

ESTUDO DA VIABILIDADE ECONÔMICA DA MIGRAÇÃO DO HUSE PARA O MERCADO LIVRE DE ENERGIA

Felipe Matheus de Oliveira Carvalho (felipemocarvalho@gmail.com); Rafael Cavalcante Menezes (rafaelcmnz@hotmail.com); Prof^o Msc. Roberto Felipe Andrade Menezes (roberto.felipe@souunit.com.br)

RESUMO

O mercado livre de energia é uma alternativa viável para os consumidores que desejam reduzir seus custos com a energia elétrica. No entanto, é preciso uma análise de viabilidade técnica e econômica para justificar a migração. Neste artigo é apresentado essa análise por meio da migração do Hospital de Urgência de Sergipe (HUSE), pertencente ao mercado cativo, para o mercado livre, abordando conceitos, características e simulações. Neste é apresentado também um estudo sobre o histórico e estrutura do setor elétrico brasileiro, além de mostrar comparações entre os modelos de comercialização de energia, detalhando tanto o Ambiente de Contratação Regulada quanto o Ambiente de Contratação Livre. Por fim, é apresentado uma metodologia através da fatura de energia dos últimos doze meses exibindo três cenários distintos a fim de prever os novos valores anuais para os próximos cinco anos e realizar a análise de viabilidade econômica por meio de ferramentas financeiras como VPL, TIR e Payback. Diante disso, é possível comprovar que o mercado livre de energia é viável, além de apontar qual a melhor opção para migração do consumidor.

Palavras-chaves: Comercialização de energia. Mercado livre de energia elétrica. Análise tarifária de viabilidade.

ABSTRACT

The free market is a viable alternative for consumers who want to reduce their electricity costs. However, a technical and economic feasibility analysis is needed to justify the migration. In this article this analysis is presented through the migration of the Hospital de Urgência de Sergipe (HUSE), belonging, to the captive market to the free market, addressing concepts, characteristics and simulations. It also presents a study on the history and structure of the Brazilian electricity sector, as well as showing comparisons between the energy trading models, detailing both the Regulated Contracting Environment and the Free Contracting Environment. Finally, a methodology is presented through the energy bill for the last twelve months showing three different scenarios in order to forecast the new annual values for the next five years and perform the economic viability analysis using financial tools such as NPV, IRR and Payback. That said, it is possible to prove that the free energy market is viable, to showing which is the best option for consumer migration.

Keywords: Energy market. Free market. Feasibility tariff analysis.

1 INTRODUÇÃO

No ambiente público ou privado, um dos maiores gastos que se observa é a energia elétrica, com isso, podem ser usadas para tentar diminuir ao máximo essa despesa, desde a redução do consumo até mudanças na tarifa. No entanto, uma alternativa que vem se destacando é a migração do Mercado Cativo de Energia para o Mercado Livre, onde o consumidor deixa de comprar energia das concessionárias, as quais possuem um alto custo tarifário, e passa a comprar energia diretamente de outros distribuidores, geradores e comercializadores.

1 O Mercado Livre de Energia Elétrica foi criado em 1995, com a Lei nº 9.074,
2 que teve como objetivo fazer uma reestruturação mais profunda no Setor Elétrico
3 Brasileiro (TOLMASQUIM, 2011). Mas o atual modelo foi definido somente em 2004,
4 após a crise de racionamento de energia ocorrido em 2001 devido à má gestão e
5 falta de planejamento do SEB.

6 Nesse atual modelo foi estabelecida a Lei nº 10.848, onde a comercialização
7 de energia foi regulamentada no Decreto nº 5.163, que expressa as normas gerais
8 de negociação e leilão de energia. Além disso, esse atual modelo conta com dois
9 ambientes de negociação: o Ambiente de Contratação Regulado (ACR), com os
10 agentes de geração e de distribuição de energia, e o Ambiente de Contratação Livre
11 (ACL), com geradores, comercializadores, distribuidores, importadores,
12 exportadores, consumidores livres e especiais.

13 No entanto, em 2015, houve um aumento médio de cerca de 20% no preço da
14 energia no Brasil, onde, segundo a FIRJAN (2016) no biênio 2014/2015, as chuvas
15 abaixo da média histórica provocaram a insuficiência das hidrelétricas e a
16 necessidade da intensificação do uso das termelétricas, que passou de um patamar
17 de 9%, em 2011, a mais de 25% em 2015. Tal cenário acabou por elevar o preço da
18 energia, uma vez que a geração termelétrica é muito mais cara.

19 Diante disso, aliado a fatores como a desconstrução involuntária e a
20 instabilidade regulatória, o resultado foi o aumento dos preços da tarifa média de
21 fornecimento de energia pelas concessionárias no ACR, tornando a migração para o
22 ACL mais atrativa, visto que seus consumidores podem negociar preços e prazos,
23 além de optar pela contratação de energia oriunda de fontes renováveis. Por isso, de
24 acordo com dados da ABRACEEL (2019) esse mercado cresceu 6% em 2019, e nos
25 últimos 10 anos foram economizados mais de R\$ 200 bilhões nas contas de energia
26 dos consumidores livres no Brasil.

27 Contudo, antes do consumidor realizar a mudança, é necessário analisar
28 alguns riscos, como a volatilidade dos preços, estudar seu perfil de consumo, entre
29 outros fatores que podem influenciar a viabilidade econômica desse processo
30 (ALIXANDRE, 2019). Portanto, é fundamental ter uma ferramenta que auxilie essa
31 tomada de decisão, e, com isso, para compreender e analisar esse contexto, este
32 artigo visa apresentar um estudo de viabilidade técnico e econômico sobre a
33 possibilidade de transição de um hospital estadual, que pertence ao ACR para o
34 ACL, por meio da análise dos últimos 12 meses de consumo, apresentando
35 características, conceitos e simulações de três cenários diferentes, a fim de
36 compará-los e definir o melhor e mais atrativo deles.

37 **2 SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO**

38 O modelo atual do SEB, surgiu a partir das reformas iniciadas na década de 90.
39 Antes disso, o mesmo passou por três momentos históricos importantes. O primeiro
40 momento foi marcado pelo início das atividades envolvendo energia elétrica no país,
41 o segundo foi conhecido pela atuação do Estado na execução das atividades, e o
42 terceiro, e atual, é o momento da reestruturação do setor com uma participação
43 maior da iniciativa privada (SANTOS, 2015).

44 No início, após a concessão de D. Pedro II a Thomas Edison, em 1879, a
45 energia elétrica no Brasil foi disponibilizada apenas em algumas regiões,
46 concentrando-se fortemente nas regiões sul e sudeste, em função dos mercados

1 então existentes. No entanto, o setor elétrico (geração, transmissão e distribuição),
2 devido ao desenvolvimento de novos parques industriais e a transferência da capital
3 para seu interior, experimentou uma gradativa expansão (JANNUZZI, 2007).

4 Os primeiros concessionários, segundo Jannuzzi (2007), eram apenas
5 pequenos produtores e distribuidores (fazendeiros, comerciantes e empresários
6 locais) que se organizavam em âmbito municipal. Entretanto, com o aumento da
7 demanda pela energia elétrica, surgiram as primeiras ações estruturais e a formação
8 de concessionárias locais e estrangeiras.

9 Neste período, destacaram-se várias empresas, dentre elas a LIGHT, de
10 origem canadense, que acabou por incorporar várias empresas do interior de São
11 Paulo e a AMFORP, norte-americana, que passou a controlar também outras
12 empresas (FUSP, 2006). Porém, com a Constituição de 1934 e a publicação do
13 Código de Águas, a União que apenas cuidava de outorgar potenciais hidráulicos de
14 rios federais, passou a centralizar a outorga de todas as fases da indústria de
15 energia elétrica. Com isso, o Estado passou a ser mais ativo (TOLMASQUIM, 2011).

16 Neste momento, começou a surgir o segundo período da energia elétrica no
17 Brasil, onde a participação do Estado começou a ser mais relevante. Assim, além da
18 incorporação das quedas d'água ao patrimônio da União, houve também a
19 instauração do serviço pelo custo histórico com lucro limitado, e a nacionalização do
20 serviço.

21 Além disso, em 1945 foi criada a Companhia Hidrelétrica do São Francisco
22 (Chesf), que sinalizou a dissociação entre geração e distribuição. A União, assim,
23 assumiu a construção de grandes usinas e sistemas de transmissão, e, alguns
24 estados membros, ficaram responsáveis pela distribuição (TOLMASQUIM, 2011).

25 Esse período foi marcado também pelo surgimento da Centrais Elétricas
26 Brasileiras S.A. (Eletrobras) que foi idealizada por Getúlio Vargas em 1954, mas só
27 foi instalada no governo João Goulart, em 1962. No entanto, ela só veio de fato a se
28 tornar protagonista do cenário energético brasileiro, segundo Naves e Silveira
29 (2019), no regime militar, com apoio tanto político quanto econômico, com a
30 aquisição das empresas do grupo AMFORP e com a compra da LIGHT, encerrando,
31 até ali, a participação das empresas estrangeiras no SEB.

