia (Cativo e Livre) para uma Indústria de Santa Catarina

Oswaldo Hideo Ando Junior^{1,*}, Jorge Javier Gimenez Ledesma¹, Samuel Nelson Melegari De Souza², Reginaldo Ferreira Dos Santos², Mario Orlando Oliveira³, Anderson Diogo Spacek⁴

¹Grupo de Pesquisa em Energia e Sustentabilidade Energética (GPEnSE), ILATIT, UNILA, Av. Sívio Américo Sasdelli, 1842, 85866-000, Foz do Iguaçu, Paraná, Brasil.

²Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Energia na Agricultura (PPGEA), UNIOESTE, Rua Universitária, 2069, 85819-110, Cascavel, Paraná, Brasil.

³Departamento de Energia, Faculdade de Engenharia, UNaM, Juan Manuel de Rosas 325, Oberá, Misiones – Argentina.

⁴Departamento de Controle e Automação, Faculdade SACT, SACT Rua Pascoal Meller, 73, 88805-380, Criciúma, Santa Catarina, Brasil.

*Autor correspondente: oswaldo.junior@unila.edu.br

Artigo enviado em 27/01/2019, aceito em 13/12/2019.

Resumo: Este artigo apresenta um estudo para a migração do mercado cativo para o mercado livre de eletricidade para uma indústria do sul de Santa Catarina - Brasil. O trabalho visa reduzir os gastos com eletricidade e demonstrar as vantagens, desvantagens e condições técnicas necessárias para se tornar um consumidor livre. Para o desenvolvimento desta análise, considera-se o consumo médio de energia e os geradores de conjuntos com os quais conta a unidade industrial. Além disso, a análise de viabilidade econômica é baseada em projeções de demanda por ano e simulações de consumo para dois períodos diferentes, 2014 e 2015. Os resultados obtidos mostram que a reclassificação da unidade industrial no tipo de consumidor, resultando em uma economia significativa no custo de eletricidade. Este estudo demonstra que a migração para o mercado livre de eletricidade é tecnicamente viável e tem benefícios econômicos muito significativos para a empresa analisada.

Palavras-chave: Comercialização de energia elétrica, Mercado livre de energia, Setor elétrico brasileiro, Estudo de Caso.

Study of Energy Market Scenarios (Captive and Free) for a Santa Catarina Industry

Abstract: This paper present a study for migration of captive market to free market of electricity to an industry of the southern Santa Catarina –Brazil. The work aims to reduce electricity expenses and demonstrate the advantages, disadvantages and technical conditions necessary to become a free consumer. For the development of this analysis, is considered the average energy consumption and the set generators with which account the industrial unit. In addition, the economic feasibility analysis is based on demand projections a year and consumption simulations for two different periods, 2014 and 2015. The obtained results show that the reclassification of the industrial unit in the type of consumer, resulting in a significant saving in the electricity cost. This study

demonstrates that migration to the free market of electricity is technically feasible and has very significant economic benefits for the company analyzed.

Keywords: Commercialization of electricity, energy market, Brazilian electrical sector, Case Study.

Introdução

Entre as várias alterações ocorridas ao longo dos anos no setor energético brasileiro, surgiu o chamado Mercado Livre de Energia (MLE), que é apresentado como uma alternativa para a contratação de energia (Januário, 2007).

No MLE, diferentemente do Mercado Cativo de Energia (MCE), é possível comprar energia diretamente dos agentes geradores e / ou traders. Os valores de energia e o prazo contratual são negociados diretamente pelas partes interessadas. Nesse sentido, um consumidor cativo que busca reduzir o custo da energia que utiliza pode optar por se tornar um consumidor livre, desde que atenda às condições estabelecidas pela legislação vigente (ABRACELL), (Clímaco, 2010).

Mercado Livre de Energia - Brasil

O MLE foi criado em 7 de julho de 1995 pela Lei nº 9074, inspirada na experiência de outros países como Chile, França e Inglaterra. Para aqueles consumidores que já foram ligados ao sistema elétrico, as condições para se tornar um consumidor livre foram: ter uma demanda contratada igual ou superior a 10 MW e uma tensão de alimentação inferior a 69 kV, além de fonte através de um Produtor Independente de Energia (PIE) (BRASIL, 2007; BRASIL, 2002).

Atualmente, 45% da energia consumida pelas indústrias no Brasil é negociada no Mercado Livre

(COMERC). Aqui, os consumidores podem escolher quem será seu fornecedor de energia, negociando livremente questões como: prazo do contrato, preços e outros serviços relacionados à comercialização de energia (Ando Junior et al., 2014).

Os consumidores livres pagam aos distribuidores o acesso à rede, da mesma forma que o consumidor cativo. Assim, não há diferenças entre os consumidores cativos e livres em termos de qualidade e segurança do abastecimento energético (BRASIL, 2004; ANEEL, 2011).

Dependendo do tipo de fonte de energia, os descontos são concedidos ao consumidor na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD). Não há descontos para energia comprada de fontes convencionais, mas para descontos em fontes incentivadas pode ser de 50% ou 100%) (ANEEL, 2009).

Desde 1998, com base na Lei Nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, os consumidores com demanda mínima de 500 kW, atendidos em qualquer nível de tensão, também têm o direito de adquirir energia de Pequenas Centrais Elétricas. Hidroelétrica como fontes alternativas (vento, biomassa ou solar) (BRASIL, 1996).

Após 2006, regulamentada pela Resolução Normativa nº 247 da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) foi estabelecido como um consumidor especial a todas as unidades consumidoras membros da mesma sub-mercado, recolhidas por interesses comuns de direito ou de

facto em áreas contíguas ou com o mesmo Cadastro Nacional de Pessoas Jurídicas (CNPJ), caso estejam em áreas não contíguas e cuja carga seja igual ou superior a 500kW) (ANEEL,

2006). Nesse sentido, as condições para se tornar um consumidor livre, segundo a ANEEL, são apresentadas na Tabela 1.

Tabela 1. Consumidor Livre (Segundo ANEEL)

	Consumidores em Potencial	Demanda	Tensão
Livres	Conectados depois de 07/05/1995	≥ 10 MW	≥ 69kV
Livres	Conectados depois de 27/03/1998	≥ 3MW	≥ 69 kV
Especiais	Atendidos por PCH's ou Fontes Alternativas	≥ 0,5MW	Qualquer nível

Desde 2010, o MLE ganhou força devido ao aumento de consumidores especiais. Isto se deve, em grande parte, ao desconto na TUSD que torna as fontes de incentivo competitivas para suprir esse tipo de consumidor médio (formado por pequenas indústrias e shopping centers de médio e grande porte) (Filho et al., 2009; Freire et al., 2012).

Consumidores livres devem garantir suas expectativas de consumo através de contratos para não representar um risco financeiro para o mercado. Se necessário, a Câmara de Comércio de Energia Elétrica (CCEE) pode solicitar uma garantia financeira. O contrato firmado com o agente de geração ou comercialização tem o período livremente negociado entre as partes. Esses contratos geralmente são dados sob a forma de take-or-pay, ou seja, eles pagam energia independentemente de terem consumido ou não (Barroso, 2006).

Para que um consumidor livre possa comprar energia em primeiro lugar, os seguintes contratos devem ser assinados (ANEEL, 2009):

- Contrato de Conexão às Instalações de Distribuição (CCD) ou Contrato de Conexão às Instalações de Transmissão (CCT): este contrato garante a entrada de energia para consumo.

- Contrato de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD) ou Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (CUST): este contrato garante o transporte de energia para consumo.
- Contrato de Compra de Energia no Ambiente de Contratação Livre (CCEAL): No caso do envoltório contratação CCEAL de fontes de energia incentivada, será oferecido um desconto sobre a taxa de uso do sistema.

O consumidor livre deve formalizar junto ao distribuidor a realização do Contrato de Compra de Energia Regulada (CCER). No caso de retirada do ACL, o retorno ao ACR deve ser formalizado antes do agente de distribuição local com uma antecedência de cinco anos, e pode ser reduzido a critério do próprio agente de distribuição. No caso de um Consumidor Especial, o período de retorno para o ACR é de 180 dias após a formalização do pedido com o distribuidor, que pode ser reduzido a critério do distribuidor (BRASIL, 1997)

Estudo de Caso

Este estudo de caso consiste na análise de uma Unidade Industrial de transformadores de plástico (UI) localizada no extremo sul do estado de Santa Catarina, Brasil. O objetivo é avaliar a viabilidade técnico-

econômica para migração do MCE para o MLE considerando a situação atual do setor. A IU é atendida pela distribuidora "Centrais Elétricas de Santa Catarina (CELESC)" e é uma unidade consumidora do grupo A, subgrupo A4 com taxa sazonal horária e tensão de 13,8kV. Tem uma demanda contratada de 970kW sendo um Consumidor Especial em termos de nível de potência.

O pico de consumo de energia é parcialmente atendido por geração própria, composta por três grupos geradores com motores a diesel primários e com potência contínua de 230kW cada, totalizando 690kW. O restante da demanda por energia nos horários de pico é atendido pela distribuidora CELESC. Existem setores na indústria em que um sistema de produção é usado "por lotes" e, dado que sua capacidade produtiva é maior que o resto do processo, é possível interromper parcial ou completamente esse estágio nos horários de pico. Isso permite que o estudo de migração para o MLE tenha uma menor TUSD nos horários de pico, maximizando a

possibilidade de lucro sem risco para o processo produtivo.

O regime de trabalho da IU é contínuo, com três a cinco dias de paradas por ano, com poucas variações de consumo durante o dia. Segundo um levantamento realizado, o consumo utilizado no processo produtivo é de 98,26% do total, sendo o restante utilizado pelo setor administrativo no horário comercial.

Entre os principais fatores que contribuem para o consumo de energia podem ser citados: nível de retrabalho, eficiência das máquinas, temperatura ambiente, entre outros. No entanto, o volume de produção tem um impacto maior no consumo de energia.

Por outro lado, devido à grande variedade de produtos, é necessário fazer medições em todas as linhas de produção para analisar o custo energético por quilo do produto produzido. Os dados obtidos com as medidas de consumo por linha de produção são apresentados na Tabela 2.

Tabela 2. Consumo de energia elétrica por linha de produção

Linha	kWh	Kg	Kg/h	Produto
1	3.595	20.423	196,4	A
2	4.773	6.501	203,2	B
3	2.065	2.992	133,7	C
4	3.264	4.832	336,9	D
5	20.558	27.592	241,8	D
6	31.064	44.980	609,9	F
7	12.563	17.812	185,5	G
8	12.422	18.128	161,5	G

A IU possui um sistema de gerenciamento no qual o consumo de energia e água é monitorado de acordo com o nível de produção. Os resultados dessa análise serão apresentados em duas partes, uma para o ano de 2014 e outra para o ano

de 2015. Nas duas propostas, foi utilizado o mesmo custo de transformação da energia de R\$600,00/MWh incluindo os custos de combustível e manutenção. do equipamento.

Estudo de Caso para o Ano de 2014

Este estudo de migração para o MLE foi realizado com base na proposta de um comerciante de energia em julho de 2014. A análise foi feita com base no consumo esperado de 620.344 MWh, com os valores de consumo sendo projetados para um horizonte de um ano, considerando consumo igual para os 5 meses do período úmido e para os 7 meses do período seco.

O valor ofertado para a energia livre foi de R\$157/MWh e o projeto resultou em uma economia de 1,02% ao ano, abaixo da expectativa da IU. Por esse motivo, os estudos relacionados a essa proposta não continuaram. A Tabela 3 mostra os custos de energia no período úmido. O total de pedidos considerados na época foi de R\$2,9/MWh de consumo. Para o período úmido, o resultado

obtido foi uma perda mensal de R\$2.890,91 (-2,20%), ou seja, R\$14.454,53 nos 5 meses analisados.

Os custos de energia no período seco são mostrados na Tabela IV, onde taxas mais altas mercado cativo são percebidas. Neste período, foi atingida uma economia mensal de R\$4.453,96, totalizando um resultado positivo de 3,18%, ou seja, R\$31.177,75 para os 7 meses.

Somando-se os resultados do período seco e úmido, há uma economia total projetada para um horizonte de um ano de R \$ 16.723,22, ou seja, um custo 1,02% menor no Mercado Livre em relação ao Mercado Cativo. Neste caso, devido ao baixo lucro obtido e considerando os altos riscos ao qual o Consumidor Livre está exposto, a proposta de migração para o MLE foi descartada neste cenário.