32 Porém, esse modelo estatal só funcionou bem até o fim da década de 70, pois,
33 segundo Tolmasquim (2011), o Estado, assolado pela crise econômica e fiscal da
34 década, tornou-se incapaz de financiar a expansão do sistema. Aliado a isso, houve
35 também um movimento de revisão do papel do Estado, incentivando a iniciativa
36 privada a assumir a atividade empresarial nessas indústrias.

37 Diante desse contexto, com o Estado em crise e a crescente do movimento
38 privativo, o terceiro período veio aos poucos se instaurando no país, baseado no
39 Plano Nacional de Desestatização (PND) instituído em 1990, incentivando as
40 privatizações no Brasil. No entanto, no SEB, a desestatização só começou
41 efetivamente a partir da Lei 8.987 e da Lei 9.074, publicadas em 1995, que de modo
42 geral determinaram regras para a licitação de novos empreendimentos de geração,
43 criaram a figura do Produtor Independente de Energia, assegurando aos
44 fornecedores e consumidores livres acesso aos sistemas de distribuição e
45 transmissão e deram direito aos grandes consumidores de escolherem quem iria
46 suprir sua demanda de energia (NAVES; SILVEIRA, 2019).

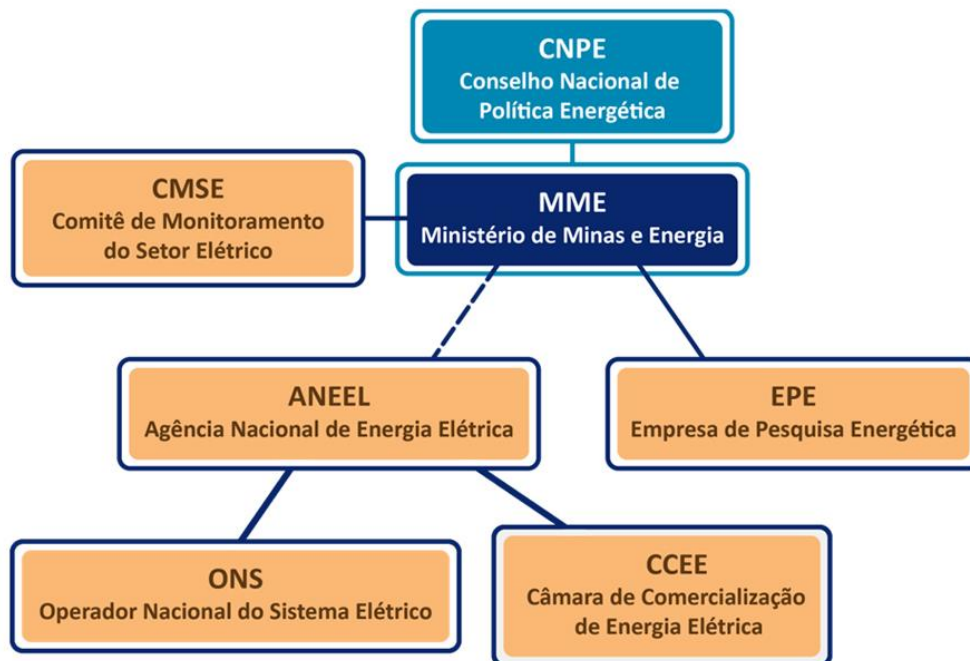
1 Porém, em 2001, o setor mostrou novamente sua fragilidade, com uma crise
 2 energética que culminou em um racionamento de energia, onde pesquisadores o
 3 atribuem a uma falta de planejamento efetivo e um eficaz monitoramento
 4 centralizado. Isso resultou em novos estudos para revitalizar e aperfeiçoar o modelo,
 5 onde, em 2004, o Governo Federal lançou as bases do modelo atual, sustentado
 6 pelas Leis nº 10.847/04, 10.848/04 e pelo Decreto nº 5.163/04, visando melhorar o
 7 sistema de suprimento de energia e a modicidade tarifária. (RISKALLA, 2018).

8 2.1 Instituições do sistema elétrico brasileiro e suas atribuições

9 No novo modelo, o SEB congrega um complexo conjunto de agentes
 10 institucionais com competências e atribuições bem definidas de modo a garantir o
 11 bom funcionamento setorial, a modicidade tarifária e a segurança no suprimento de
 12 energia (TOLMASQUIM, 2011).

13 Os principais agentes institucionais do setor elétrico brasileiro atual são: a
 14 Empresa de Pesquisa Energética (EPE), a Câmara de Comercialização de Energia
 15 Elétrica (CCEE), o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), o Ministério
 16 de Minas e Energia (MME), o Operador Nacional do Sistema (ONS), a Agência
 17 Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e os Agentes. Suas relações podem ser vistas
 18 na Figura 1.

19 Figura 1 – Estrutura institucional do sistema elétrico brasileiro



20
 21 Fonte: CCEE (2019)

22 De acordo com CCEE (2019), as funções desses agentes institucionais são:

- 24 – **CNPE:** órgão de assessoramento do Presidente da República que tem como
 25 objetivo a formulação de políticas e diretrizes de energia que certificam o
 26 suprimento energético de todas as regiões do Brasil;

- 1 – **MME**: ministério do governo federal encarregado pela condução, formulação e a
2 implementação de políticas para o setor energético;
- 3 – **CMSE**: órgão coordenado diretamente pelo MME, criado com a função de
4 acompanhar a continuidade e a segurança do suprimento elétrico em todo país;
- 5 – **EPE**: é uma empresa ligada ao MME com o objetivo de realizar serviços na área
6 de pesquisas a fim de subsidiar o planejamento do setor energético;
- 7 – **ANEEL**: tem por objetivo regular e fiscalizar a produção, transmissão,
8 distribuição e comercialização de energia, cuidando da qualidade, atendimento
9 dos serviços prestados, além do estabelecimento das tarifas para os
10 consumidores finais;
- 11 – **ONS**: tem por objetivo supervisionar, operar e controlar a geração energética,
12 além de administrar a rede básica de transmissão em todo território brasileiro;
- 13 – **CCEE**: é responsável pela estrutura do segmento de comercialização de energia
14 elétrica, encarregando-se dos aspectos regulatórios, operacionais e tecnológicos
15 de modo a possibilitar as operações de compra e venda de energia. Além disso,
16 ela atua na gestão de contratos do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e
17 do Ambiente de Contratação Livre (ACL); mantém o registro de dados de
18 energia gerada e de energia consumida; realiza leilões de compra e venda de
19 energia no ACR; realiza leilões de Energia de Reserva, e efetua a liquidação
20 financeira dos montantes contratados nesses leilões; apura infrações que sejam
21 cometidas pelos agentes do mercado e calcular penalidades; serve como fórum
22 para discussões de ideias e políticas para o desenvolvimento do mercado, além
23 de fazer a interlocução entre os agentes do setor com as instâncias de
24 formulação de políticas e de regulação.

25 **2.2 Agentes do setor de energia**

26 Além desses agentes institucionais, existem também os agentes setoriais, que
27 são empresas, participantes da CCEE, que atuam no setor elétrico e são
28 responsáveis pelas áreas de geração, transmissão, distribuição e comercialização.

29 Os Agentes de Geração, segundo CCEE (2019), são divididos entre
30 Concessionárias de Serviços Públicos de Geração, que se trata de um agente
31 autorizado pelo poder público, por meio de concessão ou permissão, para prestar
32 serviços de produção e comercialização de energia elétrica; os Produtores
33 Independentes de Energia Elétrica, que são agentes individuais ou grupos de
34 consórcio que receberam concessão, permissão ou autorização do Poder Público
35 para produzir energia por conta própria, assumindo os riscos operacionais e
36 financeiros; e os Autoprodutores, que são os agentes que possuem também
37 concessão, permissão ou autorização do Poder Concedente de produzir energia
38 elétrica para seu próprio consumo, podendo negocia-la em um eventual excedente
39 gerado, a partir de uma permissão prévia da ANEEL.

40 Os Agentes Transmissores tem a finalidade de transportar a energia elétrica
41 produzida pelos agentes de geração até o ponto de distribuição ou de consumo. No
42 Brasil, esse sistema é mais conhecido como Sistema Integrado Nacional (SIN), que
43 é um sistema hidro-termo-eólico-solar de grande porte distribuídos no Sul,
44 Sudeste/Centro-Oeste, Norte e Nordeste (ALIXANDRE, 2019).

1 Os Agentes de Distribuição têm a responsabilidade de oferecer serviços de
2 venda de energia aos consumidores do ACR, atendendo assim a demanda de sua
3 região, além de disponibilizar a infraestrutura tanto aos Consumidores Cativos
4 quanto aos Consumidores Livres (CCEE, 2019).