Tabela 3. Custo de energia no período úmido

Itens Faturados	Livre	Energia	Tarifa	Custo
	Cativo	[MWh]	[R\$/MWh]	[R\$]
Consumo Fora de Ponta		563,394	157,00	88452,86
		563,394	144,190	81235,78
Consumo na Ponta		56,95	157,00	8941,15
		9,885	975,860	9646,38
Demanda na Ponta		870,00	16,08	13985,25
		0	32,120	0
Demanda Fora da Ponta		870,00	4,05	3523,50
		807,00	8,100	7047,00
TUSD Energia na Ponta		563,394	25,64	14445,42
		0	0	0
TUSD Energia Fora da Ponta		56,950	25,64	1460,20
		0	0	0
PIS/COFINS				1837,79
				5386,100
Diesel				28239,00
TOTAL				132646,17
				131554,26

Tabela 4. Custo de energia no período seco

Itens Faturados	Livres		Energia [MWh]	Tarifa [R\$/MWh]	Custo [R\$]
	Cativo				
Consumo Fora de Ponta			563,39	157,00	88452,86
			563,39	158,34	89207,81
Consumo na Ponta			56,95	157,00	8941,15
			9,88	1000,24	9887,37
Demanda na Ponta			870,00	16,075	13985,25
			0	32,12	0
Demanda Fora da Ponta			870,00	4,05	3523,50
			807,00	8,10	7047,00
TUSD Energia na Ponta			563,39	25,64	14445,42
			0	0	0
TUSD Energia Fora da Ponta			56,95	25,64	1460,20
			0	0	0
PIS/COFINS					3157,66
					5837,82
Diesel					28239,00
TOTAL					133966,04
					140219,00

Estudo de Caso para o Ano de 2015

O segundo estudo começou com uma solicitação feita a um gerente de comercialização de energia, para que, em caso de migração para o MLE, a assistência jurídica esteja disponível em relação aos contratos necessários.

Os estudos foram realizados considerando inicialmente o consumo real do ano de 2014, comparando a

proposta no EME e o custo no MCE, apenas com a alteração do pico de demanda no Mercado Livre, uma vez que a TUSD pode ser diferenciada nos horários de ponta e fora de ponto. A Tabela 5 apresenta os valores das taxas de energia e demanda da distribuidora da CELESC para o ano de 2014, com destaque para a classe tarifária A4 verde-horária-sazonal (A4V).

Tabela 5. Tarifas de demanda e energia - CELESC 2014.

Classe Tarifária	Demanda			Energia		
	DP	DFP	CPS	CPU	CFPS	CFPU
A1	0	0	0	0	0	0
A2	17,63	4,32	277,64	251,23	173,63	158,30
A3	23,86	6,46	277,64	251,23	173,63	158,30
A3A	24,99	7,80	277,64	251,23	173,63	158,30
A3AV	0,00	7,80	857,88	831,47	173,63	158,30
A4	34,24	10,87	277,64	251,23	173,63	158,30
A4C	0,00	35,51	176,17	176,17	176,17	176,17
A4V	0,00	10,87	1072,6	1046,19	173,63	158,30
AS	0	0	0	0	0	0
ASV	0	0	0	0	0	0

Tabela 6. Valores de TUSD – CELESC 2014

Classe Tarifária	TUSD						
	TP	TFP	TENC	TP (100%)	TFP (100%)	TP (50%)	TFP (50%)
A1	0	0	0	0	0	0	0
A2	17,63	4,32	29,86	0,27	0,07	8,95	2,20
A3	23,86	6,46	29,86	0,37	0,10	12,12	3,28
A3A	24,99	7,80	29,86	0,39	0,12	12,69	3,96
A3AV	24,99	7,80	29,86	0,39	0,12	12,69	3,96
A4	34,24	10,87	29,86	0,53	0,17	17,39	5,52
A4C	34,24	10,87	29,86	0,53	0,17	17,39	5,52
A4V	34,24	10,87	29,86	0,53	0,17	17,39	5,52
AS	0	0	0	0	0	0	0
ASV	0	0	0	0	0	0	0

Enquanto a Tabela 6 mostra a TUSD em R\$ da distribuidora CELESC, destacando-se a sazonalidade verde da classe de tarifa A4 com desconto de 50% na TUSD, que foi a proposta apresentada.

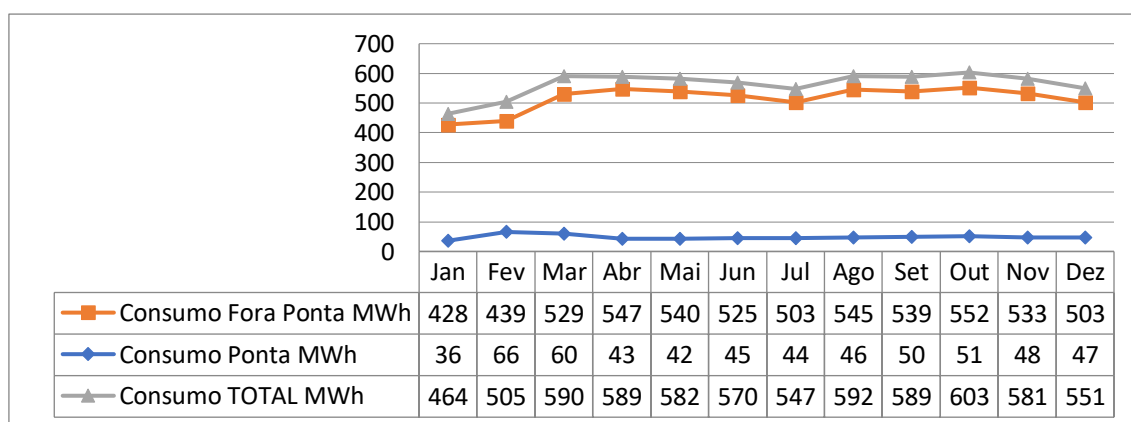
O Custo Total de Energia no Mercado Cativo (CCE) na taxa horária/sazonal, considerando a geração própria, é dado por (ANEEL, 2011):

$$CEC = D_C * TD_C + C_{FP} * T_{FP} + C_P * T_P + G * C_G \quad (1)$$

Onde: (DC) Demanda contratada [kW], (TDC) Tarifa de demanda contratada [R\$/kW], (CFP) Consumo fora de ponta [MWh], (TFP) Tarifa de energia fora de ponta [R\$/MWh], (CP) Consumo em horário de ponta [MWh], (TP) Tarifa de energia de ponta [R\$/MWh], (G) Geração própria [MWh] e (CG) Custo de Geração própria [R\$/MWh].

A Figura 1 mostra algumas variáveis elétricas registradas em 2014. Esses mesmos valores foram utilizados para comparação no ACR e no ACL. A Figura 2 mostra os custos de energia em 2014 no MCE, com os valores de taxas atualizados para uma comparação posterior com o MLE. Os resultados foram obtidos utilizando os componentes da Figura 1, com seus respectivos custos.

A Tabela 7 apresenta as taxas de energia no EML, bem como o custo da energia livre, de acordo com a proposta apresentada à Unidade Industrial. Nesta mesma proposta está incluído o custo do gestor de energia.

**Figura 1.** Demonstrativo do Consumo medido na Indústria em 2014.

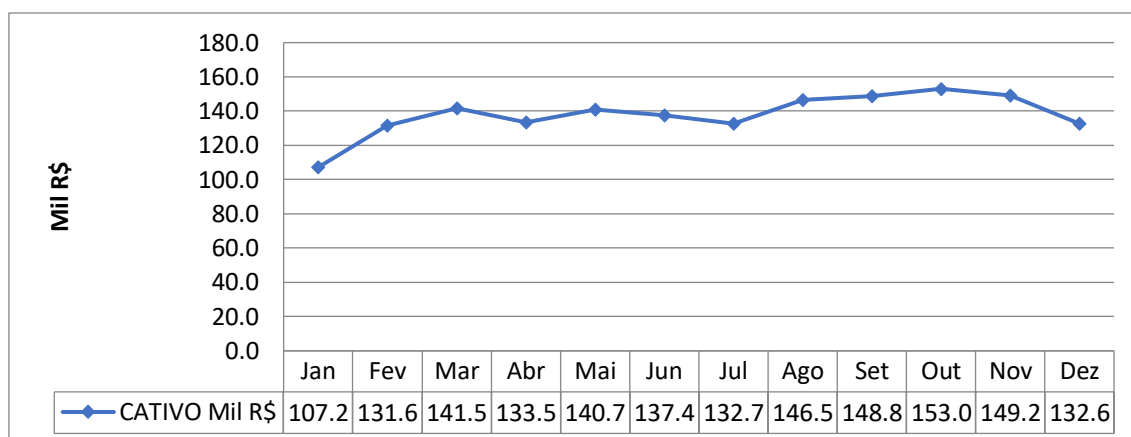


Figura 2. Demonstrativo do Custo no Mercado Cativo em 2014.

Tabela 7. Demonstrativo do Custo da Energia no Mercado Livre

Tarifas Livres (5% PIS/COFINS e sem ICMS)		
Descrição	Unidade	Custo [R\$]
TUSD en punta 50%	R\$/kW	18,63
TUSD energía fuera de punta 50%	R\$/kW	5,91
TUSD Encargos	R\$/MWh	31,99
Energía Libre Incentivada 50%	R\$/MWh	128,00
Perdidas Eléctricas (2,5%)	R\$/MWh	3,20
Encargos diversos (4%)	R\$/MWh	4,00
Remuneración -Gestora	R\$/Mês	4000,00

A Figura 3 apresenta os valores obtidos com a simulação no EMV para as mesmas variáveis elétricas da Tabela 9 e os custos da Tabela 11. Para o cálculo do Custo Total de Energia no Mercado Livre (CEL), é utilizada a seguinte equação (BRASIL, 2002):

$$CEL = TUSD_p * D_p + TUSD_{FP} * D_{FP} + G_{ST} + C_{MT} (E_d + P_d + TUSD_E + C_L) \quad (2)$$

Onde: (TUSD_p) TUSD na ponta [R\$/kW], DP - Demanda contratada na ponta [kW], (TUSD_{FP}) TUSD fora da ponta [R\$/kW], (DFP) Demanda contratada fora da ponta [kW], (GST) Remuneração da gestora [R\$], (CMT) Consumo total mensal de energia livre [MWh], (E_d) Encargos diversos [R\$/MWh], (P_d) Perdas [R\$/MWh], (TUSDE) TUSD encargos [R\$/MWh] e (C_L) Custo da Energia no Mercado Livre [R\$/MWh].

A Figura 4 apresenta a economia obtida com a simulação realizada considerando os dados de

demanda e consumo de 2014 analisados com as taxas atualizadas. Percebe-se que há grandes variações na economia obtidas, principalmente devido às variações observadas no consumo e às diferenças no custo da tarifa cativa nos períodos seco e chuvoso.

Para a contratação de energia em MLE, é importante realizar uma projeção de demanda da IU, uma vez que grandes desvios podem trazer importantes perdas financeiras (CASAGRANDE, 2016). Para este estudo, a projeção de demanda foi baseada na história de consumo e produção. A projeção do nível de produção foi feita pela IU através de um planejamento estratégico considerando um horizonte de 5 anos.

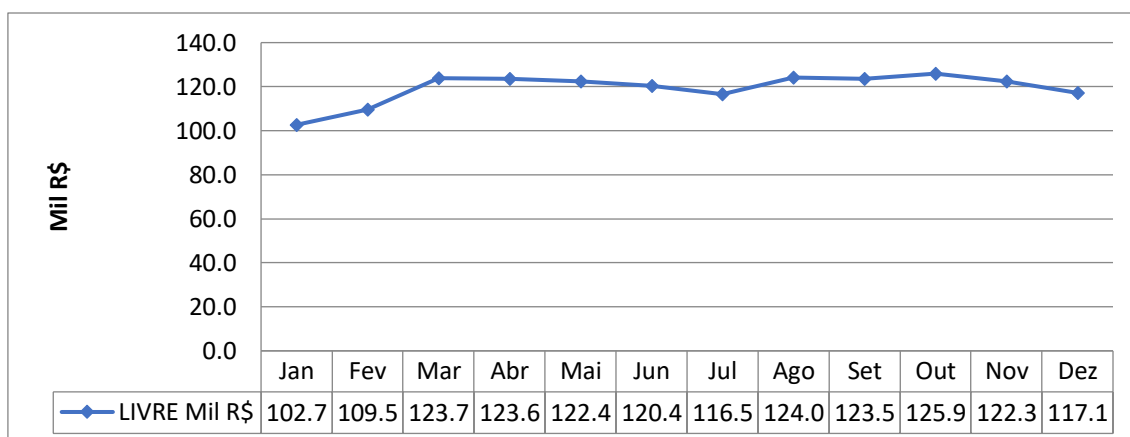


Figura 3. Demonstrativo do Custo de Energia no Mercado Livre em 2014.

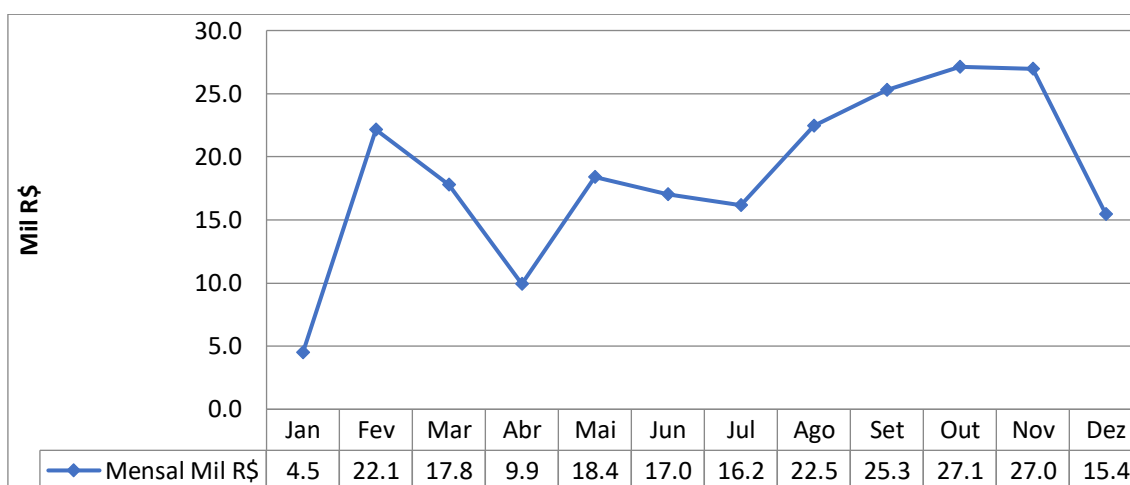


Figura 4. Demonstrativo da Economia com a migração para o Mercado livre em 2014.