5 Por fim, os Agentes Comercializadores são responsáveis pela compra e venda
6 de energia elétrica, no ACR e no ACL (CCEE, 2019).

7 **3 MODELO DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA**

8 As regras e mecanismos que promovem as relações comerciais sólidas e
9 justas, além de fortalecer o ambiente de comercialização, é de atribuição da CCEE.
10 Nele a comercialização de energia se dá através de ACR e do ACL (CCEE, 2019).

11 No ACR a contratação é formada por contratos bilaterais regulados,
12 denominados Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente
13 Regulado (CCEAR), celebrados entre Agentes Vendedores e Distribuidores que
14 participam de leilões de compra e venda de energia. Já no ACL a contratação se dá
15 pela livre negociação entre os Agentes Geradores, Comercializadores,
16 Consumidores Livres, Importadores e Exportadores, sendo acordados através de
17 Contratos de Compra de Energia no Ambiente Livre (CCEAL) (CCEE, 2019).

18 **3.1 Ambiente de contratação regulada**

19 No Ambiente de Contratação Regulada, o consumidor é sujeito a fazer a
20 compra de sua energia diretamente da concessionária local. Assim, essa
21 concessionária tem como finalidade suprir toda a demanda dos consumidores sob
22 sua área de concessão (CHAVES, 2017). Segundo Durante (2016), a principal
23 vantagem deste ambiente é que o consumidor não precisa se preocupar com
24 eventuais riscos inerentes quanto ao aumento repentino das tarifas, pois todas as
25 tarifas possuem um valor fixo, conhecido pelo consumidor, reajustado anualmente e
26 definido pela ANEEL.

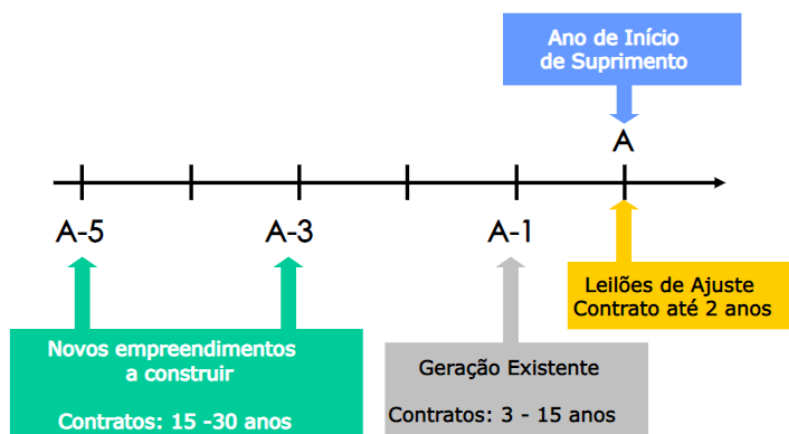
27 Neste Ambiente, a energia consumida pelos seus consumidores cativos é
28 adquirida pelas concessionárias por meio de leilões que são realizados pela CCEE e
29 supervisionados pela ANEEL. De modo geral, esses leilões de energia são
30 distribuídos em categorias e chamados de Leilões de Energia Existente. Eles
31 acontecem quando é necessário recontratar energia para empreendimentos em
32 pleno funcionamento, enquanto que para empreendimentos que ainda virão a existir,
33 a contratação dessa energia futura é dada através dos Leilões de Energia Nova
34 (SILVA, 2017).

35 De acordo com Mayo (2012), e ilustrado na Figura 2, os tipos básicos de leilões
36 promovidos no ACR são:

- 37 – **Leilão A-5:** realizado cinco anos antes do início do suprimento, é de geração
38 principalmente hidrelétrica, com contratos de 15 a 30 anos de duração, proposto
39 para projetos com prazo de maturação não superior a 5 anos;
- 40 – **Leilão A-3:** realizado três anos antes do início do suprimento e dois anos após o
41 A-5, tem como objetivo de ajustar uma possível má previsão por parte da
42 distribuidora, com contratos de 15 a 30 anos de duração, proposto para geração
43 principalmente termelétrica, para projetos com prazo de maturação não superior
44 a 3 anos;

- 1 – **Leilão A-1:** realizado um ano antes do início do suprimento para compra de
- 2 energia de empreendimentos de geração já existente e de comercializadoras, e
- 3 com contratos de 3 a 15 anos de duração;
- 4 – **Leilão de Ajuste:** realizado com até quatro meses do início do suprimento para
- 5 compra de energia de empreendimentos de geração já existente e de
- 6 comercializadores, com o objetivo de complementar a carga de energia
- 7 necessária a atender a demanda do consumidor;
- 8 – **Leilão de Energia Reserva:** geralmente proveniente de usinas de biomassa,
- 9 eólicas e Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), no qual seu objetivo é
- 10 garantir uma maior segurança do sistema.

11 Figura 2 – Tipos de leilão no âmbito da ACR



12 Fonte: CCEE (2019)

14 3.2 Ambiente de contratação livre

15 O Ambiente de Contratação Livre é um ambiente competitivo de negociação de

16 energia onde os agentes negociam livremente todas as condições de contratos,

17 como: preço de energia, quantidade contratada, período de suprimento, condições

18 de pagamento, dentre outras condições. A principal vantagem de aderir a esse

19 mercado é a economia financeira aos seus consumidores, podendo ultrapassar até

20 20% de redução no custo da conta de energia (RISKALLA, 2018).

21 No entanto, segundo Durante (2016), ao participar do mercado livre, o

22 consumidor, ao contrário do mercado cativo, assume responsabilidades em relação

23 a sua exposição aos preços da energia conforme suas características de consumo.

24 Com isso, para participar desse ambiente, os consumidores precisam atender

25 alguns requisitos descritos na Tabela 1, onde eles terão que se enquadrar entre

26 Consumidor Livre Convencional e Consumidor Livre Especial (CCEE, 2019).

27 Tabela 1 – Classificação dos consumidores livres

Demanda	Tensão de Conexão	Data de Instalação	Caracterização
≥ 2,5MW	≥ 69kV	Até 07/07/1995	Consumidor Livre Convencional
≥ 2,5MW	-	Após 07/07/1995	Consumidor Livre Convencional
≥ 500kW	-	-	Consumidor Livre Especial

28 Fonte: Adaptado de Mayo (2012)

1 O Consumidor Livre Convencional precisa ter uma demanda contratada igual
2 ou superior a 2,5MW, e tensão de conexão à rede de 69kV ou superior, para
3 consumidores ligados antes de 7 de julho de 1995, ou qualquer tensão, para ligados
4 após esse período. Esse consumidor pode negociar e adquirir energia de qualquer
5 fonte de geração, sendo representado geralmente por grandes plantas industriais
6 (MAYO, 2012).

7 O Consumidor Livre Especial se caracteriza por possuir uma demanda
8 contratada igual ou superior a 500kW, e ser atendido em qualquer nível de tensão.
9 No entanto, esse consumidor fica limitado a negociar e adquirir somente energia
10 gerada de fontes incentivadas com potência de até 30MW, sendo geralmente
11 representado por segmentos industriais e comerciais (MAYO, 2012).

12 Além desses consumidores, nesse ambiente ainda existem os
13 comercializadores, que são os agentes que compram energia para vender para
14 outros comercializadores, geradores e consumidores. Também existem os
15 importadores, que são agentes que possuem autorização para realizar importação
16 de energia elétrica para abastecimento do mercado nacional, além dos
17 exportadores, que realizam exportações de energia elétrica para abastecer países
18 vizinhos (CCEE, 2019).

19 As operações de compra e venda de energia, segundo Mayo (2012), se
20 resumem basicamente em contratos de curto prazo que têm prazo de fornecimento
21 de até seis meses; contratos de médio prazo de seis meses a três anos; contratos
22 de longo prazo superior a três anos; leilões de compra, onde os compradores
23 estabelecem preços máximos para os lotes e os vendedores disputam os lotes
24 dando lances decrescentes; leilões de venda, ao contrário do leilão de compra, os
25 vendedores é quem estipulam um preço mínimo para os lotes enquanto os
26 compradores disputam os lotes dando lances crescentes; e os leilões de balanço de
27 carga que tem por objetivo acertar os créditos e débitos de energia elétrica dos
28 geradores e dos consumidores antes da contabilização da CCEE, onde o preço
29 mínimo estabelecido é a média mensal do Preço de Liquidação das Diferenças
30 (PLD).

31 O PLD é uma tarifa semanal aplicada na compra e venda de energia a curto
32 prazo e sua composição se dá principalmente pela disponibilidade de água nos
33 reservatórios de hidrelétrica e ao nível de precipitação pluviométrico, provocando
34 assim um alto índice de incerteza para seus consumidores (DURANTE, 2016).