Através da projeção de produção e dos dados históricos de consumo de energia e produção mensal, é possível conhecer os valores de consumo de energia elétrica por quantidade de produto produzido (MWh/ton) e consequentemente os valores aproximados de consumo mensal para o período a médio prazo. Esses valores projetados podem determinar o excedente de energia que deve ser contratado.

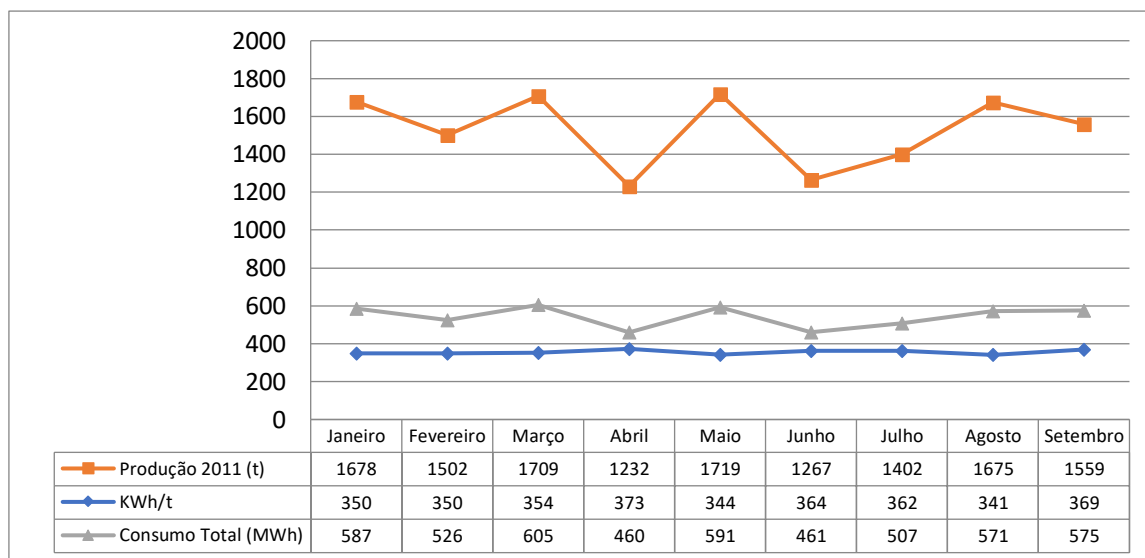
Neste estudo, as projeções de demanda feitas consideram um horizonte de um ano. Optamos por um horizonte de projeção de

demanda inferior ao contemplado no planejamento estratégico da empresa, pois o Consumidor Livre Especial pode retornar ao Mercado Cativo com uma solicitação prévia de 6 meses e nesse cenário as projeções de curto prazo minimizam os riscos. Para fazer essas projeções, utilizou-se a projeção de produção encontrada no planejamento estratégico da IU, apresentada na Tabela 8.

Os dados de consumo e quantidade produzidos em 2014 são apresentados na Figura 5, com o consumo dividido em horários de pico, fora de pico e de geração.

Tabela 8. Demonstrativo da Projeção de Produção para 2015.

Mês	Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Maio	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.
Produção [Ton]	1600	1600	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1600

**Figura 5.** Demonstrativo do Consumo de Energia e Produção mensal para 2014.

Existe uma grande variação na relação entre geração e pico de consumo, causada por problemas que ocorrem nos grupos geradores. Esse problema foi causado por uma eventualidade que foi corrigida em agosto e não foi considerada na análise. Entretanto, para fins de cálculo, será utilizada a relação do mês de setembro que é considerada normal e que esteja destacada na Figura 7 com o valor de 90,6%.

Para relacionar o consumo de pico com o consumo total, utilizou-se a média ponderada de todos os meses, destacada pelo valor de 8,29%. Para o cálculo da projeção de consumo, o consumo médio de energia por quantidade produzida foi utilizado na faixa de 1600 a 1800 toneladas, que é de 0,347 MWh/ton.

A relação utilizada para consumo durante as horas de pico e geração é de 9,4%. Assim, o consumo total, o consumo fora do pico, o

consumo total de pico e os índices de consumo e geração de pico podem ser representados pelas equações (3) a (7), respectivamente:

$$C_T = \text{Prod} * 0,347 \text{ [MWh]} \quad (3)$$

$$C_{FP} = C_T - C_{TP} \text{ [MWh]} \quad (4)$$

$$C_{TP} = C_T * 0,0829 \text{ [MWh]} \quad (5)$$

$$C_P = C_{TP} * 0,094 \text{ [MWh]} \quad (6)$$

$$G = C_{TP} * 0,906 \text{ [MWh]} \quad (7)$$

Onde: (CT) Consumo Total [MWh], Prod [toneladas], (CFP) Consumo Fora da Ponta [MWh], (CTP) Consumo Total na Ponta [MWh], (CP) Consumo na Ponta [MWh] e (G) Geração [MWh].

A Figura 6 mostra a projeção de consumo relacionada à produção para o ano de 2015. Os valores de energia total calculados para os meses usando a equação (3) são apresentados como Consumo de Energia (MWh).

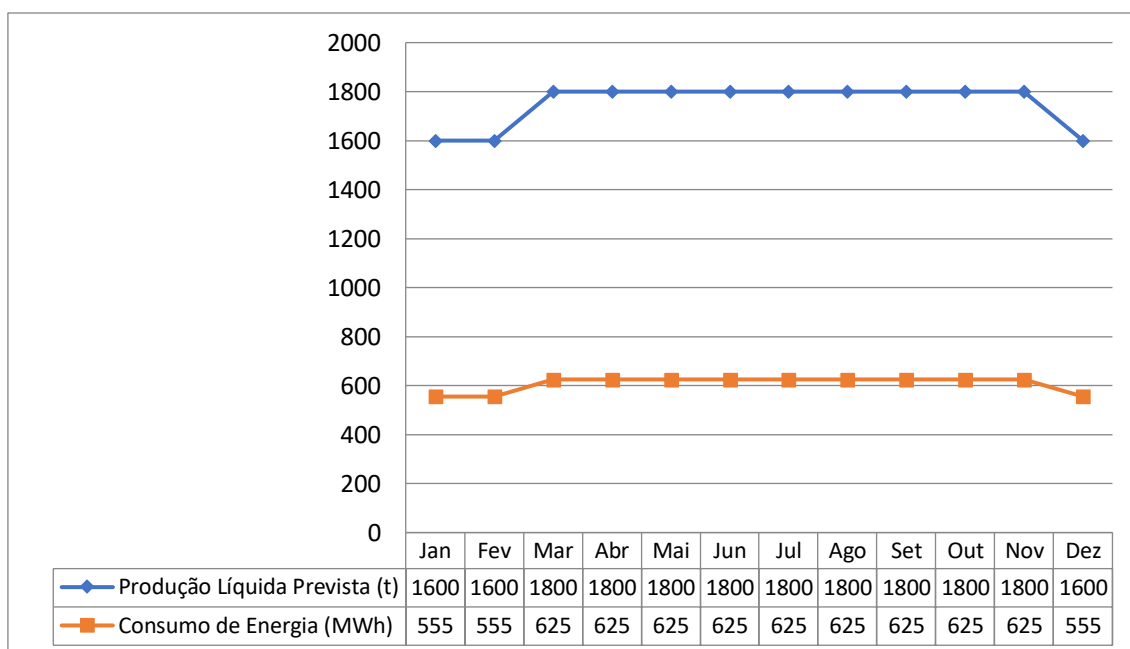


Figura 6. Demonstrativo da Previsão de Consumo de Energia para 2015.

Para a projeção de 2015 foi utilizada uma demanda fora de pico de 970 kW. No início de 2014, a demanda foi alterada devido à Resolução nº 414 da ANEEL, que permitiu um superávit de 5% na demanda contratada sem pagamento de multa. Portanto, 50 kW

aumentaram na demanda para compensar a redução de 5% permitida para o excedente.

Os valores de consumo dos geradores, horários de pico e fora de pico calculados para 2015 são mostrados na Figura 7.

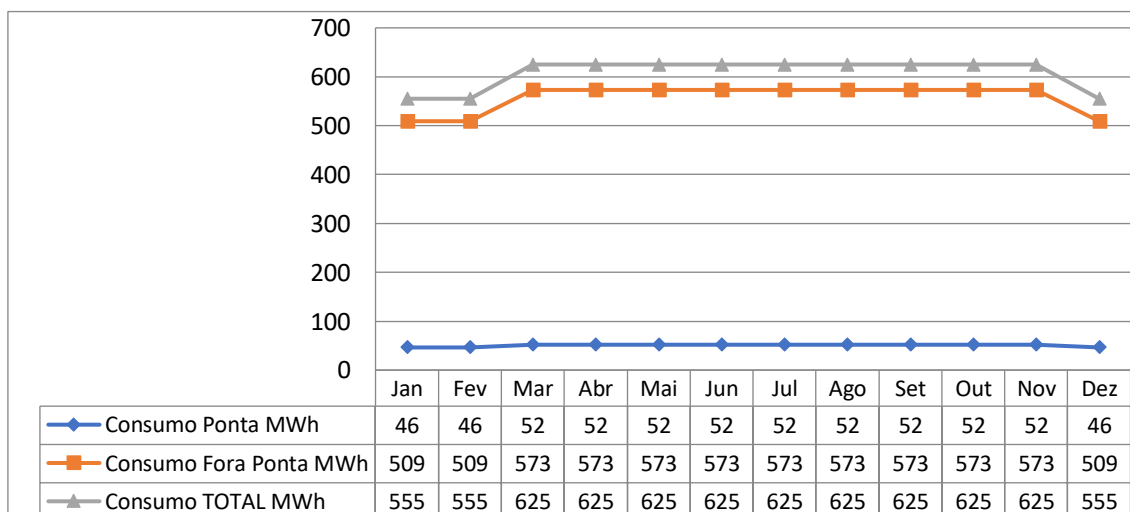


Figura 7. Demonstrativo da Projeção de Demanda e Produção mensal para 2015.

Através dos valores obtidos na Figura 7, os custos tanto do Mercado Cativo (como mostrado na Figura 8) como do Mercado Livre (como

apresentado na Figura 9) podem ser calculados.

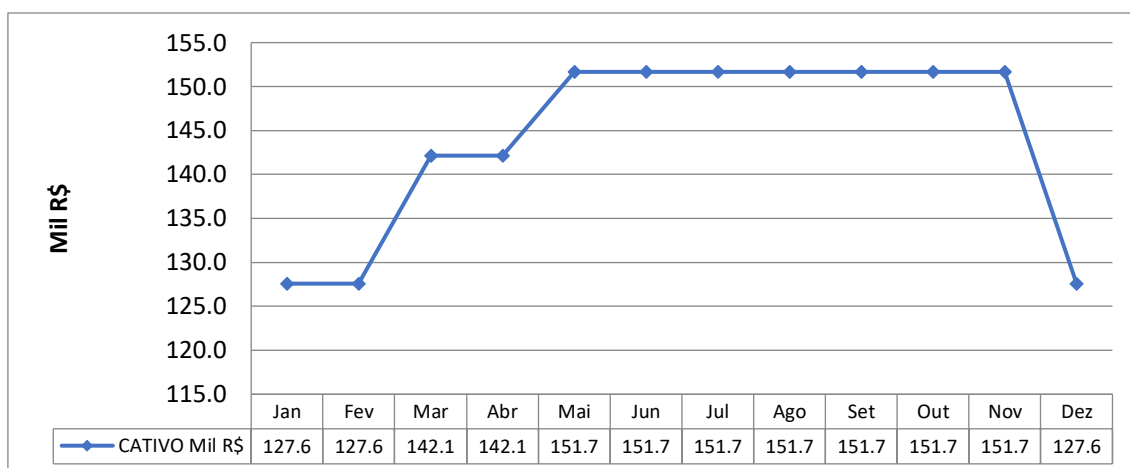


Figura 8. Demonstrativo da Projeção dos Custos do Mercado Cativo para 2015.

A economia total esperado para 2015 é de R\$198.330,74 como exibido na Figura 9. Pode-se verificar que a economia mensal varia de R\$8,752.02 até R\$21,239.26 principalmente devido à sazonalidade planejado no consumo e na variação da tarifa cativa entre o período úmido e seco.

As propostas apresentadas para migração para o MLE permitem uma variação no consumo de 10%, com um consumo mínimo de 90% e um máximo de 110% da energia contratada com o mesmo custo contratado por MWh. Se o consumo for superior a 110%, o excedente deve ser liquidado no mercado de curto prazo a um preço baseado no Preço de Liquidação de Diferenças (PLD). Como a modalidade do contrato é take-or-pay, se o consumo real for inferior a 90% do consumo contratado, então 90% do consumo acordado no contrato será pago.