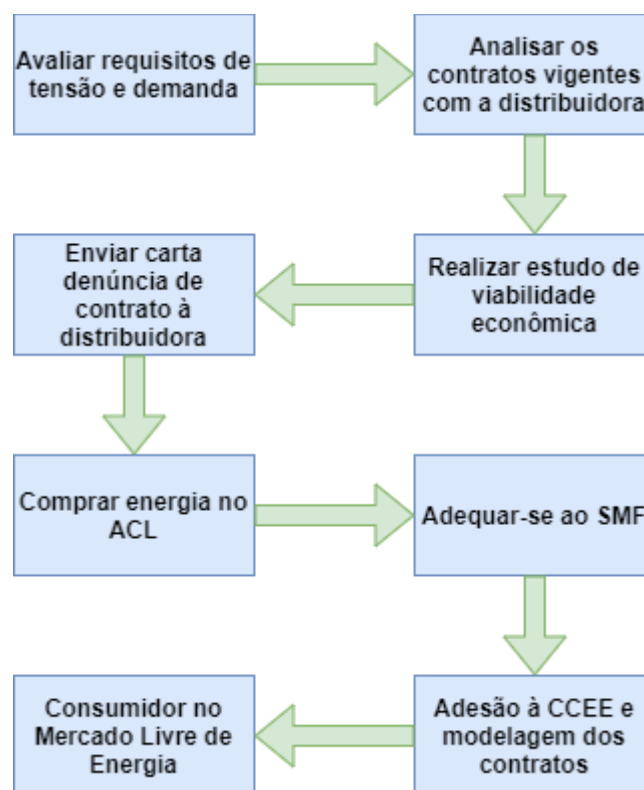
35 De modo geral, o consumidor pode optar por um perfil conservador contratando
36 energia com prazo de fornecimento mais longo, onde terá mais previsibilidade do
37 custo de energia e fica menos suscetível a volatilidade do mercado, porém, abre
38 mão da oportunidade de receber energia a preços mais baixos quando houver
39 grande disponibilidade energética. Além disso, o consumidor pode optar por um
40 perfil mais arrojado contratando energia com curto prazo de fornecimento
41 capturando os momentos de preços baixos, entretanto, ficando desprotegido contra
42 elevações bruscas no PLD (NASCIMENTO, 2018).

43 Para o realizar o processo de adesão ao ACL, é preciso analisar os contratos
44 vigentes com a concessionária. Esse contrato tem vigência de 12 meses e deve ser
45 rescindido com seis meses de antecedência. Após essa análise, deve-se realizar um
46 estudo de viabilidade econômica a fim de comparar os custos do Mercado Cativo
47 com os do Mercado Livre. Optando pela migração, o consumidor deve comunicar a
48 denúncia dos contratos vigentes à distribuidora e definir onde comprar a energia a

1 ser consumida. Essa compra pode ser contratada por comercializadores, geradores
 2 ou outros consumidores. Em seguida, deve-se realizar a adequação do Sistema de
 3 Medição para Faturamento (SMF) de acordo com o padrão especificado do
 4 procedimento de rede, além de disponibilizar o serviço de telemetria para que os
 5 dados de consumo sejam enviados a CCEE. Por fim, deve-se efetuar a adesão a
 6 CCEE ou ser representado por um agente vinculado a ela. A partir disso, torna-se
 7 compulsório o pagamento mensal da contribuição associativa ao CCEE, referente
 8 aos custos operacionais entre os agentes de acordo com o volume de energia
 9 negociados por cada um (RISKALLA, 2018). A Figura 3 abaixo, resume o processo
 10 de adesão ao Mercado Livre de Energia.

11

Figura 3 – Processo de migração para o ACL

12
13

Fonte: Autoria própria (2020)

14 No entanto, caso o consumidor decida retornar ao mercado cativo, ele deve
 15 solicitar um pedido que deve ser feito com cinco anos de antecedência, podendo a
 16 concessionária aceitar ou rejeitar pedidos de retorno com menor tempo. Isso deve-
 17 se ao fato de que as distribuidoras têm que contratar energia para o atendimento da
 18 demanda antecipadamente (NASCIMENTO, 2018).

19 4 METODOLOGIA

20 A análise da viabilidade técnica e econômica de migração do ACR para o ACL
 21 será feita a partir da fatura de energia elétrica, verificando o histórico de um ano de
 22 consumo e seus respectivos custos. Com ela será possível verificar se o consumidor
 23 atende os requisitos técnicos e se a migração será economicamente viável.

24 A análise de viabilidade técnica é bastante objetiva. Conforme a Tabela 1, o
 25 agente que possuir uma demanda maior ou igual a 2,5MW, pode ser considerado

1 um consumidor livre, enquanto que, caso o consumidor tenha uma demanda maior
2 ou igual a 500kW, ele pode se enquadrar como consumidor especial.

3 Se o consumidor atender a um desses requisitos a sua viabilidade técnica é
4 confirmada e pode se iniciar a viabilidade econômica utilizando os dados obtidos na
5 fatura de energia.

6 **4.1 Análise de viabilidade econômica**

7 Para realizar a análise de viabilidade econômica será feita a comparação das
8 despesas do consumidor tanto no ACL quanto no ACR. No entanto, ainda que o
9 preço da energia seja mais barato, pode não ser viável ou pode ser um investimento
10 com retorno de médio ou de longo prazo, por isso serão utilizados o VPL, TIR e o
11 *Payback* como indicadores para sua análise financeira.

12 Para a análise deste trabalho, será utilizado a compra de energia no mercado
13 de longo prazo, se encaixando na categoria de consumidor especial, a fim de evitar
14 a volatilidade do mercado de curto prazo e não ficar exposto ao PLD. Além disso, a
15 metodologia se dará através de uma comparação de três cenários distintos de
16 contratação: a energia convencional especial, energia incentivada especial 50% e a
17 energia incentivada especial 100%.

18 4.1.1 Despesas no ambiente de contratação regulado

19 As unidades consumidoras no país são classificadas em dois grupos tarifários:
20 O Grupo A e o Grupo B. Esses grupos são definidos a partir do nível de tensão e
21 demanda que são atendidos. Os consumidores atendidos em tensão igual ou
22 superior a 2,3kV são classificados no Grupo A, enquanto os consumidores atendidos
23 em tensão inferior a 2,3kV são classificados no Grupo B.

24 Os consumidores do grupo A conectados em uma tensão inferior a 69kV,
25 podem optar pela tarifa horária azul ou verde. Para os consumidores que possuem
26 uma tensão igual o superior a 69kV serão faturadas obrigatoriamente pela tarifa
27 horária azul (BARROS, 2014).

28 Como pode ser visto no Quadro 1, a estrutura tarifária azul é firmada por um
29 valor de demanda pretendida para o consumidor no horário de ponta e um valor de
30 demanda pretendido nos horários fora ponta. A fatura é composta pela soma das
31 parcelas referentes a demanda, consumo, e caso exista, ultrapassagem. A estrutura
32 tarifária verde é firmada somente por uma demanda independente da hora do dia. A
33 fatura é composta da soma das parcelas referentes ao consumo, demanda, e caso
34 exista, ultrapassagem (NASCIMENTO, 2018).

35 Quadro 1 – Diferenças das tarifas horária verde e azul

Grandeza	Estrutura Tarifária	
	Verde	Azul
Demanda	Única	Ponta
		Fora Ponta
Consumo	Ponta	Ponta
	Fora Ponta	Fora Ponta

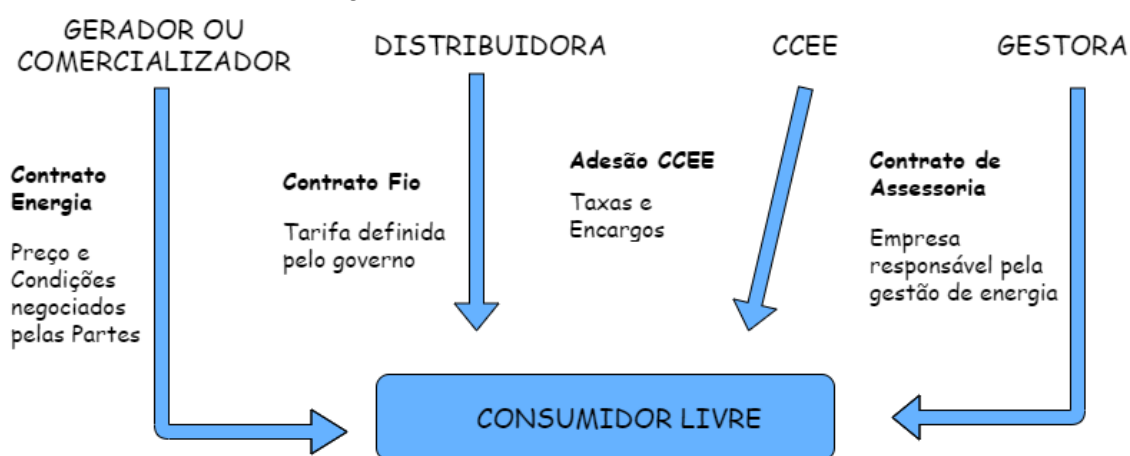
36 Fonte: Autoria própria

1 Após a análise do tipo de enquadramento que o consumidor se encaixa, é
 2 possível verificar quais tarifas serão aplicadas pela concessionária às suas
 3 grandezas e seus custos no ACR (CHAVES, 2017).

4 4.1.2 Despesas no ambiente de contratação livre

5 No ACL, as despesas do consumidor são divididas em quatro parcelas, como
 6 mostrado na Figura 4, dentre elas a parte de energia, encargos e distribuição. A
 7 fatura da energia é negociada diretamente com o gerador ou comercializador. Já a
 8 parcela ligada à distribuição é composta pela demanda contratada e pelos custos do
 9 uso do sistema de distribuição. Por fim, as parcelas da CCEE e da gestora estão
 10 relacionadas com os custos dos encargos transacionais, e com a assessoria ao
 11 Consumidor Livre respectivamente.

12 Figura 4 – Custos do consumidor livre



13 Fonte: Autoria própria

15 Ao migrar para o mercado livre de energia, o consumidor especial poderá
 16 pagar pelo custo de fornecimento da energia pela distribuidora. A energia
 17 convencional especial é a energia que não gera descontos na Tarifa de Uso do
 18 Sistema de Distribuição (TUSD). A energia incentivada especial, por sua vez, possui
 19 três tipos de descontos a ser aplicado à TUSD: 50%, 80% e 100% (MARTINS,
 20 2015). Para realizar a análise, foram considerados os cenários de preços de energia
 21 elétrica atuais de mercado, listadas na Tabela 2.

22 Tabela 2 – Cenários de preços de energia

Ano	2020	2021	2022	2023	2024
Energia Convencional Especial	R\$ 245/MWh	R\$ 207/MWh	R\$ 179/MWh	R\$ 163/MWh	R\$ 157/MWh
Energia Incentivada (50% desc. TUSD)	R\$ 294/MWh	R\$ 250/MWh	R\$ 216/MWh	R\$ 197/MWh	R\$ 182/MWh
Energia Incentivada (100% desc. TUSD)	R\$ 374/MWh	R\$ 330/MWh	R\$ 296/MWh	R\$ 277/MWh	R\$ 262/MWh

23 Fonte: ANACE (2020)

24 Na fatura da CCEE, segundo Chaves (2017), o consumidor pagará os mesmos
 25 encargos do ACR, porém de forma destacada e diretamente para a CCEE. De modo
 26 geral, os Encargos de Serviço do Sistema consistem em um valor em R\$/MWh

1 correspondente aos custos de manutenção da confiabilidade e estabilidade do
 2 sistema (CCEE, 2019). Para a análise, será utilizado R\$ 10/MWh, que engloba todos
 3 os custos referentes a CCEE (CHAVES, 2017).

4 As despesas com a concessionária serão referentes ao uso do sistema de
 5 distribuição da concessionária. No entanto, o consumidor que migra para o mercado
 6 livre consumindo energia de fontes incentivadas terá desconto nas tarifas de
 7 demanda ponta e fora ponta. Esse desconto na parcela é direto e equivalente ao
 8 percentual informado pela CCEE para a distribuidora (ALIXANDRE, 2019).

9 Por fim, é preciso inserir um custo relacionado ao pagamento à gestora, que é
 10 a empresa responsável por fazer a gestão de energia do consumidor livre,
 11 representando o consumidor como agente na CCEE, fazendo o balanço mensal do
 12 consumo, informando o consumidor através de relatórios mensais e usando sua
 13 estratégia de mercado para recontração de energia futura. Para essa gestora,
 14 nesse trabalho é adotado um custo fixo de R\$ 3.000,00 mensais (CHAVES, 2017).

15 4.2 Indicadores financeiros

16 Para realizar a avaliação de viabilidade econômica da migração serão usados
 17 três indicadores financeiros: o Valor Presente Líquido (VPL), a Taxa Interna de
 18 Retorno (TIR) e o *Payback*.

19 O VPL é um conceito matemático capaz de indicar a soma algébrica de fluxos
 20 de caixa descontados para o instante presente. Portanto, para que a análise seja
 21 viável financeiramente, o VPL precisa ser maior que zero ($VPL > 0$). No entanto, para
 22 calculá-lo é preciso definir uma Taxa Mínima de Atratividade (TMA) que é uma taxa
 23 de juros que representa o mínimo de retorno financeiro esperado pelo investidor
 24 quando o mesmo faz um investimento (MOTTA; CALOBA, 2002). Nesse artigo o
 25 TMA foi definido a partir da taxa média da SELIC do ano de 2019 que é de 6,5% ao
 26 ano. O VPL é calculado através da Equação (1):

$$27 \quad VPL = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+i)^t}, \quad (1)$$

28 sendo:

29 VPL: Valor Presente Líquido, em R\$;

30 I_0 : valor inicial do investimento, em R\$;

31 FC_t : Fluxo de Caixa no período t, em R\$;

32 i: Taxa Mínima de Atratividade, em decimal;

33 t: período, em unidade de tempo.

34 A TIR, segundo Motta e Caloba (2002), é um índice que indica a rentabilidade
 35 de um investimento em um determinado período de tempo. Por isso, se ela for
 36 superior a TMA esperada, o projeto é economicamente viável ($TIR > TMA$). Ela pode
 37 ser expressa em porcentagem/tempo e é determinada através da Equação (2):

$$38 \quad 0 = -I_0 + \sum_{t=0}^n \frac{FC_t}{(1+TIR)^t}, \quad (2)$$

39 sendo:

1 TIR: Taxa Interna de Retorno, em decimal.

2 O *payback* é uma técnica capaz de determinar o tempo necessário para que o
 3 projeto recupere o seu investimento inicial. Esse indicador é dividido em dois tipos: o
 4 *payback* descontado, com uma taxa de desconto maior que zero ($i > 0\%$), e o
 5 *payback* simples, com uma taxa de desconto igual a zero ($i = 0$) (NASCIMENTO,
 6 2018). Seu período pode ser determinado pela Equação (3):

$$7 \text{ Payback} = \frac{I_0}{R_t}, \quad (3)$$

8 sendo:

9 Payback: tempo de retorno do investimento, em unidade de tempo;

10 R_t : fluxo de caixa líquido no período, em R\$/tempo.

11 5 RESULTADOS E DISCUSSÕES

12 Para realizar a análise de viabilidade técnica e econômica de migração para o
 13 ACL, foi considerado o Hospital de Urgência de Sergipe (HUSE), que se encontra
 14 localizado na Avenida Tancredo Neves, S/N, Bairro Capucho, em Aracaju. Esse
 15 hospital é considerado de grande porte e presta atendimento ao estado de Sergipe e
 16 seus arredores (SAÚDE SERGIPE, 2020). A Figura 5 é apresentada a fachada do
 17 edifício.

18 Figura 5 – Fachada do HUSE



19

20

Fonte: Saúde Sergipe (2020)

21 O consumidor é atendido pela Energisa Sergipe, possui tensão de 13,8kV, é
 22 classificada no grupo A4 na tarifa horária azul, com demanda contratada na ponta de
 23 1035kW e demanda contratada fora ponta de 1080kW. Na Tabela 3 abaixo são
 24 representados a demanda e consumo registrados entre os meses de março de 2019
 25 e fevereiro de 2020.

1

2

Tabela 3 – Demanda e consumo do consumidor no ACR

Mês	Consumo Ponta(kWh)	Consumo Fora Ponta (kWh)	Demanda Contratada Ponta (kW)	Demanda Registrada na Ponta (kW)	Demanda Contratada F. Ponta (kW)	Demanda Registrada F. Ponta (kW)	Ultrapassagem (kW)
mar/19	58800	569800	1035	1064	1080	1204	124
abr/19	58800	582400	1035	1022	1080	1134	-
mai/19	54600	547400	1035	966	1080	1092	-
jun/19	47600	478800	1035	938	1080	1064	-
jul/19	44800	466200	1035	924	1080	1022	-
ago/19	50400	467600	1035	840	1080	952	-
set/19	51800	504000	1035	882	1080	994	-
out/19	51800	516600	1035	952	1080	1106	-
nov/19	57400	571200	1035	980	1080	1162	82
dez/19	58800	628600	1035	1008	1080	1148	68
jan/20	56000	578200	1035	1050	1080	1204	124
fev/20	64400	630000	1035	1064	1080	1218	138

3

Fonte: Conta de energia do consumidor

4 De posse desses dados, juntamente com a tarifa da concessionária na
5 modalidade azul e as tarifas referentes aos tributos governamentais (PIS/PASEP,
6 COFINS e ICMS), descritas, respectivamente na Tabelas 4 e 5 é possível calcular os
7 valores da conta de energia no ACR como apresentado na Tabela 6. No entanto, por
8 se tratar de um órgão público, o consumidor é isento da tarifa de ICMS.