O ponto de equilíbrio entre a taxa hora-estação verde e o custo no Mercado Livre em relação ao consumo pode ser equacionado usando as equações (1) e (2), e uma razão de 90/100% do consumo de energia livre. Assim, o consumo no

MCE pode ser obtido, o que seria equivalente a 90% do valor contratado no MLE. Isso significa que qualquer valor de consumo realizado abaixo do ponto de equilíbrio significaria perdas na migração de um mercado para outro.

A Figura 11 apresenta os valores de consumo propostos para contratação, bem como os valores mínimos e máximos para o mesmo valor por MWh estipulados na proposta, juntamente com o valor mínimo de consumo para o ponto de equilíbrio em relação ao MCE. Por mais que os valores de consumo estejam fora do planejado, o lucro é garantido porque os custos do MLE são menores que os custos do MCE.

O nível calculado de valor de consumo foi considerado pico de consumo, ou seja, 110% do valor a ser contratado devido ao fato de que, em nove meses, o valor de consumo calculado está praticamente associado com a capacidade máxima de produção da UI. Isso significa que o valor mínimo de consumo a ser pago é diminuído em 90/110, ou seja, 81,8% do valor previsto para consumo.

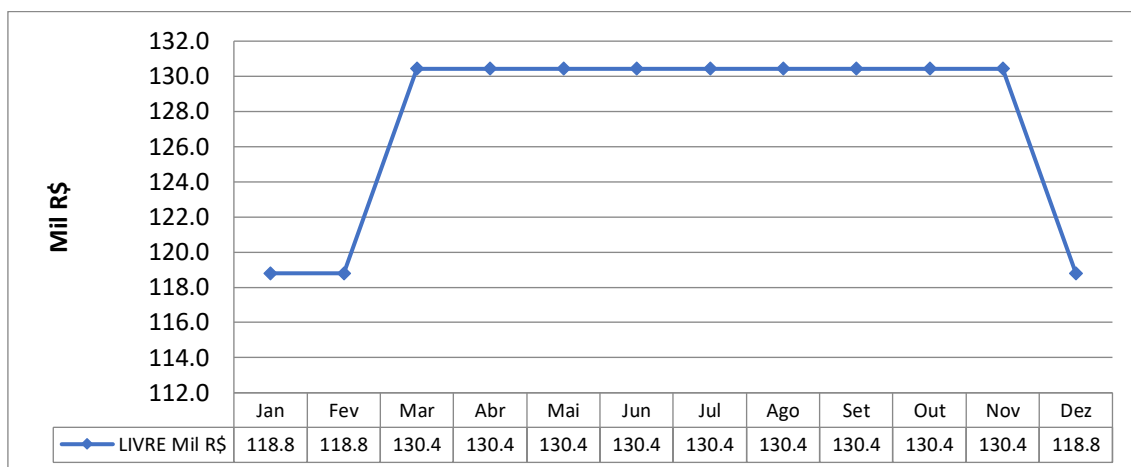


Figura 9. Demonstrativo da Projeção dos Custos do Mercado Livre para 2015.

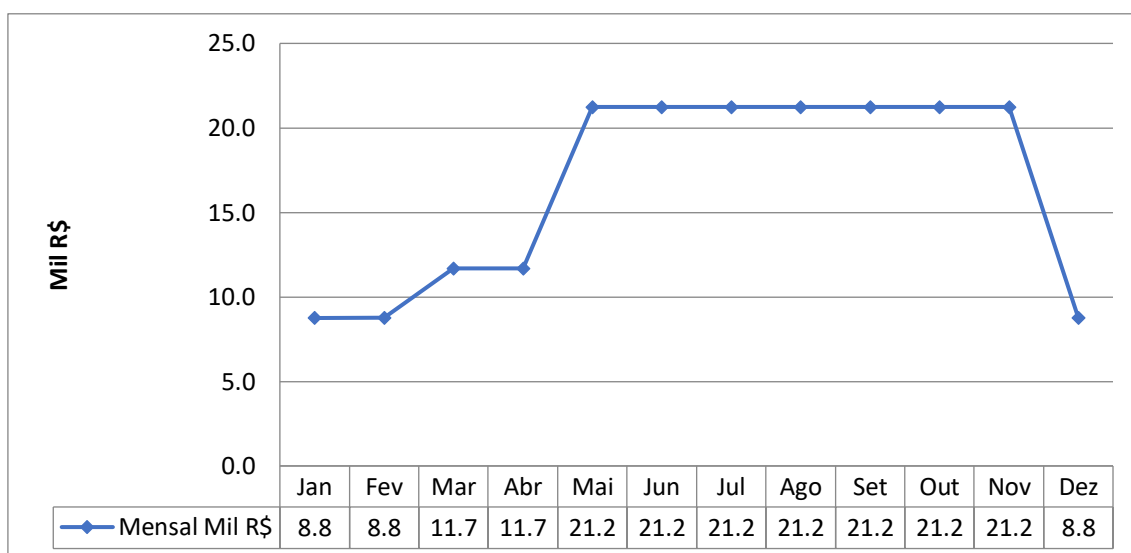


Figura 10. Demonstrativo da Economia Estimada para 2015.

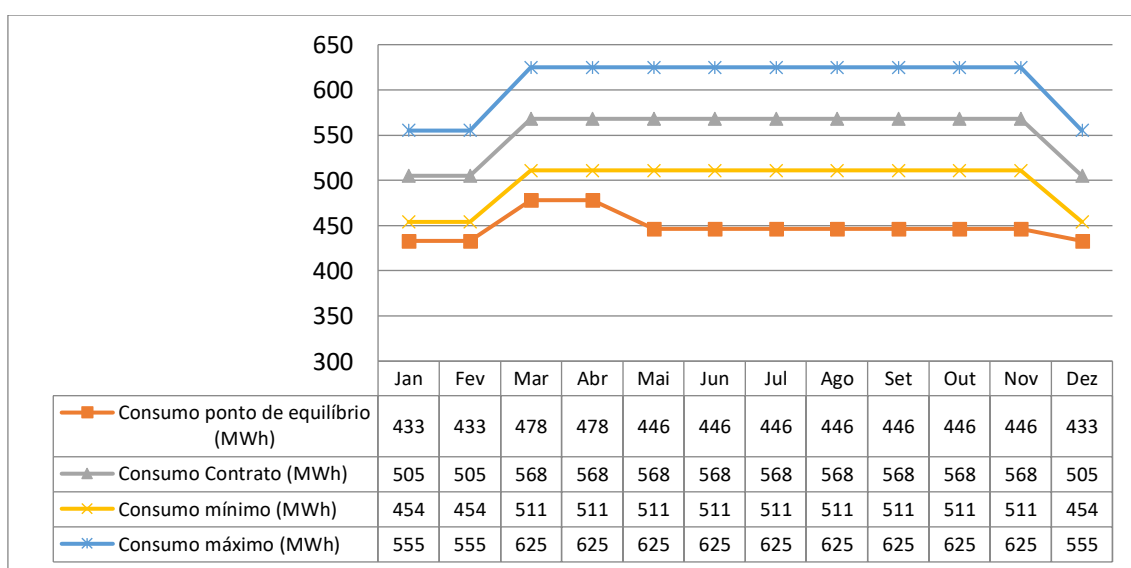


Figura 11. Demonstrativo dos Consumos (Mínimos e Máximos) Estimados.