9

Tabela 4 – Tarifas da Energisa Sergipe no período de março 2019 a fevereiro 2020

Subgrupo	Meses	TUSD + TE				TUSD			
		Demanda(R\$/kW)		Consumo(R\$/kW)		Demanda(R\$/kW)		Consumo(R\$/kW)	
		Ponta	F. Ponta	Ponta	F. Ponta	Ponta	F. Ponta	Ponta	F. Ponta
A4(2,3 kV a 25kV)	Março/Abril 2019	49,21612	18,37064	0,41843	0,2896	49,82	17,55	0,04243	0,04243
	Demais Meses	49,82	17,55	0,43139	0,27527	49,82	17,55	0,04243	0,04243

10

Fonte: Energisa Sergipe

11

12

13

14

15

16

1

Tabela 5 – Alíquotas dos tributos governamentais

Mês	PIS(%)	COFINS(%)	ICMS(%)
mar/19	1,0323	4,755	Isento
abr/19	1,0845	4,9955	Isento
mai/19	1,0779	4,9648	Isento
jun/19	1,0845	4,9955	Isento
jul/19	1,0845	4,9955	Isento
ago/19	0,8861	4,0815	Isento
set/19	0,7143	3,2902	Isento
out/19	0,8979	4,1357	Isento
nov/19	0,979	4,5095	Isento
dez/19	0,7518	3,4631	Isento
jan/20	0,7074	3,2584	Isento
fev/20	0,9619	4,4305	Isento

2

Fonte: Conta de energia do consumidor

3

Tabela 6 – Valores da conta de energia no ACR

Mês	Conta sem Impostos (R\$)	Conta com Impostos (R\$)	Consumo Total (kWh)	Preço da energia (R\$/MWh)
mar/19	268.454,37	284.944,99	628.600	453,30
abr/19	265.037,71	282.195,18	641.200	440,10
mai/19	244.964,99	260.719,49	602.000	433,09
jun/19	222.851,14	237.277,62	526.400	450,76
jul/19	218.174,85	232.298,60	511.000	454,60
ago/19	220.976,01	232.527,02	518.000	448,89
set/19	231.599,78	241.261,08	555.800	434,08
out/19	235.524,48	248.008,23	568.400	436,33
nov/19	256.831,01	271.745,78	628.600	432,30
dez/19	272.498,35	284.489,29	687.400	413,86
jan/20	261.112,55	271.895,38	634.200	428,72
fev/20	280.429,80	296.413,60	694.400	426,86
Média	248.204,59	261.981,35	599.667	428,69
Total Anual	2.978.455,05	3.143.776,26	7.196.000	5.252,90

4

Fonte: Autoria própria (2020)

5 Por ter uma demanda contratada de 1035kW na ponta e de 1080kW fora ponta,
6 o consumidor em questão se encaixa na categoria de consumidor livre especial (\geq
7 500kW), nesse caso a contratação de energia será obrigatoriamente de fontes
8 incentivadas. Diante disso, é possível realizar a comparação dos custos nos dois
9 ambientes, considerando os três cenários de preços observados na Tabela 2 e
10 utilizando os dados de consumo e demanda do último ano apresentado na Tabela 3.

11 Nesses três cenários é considerado que o consumidor tenha optado por um
12 perfil mais conservador, contratando energia a longa prazo, não ficando exposto as
13 elevações bruscas do PLD. Portanto, foi utilizado um valor médio mensal, como

1 preço de energia nos três cenários, considerando que não terá um aumento da
2 planta ou do consumo. Por isso, os dados de consumo se repetem a cada ano.

3 **5.1 Cenário 1 – energia convencional especial**

4 No Cenário 1, será utilizada a Energia Convencional Especial, que não possui
5 desconto na tarifa TUSD. Na Tabela 7 é possível observar de forma detalhada o
6 custo médio mensal e o total anual dos próximos 5 anos, do custo médio em relação
7 a energia livre, do preço médio da TUSD, do preço médio dos encargos da CCEE
8 que foi considerado igual a R\$10,00/MWh e do preço fixo referente a tarifa da
9 gestora de energia que foi considerado igual a R\$3.000,00 mensais.

10 Tabela 7 – Custo médio mensal e total anual pela energia convencional especial nos
11 próximos 5 anos

Faturas	Custos no Mercado Livre com Energia Convencional 2020(R\$)	Custos no Mercado Livre com Energia Convencional 2021(R\$)	Custos no Mercado Livre com Energia Convencional 2022(R\$)	Custos no Mercado Livre com Energia Convencional 2023(R\$)	Custos no Mercado Livre com Energia Convencional 2024(R\$)
Parcela Referente a Energia Convencional (R\$)	146.918,33	124.131,00	107.340,33	97.745,67	94.147,67
Parcela Referente a TUSD Convencional (R\$)	104.232,29	104.232,29	104.232,29	104.232,29	104.232,29
Parcela Referente aos Encargos da CCEE (R\$)	5.996,67	5.996,67	5.996,67	5.996,67	5.996,67
Parcela Referente a Gestora de Energia (R\$)	3.000,00	3.000,00	3.000,00	3.000,00	3.000,00
TOTAL MENSAL (R\$)	260.147,29	237.359,95	220.569,29	210.974,62	207.376,62
TOTAL ANUAL (R\$)	3.121.767,46	2.848.319,46	2.646.831,46	2.531.695,46	2.488.519,46

12 Fonte: Autoria própria (2020)

13 Com o objetivo de verificar a diferença anual entre os preços no ACR e no ACL
14 deste cenário, na Tabela 8 é apresentada a comparação entre os ambientes, e, para
15 ilustrar melhor, na Figura 6 é exibido um gráfico com os valores.

16

1

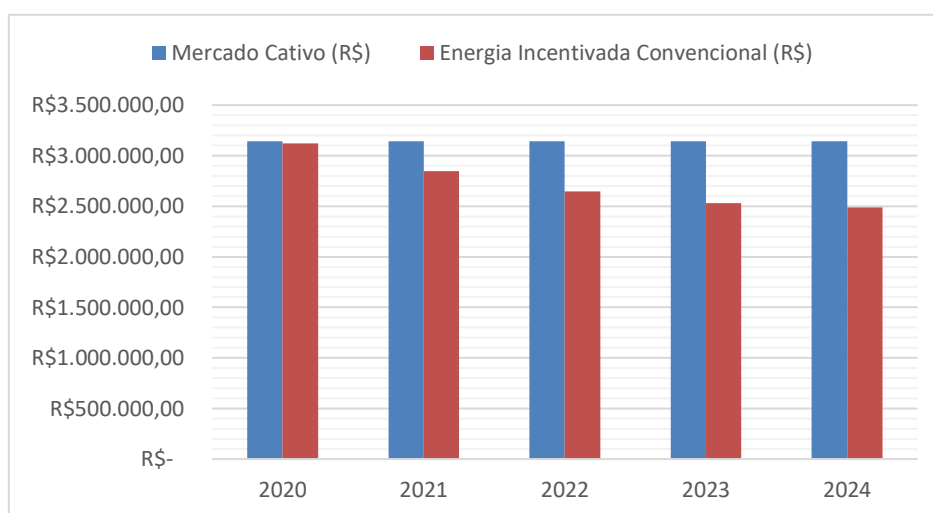
2 Tabela 8 – Diferença dos custos no mercado cativo e no mercado livre para o cenário 1 nos
3 próximos 5 anos

Ano	Mercado Cativo (R\$)	Energia Incentivada Convencional (R\$)	Diferença (R\$)
2020	3.143.776,26	3.121.767,46	22.008,80
2021	3.143.776,26	2.848.319,46	295.456,80
2022	3.143.776,26	2.646.831,46	496.944,80
2023	3.143.776,26	2.531.695,46	612.080,80
2024	3.143.776,26	2.488.519,46	655.256,80

4

Fonte: Aatoria própria (2020)

5 Figura 6 - Diferença dos custos no mercado cativo e no mercado livre para o cenário 1 nos
6 próximos 5 anos



7

8

Fonte: Aatoria própria (2020)

9 Para a verificação da viabilidade econômica foram utilizados os três indicativos
10 financeiros: o VPL, o TIR e o *payback*. Com relação à TMA, a mesma foi definida
11 como sendo a taxa média da SELIC do ano de 2019, que é de 6,5% ao ano, e o
12 investimento inicial considerado foi de R\$ 30.000,00 referente a adequação do
13 sistema de medição e adesão a CCEE. Os resultados encontram-se na Tabela 9.

14 Tabela 9 – Resultados financeiros da migração para o cenário 1

Ano	Receitas (R\$)	Despesas (R\$)	Fluxo de Caixa (R\$)		TIR (%)
	Diferença	Investimento	Descontado	Acumulado	
0	-	- 30.000,00	- 30.000,00	- 30.000,00	-
1	22.008,80	-	20.665,54	- 9.334,46	-27%
2	295.456,80	-	260.492,23	251.157,78	253%
3	496.944,80	-	411.395,31	662.553,08	311%
4	612.080,80	-	475.784,54	1.138.337,63	324%
5	655.256,80	-	478.259,38	1.616.597,01	327%

15

Fonte: Aatoria própria (2020)

1 Os resultados indicam um VPL maior que zero e uma TIR maior que a TMA, o
 2 que mostra a migração financeiramente viável. No entanto, é apresentado no
 3 primeiro ano um VPL negativo e uma TIR negativa e menor que a TMA,
 4 consequentemente, apontando o *payback* com um retorno financeiro positivo por
 5 volta de um ano e um mês.

6 5.2 Cenário 2 – energia incentivada 50%

7 No Cenário 2, será utilizada a Energia Incentivada Especial 50%, que possui
 8 desconto de 50% aplicado nas demandas ponta e fora ponta da tarifa TUSD. Na
 9 Tabela 10 é detalhado o custo médio mensal e o total anual para os próximos 5 anos
 10 utilizando esse cenário.

11 Tabela 10 – Custo médio mensal e total anual pela energia incentivada 50% nos próximos 5
 12 anos

Faturas	Custos no Mercado Livre com Energia Incentivada 50% 2020(R\$)	Custos no Mercado Livre com Energia Incentivada 50% 2021(R\$)	Custos no Mercado Livre com Energia Incentivada 50% 2022(R\$)	Custos no Mercado Livre com Energia Incentivada 50% 2023(R\$)	Custos no Mercado Livre com Energia Incentivada 50% 2024(R\$)
Parcela Referente a Energia Incentivada 50% (R\$)	176.302,00	149.916,67	129.528,00	118.134,33	109.139,33
Parcela Referente a TUSD Incentivada 50% (R\$)	66.368,68	66.368,68	66.368,68	66.368,68	66.368,68
Parcela Referente aos Encargos da CCEE (R\$)	5.996,67	5.996,67	5.996,67	5.996,67	5.996,67
Parcela Referente a Gestora de Energia (R\$)	3.000,00	3.000,00	3.000,00	3.000,00	3.000,00
TOTAL MENSAL(R\$)	251.667,35	225.282,01	204.893,35	193.499,68	184.504,68
TOTAL ANUAL (R\$)	3.020.008,16	2.703.384,16	2.458.720,16	2.321.996,16	2.214.056,16

13 Fonte: Autoria própria (2020)

14 Para verificação da diferença anual entre os preços no ACR e no ACL no
 15 cenário 2, Tabela 11 é apresentada essa comparação, e, para uma melhor ilustração
 16 dessa diferença, na Figura 7 é exibido um gráfico com os mesmos valores.

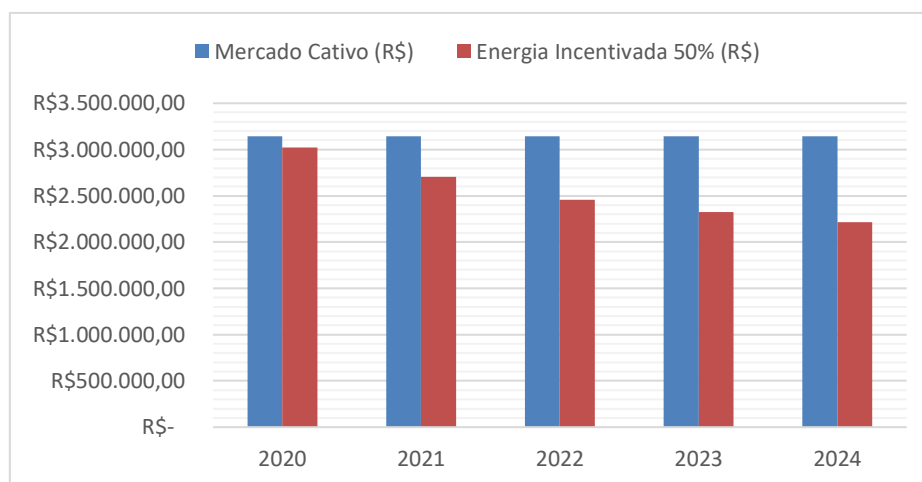
17
 18
 19
 20

1 Tabela 11 – Diferença dos custos no mercado cativo e no mercado livre para o cenário 2
2 nos próximos 5 anos

Ano	Mercado Cativo (R\$)	Energia Incentivada 50% (R\$)	Diferença (R\$)
2020	3.143.776,26	3.020.008,16	123.768,10
2021	3.143.776,26	2.703.384,16	440.392,10
2022	3.143.776,26	2.458.720,16	685.056,10
2023	3.143.776,26	2.321.996,16	821.780,10
2024	3.143.776,26	2.214.056,16	929.720,10

3 Fonte: Autoria própria (2020)

4 Figura 7 - Diferença dos custos no mercado cativo e no mercado livre para o cenário 2 nos
5 próximos 5 anos



6
7 Fonte: Autoria própria (2020)

8 Aqui é feita a mesma análise com o VPL, TIR e *payback*, realizados no cenário
9 1. É considerado também o investimento inicial de R\$ 30.000,00 para adequação do
10 medidor e taxas para adesão a CCEE. Os resultados são demonstrados na Tabela
11 12.

12 Tabela 12 – Resultados financeiros da migração para o cenário 2

Ano	Receitas (R\$)	Despesas (R\$)	Fluxo de Caixa (R\$)		TIR (%)
	Diferença	Investimento	Descontado	Acumulado	
0	-	- 30.000,00	- 30.000,00	- 30.000,00	-
1	123.768,10	-	116.214,17	86.214,17	313%
2	440.392,10	-	388.275,78	474.489,95	541%
3	685.056,10	-	567.123,07	1.041.613,02	579%
4	821.780,10	-	638.788,64	1.680.401,66	584%
5	929.720,10	-	678.584,88	2.358.986,54	585%

13 Fonte: Autoria própria (2020)

14 Os resultados deste cenário indicam um VPL maior que zero e uma TIR maior
15 que a TMA, o que mostra a migração financeiramente viável. O *payback* aponta um
16 retorno financeiro positivo por volta de três meses.

17 Em comparação com o cenário anterior, nota-se um VPL e uma TIR maior,
18 além de um retorno financeiro em menor tempo, tornando-o mais viável e atrativo.

1 5.3 Cenário 3 – energia incentivada 100%

2 Neste cenário será utilizada a Energia Incentivada Especial 100%, que possui
3 desconto de 100% aplicado nas demandas ponta e fora ponta da tarifa TUSD. Na
4 Tabela 13 é detalhado o custo médio mensal e o total anual para os próximos 5 anos
5 utilizando esse cenário.

6 Tabela 13 – Custo médio mensal e anual pela energia incentivada 100% nos próximos 5
7 anos

Faturas	Custos no Mercado Livre com Energia Incentivada 100% 2020(R\$)	Custos no Mercado Livre com Energia Incentivada 100% 2021(R\$)	Custos no Mercado Livre com Energia Incentivada 100% 2022(R\$)	Custos no Mercado Livre com Energia Incentivada 100% 2023(R\$)	Custos no Mercado Livre com Energia Incentivada 100% 2024(R\$)
Parcela Referente a Energia Incentivada 100% (R\$)	224.275,33	197.890,00	177.501,33	166.107,67	157.112,67
Parcela Referente a TUSD Incentivada 100% (R\$)	28.505,07	28.505,07	28.505,07	28.505,07	28.505,07
Parcela Referente aos Encargos da CCEE (R\$)	5.996,67	5.996,67	5.996,67	5.996,67	5.996,67
Parcela Referente a Gestora de Energia (R\$)	3.000,00	3.000,00	3.000,00	3.000,00	3.000,00
TOTAL MENSAL (R\$)	261.777,07	235.391,74	215.003,07	203.609,41	194.614,41
TOTAL ANUAL (R\$)	3.141.324,87	2.824.700,87	2.580.036,87	2.443.312,87	2.335.372,87