Para os casos em que o consumo real excede o valor máximo de 110% do valor contratado, o superávit deve ser liquidado a um preço de PLD acrescido de um juro que, apesar do risco, também pode representar lucros. Analisando os resultados obtidos verificou-se que a maior PLD mensal médio em 2014 foi de R\$40,50/MWh abaixo a ser propostos para o valor do contrato, que foi de R\$128,00/MWh.

O custo para instalação do sistema de medição de faturamento também foi verificado. O valor do investimento em equipamentos é de R\$41.615,17, devendo haver uma remuneração da distribuidora no valor de R\$5.500,00.

Para iniciar o processo de migração, é necessário denunciar o atual contrato de fornecimento. Isso deve ser formalizado 6 meses antes do término do prazo do contrato. Com a mudança proposta pela Resolução Nº414 da ANEEL, o contrato da Unidade Industrial que foi de 36 meses com renovação automática, passa a ser de 12 meses. Os próximos passos são a formalização do CUSD, o contrato de energia livre, a mudança no sistema de medição e a adesão à Câmara de Comércio de Energia Elétrica.

Agradecimentos

Os autores agradecem a disponibilidade e colaboração dos funcionários da Unidade Industrial e a gentileza em fornecer os dados utilizados neste trabalho.

Considerações Finais

A comercialização de energia no Brasil é extremamente complexa e composta por diversas variáveis que influenciam desde a geração até o

consumidor final. Dadas as oportunidades existentes no mercado de energia, é necessário analisar continuamente os diferentes cenários, dado que é um mercado muito dinâmico, com constantes variações de preços, tarifas e regulamentações.

No estudo de caso apresentado neste artigo, obteve-se uma economia da ordem de 11% no custo da energia, tornando-se um interessante investimento também para outras indústrias do mesmo porte com tarifas cativas compatíveis. O fato de a Unidade Industrial analisada já ter gerado grupos para fornecimento de energia nos horários de pico, representou uma economia de aproximadamente R \$ 20.000,00 por mês. Isso significa que para outras empresas com as mesmas condições, mas sem geração própria, a migração teria um retorno muito maior sem a necessidade de investir na geração de grupos. Com base nos resultados obtidos nas simulações, pode-se afirmar que a migração para o Mercado Livre de Energia é viável e representa ganhos interessantes para a empresa em questão. O valor anual estimado da economia em energia elétrica é de R\$198.330,74, representando entre 2 e 3% do custo total de transformação.

É importante destacar a necessidade de realizar uma análise de eficiência energética da Unidade Industrial, a fim de identificar necessidades de mudança de tecnologias, equipamentos ou alterações no processo produtivo.

Referências

ABRACEEL, Mercado Livre. Disponível em: <http://www.abraceel.com.br/mercado_livre>. Acesso em 25.08.2017.

- ANDO JUNIOR, O. H.; HAFFNER; J. A. H. O Setor Elétrico como ferramenta Estratégica de Gestão Governamental. Artigo (Pós-Graduação em Gestão Empresarial). Universidade Luterana do Brasil. Porto Alegre, 2014.
- ANEEL. Resolução nº 247, de 21 de dezembro de 2006.
- ANEEL. Resolução nº 376, de 25 de agosto de 2009.
- ANEEL. Módulo 7: Estrutura Tarifária das Concessionárias de Distribuição. 2011.
- BRASIL. Lei nº 9427, de 26 de dezembro de 1996.
- BRASIL. Lei nº 9074, 7 de julho de 1997.
- BRASIL. Lei nº 10604, 17 de dezembro de 2002.
- BRASIL. Lei nº 10847, de 15 de março de 2004.
- BARROSO, L. A.; ROSENBLATT, J.; GUIMARAES, A.; BEZERRA, B. and PEREIRA, M. V.. "Auctions of contracts and energy call options to ensure supply adequacy in the second stage of the Brazilian power sector reform," *Power Engineering Society General Meeting, 2006. IEEE*, Montreal, Que., 2006, pp. 8 pp.-. doi: 10.1109/PES.2006.1708974
- CASAGRANDE, G. F.; ANDO JUNIOR, O. H.; OLIVEIRA, M. O.; PERRONE, O. E.; REVERSAT, J. H.. Very Short-Term Electric Load Forecasting Considering Climate and Temporal Variable. *International Journal of Automation and Power Engineering*, v. 3, p. /86/86131/tde.../DissFernando.pdf>. Acesso em 27 ago. 2017.
- COMERC, Evolução do Mercado. Disponível em: <http://www.comerc.com.br/web/page_gestao/mercadolivre_3.asp>. Acesso em 23.09.2011.
- FILHO, J. C. R.; AFFONSO, C. M. and OLIVEIRA, R. C. L.. "Pricing analysis in the Brazilian energy market: A decision tree approach," *PowerTech, 2009 IEEE Bucharest, Bucharest, 2009*, pp. 1-6. doi: 10.1109/PTC.2009.5282272
- FREIRE, L. M.; NEVES, E. M. A.; TSUNECHIRO, L. I.; CABRAL, R. and SOUZA, Z.. "Liquidity in the Brazilian electricity market," *European Energy Market (EEM), 2012 9th International Conference on the, Florence, 2012*, pp. 1-8. doi: 10.1109/EEM.2012.62546977
- JANUÁRIO, A. C. V. O mercado de energia de fontes incentivadas: Proposta para sua expansão e implicações na câmara de comercialização de energia elétrica. (Mestrado em Engenharia Elétrica). Universidade de São Paulo. São Paulo, 2007. Disponível em: <<http://www.teses.usp.br/teses/.../3/.../DissertacaoAlexandrafinal.pdf>>. Acesso em 28 ago. 2017.
- CLÍMACO, F. G. Gestão de consumidores livres de energia elétrica. 2010. 113 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Universidade de São Paulo. São Paulo, 2010. Disponível em: <www.teses.usp.br/teses/disponiveis