8 Fonte: Autoria própria (2020)

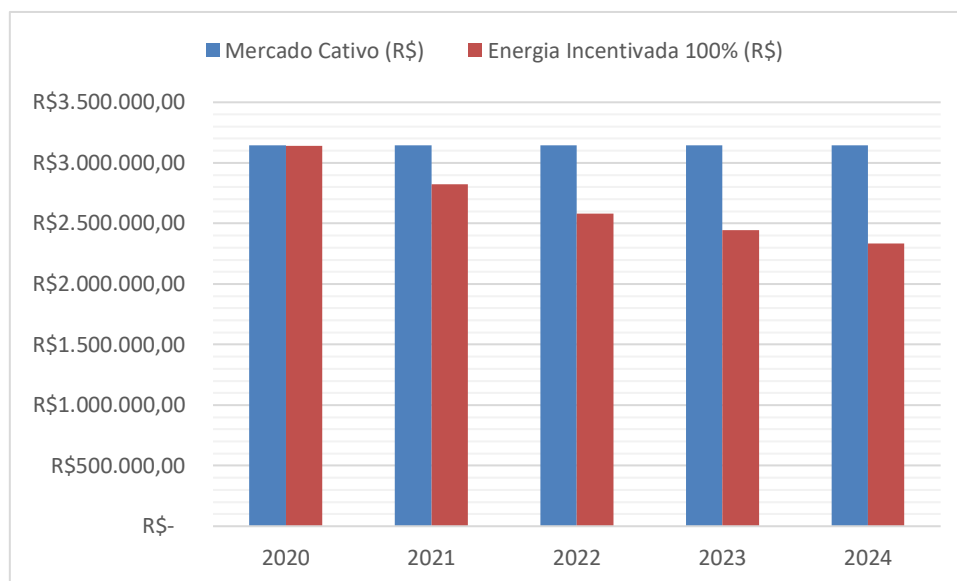
9 Para verificação da diferença anual entre os preços no ACR e no ACL no
10 cenário 3, na Tabela 14 é apresentada essa comparação, e, para uma melhor
11 ilustração dessa diferença, na Figura 8 é exibido um gráfico com os mesmos valores.

12 Tabela 14 – Diferença dos custos no mercado cativo e no mercado livre para o cenário 3
13 nos próximos 5 anos

Ano	Mercado Cativo (R\$)	Energia Incentivada 100% (R\$)	Diferença (R\$)
2020	3.143.776,26	3.141.324,87	2.451,39
2021	3.143.776,26	2.824.700,87	319.075,39
2022	3.143.776,26	2.580.036,87	563.739,39
2023	3.143.776,26	2.443.312,87	700.463,39
2024	3.143.776,26	2.335.372,87	808.403,39

14 Fonte: Autoria própria (2020)

1 Figura 8 Diferença dos custos no mercado cativo e no mercado livre para o cenário 3 nos
2 próximos 5 anos



3
4 Fonte: Autoria própria (2020)

5 Para análise de viabilidade econômica, como nos outros cenários, serão
6 utilizados o VPL, a TIR e o *payback*. É considerado também o investimento inicial de
7 R\$ 30.000,00 para adequação do medidor e taxas para adesão a CCEE. Os
8 resultados são demonstrados na Tabela 15.

9 Tabela 15 – Resultados financeiros da migração para o cenário 3

Ano	Receitas (R\$)	Despesas (R\$)	Fluxo de Caixa (R\$)		TIR (%)
	Diferença	Investimento	Descontado	Acumulado	
0	-	- 30.000,00	- 30.000,00	- 30.000,00	-
1	2.451,39	-	2.301,77	- 27.698,23	-92%
2	319.075,39	-	281.315,78	253.617,55	230%
3	563.739,39	-	466.691,14	720.308,69	296%
4	700.463,39	-	544.486,36	1.264.795,05	311%
5	808.403,39	-	590.038,14	1.854.833,19	315%

10 Fonte: Autoria própria (2020)

11 De acordo com esses resultados é demonstrado um VPL maior que zero e uma
12 TIR maior que a TMA, o que mostra a migração financeiramente viável. Entretanto, é
13 apresentado no primeiro ano um VPL negativo e uma TIR negativa e menor que a
14 TMA, apontando o *payback* com um retorno financeiro positivo por volta de um ano e
15 um mês.

16 A partir desses resultados é apresentado um menor VPL e TIR que o cenário
17 anterior, além de um retorno financeiro positivo mais demorado. Diante disso, é
18 observado que, para o problema exposto, o Cenário 2, com a contratação da
19 Energia Especial Incentivada 50%, se mostra mais viável economicamente.

1 **5 CONCLUSÃO**

2 O propósito desse artigo foi desenvolver uma metodologia para analisar a
3 viabilidade técnica e econômica de migração do Hospital de Urgência de Sergipe
4 pertencente ao mercado cativo para o mercado livre de energia. Para isso, três
5 cenários foram utilizados na metodologia, mostrando a importância da realização da
6 simulação e comparação em diferentes casos. Por mais que todos os cenários se
7 mostrem viáveis economicamente em relação ao mercado cativo, a Energia
8 Incentivada 50% apresentou tanto um retorno financeiro em menor tempo quanto
9 uma maior economia líquida em 5 anos.

10 Com a aplicação dessa metodologia, aliado aos indicadores financeiros VPL,
11 TIR e *payback*, foi possível observar, no Cenário 2, uma economia, ao total de 5
12 anos, de R\$ 2.358.986,54 na conta de energia. Diante disso, pode-se concluir que o
13 Mercado Livre de Energia é uma alternativa viável e vantajosa para os consumidores
14 e deve ser estudada como alternativa para redução de custos.

15

16

17

18

19

20

21

22

23

24

25

26

27

28

29

30

31

REFERÊNCIAS

- 1
- 2 ABRACEEL - Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia. **Mercado Livre**.
3 Disponível em: <<https://abraceel.com.br/mercado-livre>>. Acesso em: 15 de março de 2020.
- 4 ALIXANDRE, D. S. **Análise Técnica e Econômica do Mercado Livre de Energia: Estudo**
5 **de Caso em um Centro de Eventos**. Universidade Federal de Santa Catarina. 2019.
- 6 ANACE – Associação Nacional dos Consumidores de Energia. **Informativo de Energia**. Nº
7 163, Disponível em: <[http://www.anacebrasil.org.br/wp-](http://www.anacebrasil.org.br/wp-content/uploads/2020/01/INFORMATIVO-DE-ENERGIA-N%C2%BA-163.pdf)
8 [content/uploads/2020/01/INFORMATIVO-DE-ENERGIA-N%C2%BA-163.pdf](http://www.anacebrasil.org.br/wp-content/uploads/2020/01/INFORMATIVO-DE-ENERGIA-N%C2%BA-163.pdf)>. Acesso em:
9 24 de março de 2020
- 10 ARAUJO, L. R. JUNIOR, O. H. A. LEDESMA, J. J. G. LUCION, M. J. M. **Redução de**
11 **Custos com Energia Elétrica pela Migração ao Mercado Livre de Energia**. XVIII
12 Encontro Regional Ibero-Americano do CIGRE. 2019.
- 13 BARROS B. F. et. al. **Gerenciamento de Energia**. Érica, São Paulo, 2014.
- 14 CÂMARA DE COERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – CCEE. São Paulo. Disponível
15 em: <<http://www.ccee.org.br/>>. Acesso em: 17 de março de 2020.
- 16 CHAVES, G. L. P. **Metodologia para Avaliação Técnica e Econômica de Migração para**
17 **o Mercado Livre de Energia: Estudo de Caso de um Hospital Universitário**.
18 Universidade Federal de Santa Catarina. 2017.
- 19 CZAR, E. F. **Migração para o Mercado Livre de Energia: Estudo de Caso da**
20 **Unicesumar**. Centro Universitário de Maringá. 2018.
- 21 DURANTE, G. **Estudo de Migração de Consumidor Especial para o Mercado Livre de**
22 **Energia Elétrica**. Universidade Federal do Rio Grande do Sul. 2016.
- 23 FIRJAN, **Quanto Custa a Energia Elétrica**. Federação das Indústrias do Estado do Rio de
24 Janeiro. Disponível em: <<http://www.firjan.com.br/quanto-custa-a-energia-eletrica>>. Acesso
25 em: 16 de abril de 2020.
- 26 FUSP – Fundação Universidade de São Paulo. **A História da Eletricidade no Brasil**.
27 Disponível em: <<http://www.sel.eesc.sc.usp.br/protecao/conteudodehistoricobrasil.htm>>.
28 Acesso em 04 de abril de 2020.
- 29 GOMES, T. C. **Análises de Estratégias para o Mercado Livre de Energia no Brasil**.
30 Universidade de São Paulo. 2013.
- 31 GUERRA, P. B. S. BASTO, T. F. **Análise de Viabilidade da Inserção de uma Empresa no**
32 **Mercado Livre de Energia**. Universidade Tiradentes. 2019.
- 33 ITO, L. C. K. **Um Estudo sobre o Mercado Livre de Energia Elétrica no Brasil**.
34 Universidade de São Paulo. 2016.
- 35 JANNUZZI, A. C. **Regulação da Qualidade de Energia Elétrica sob o Foco do**
36 **Consumidor**. Dissertação (Mestrado) - Universidade de Brasília. Brasília. 2007.
- 37 JUNIOR, A. A. P. **Estudo de Caso: Mercado Livre de Energia**. Universidade Federal de
38 Uberlândia. 2018.

- 1 LEDESMA, J. J. G. JUNIOR, O. H. A. QUEIROZ, T. S. **Redução de custos com energia**
2 **elétrica pela migração ao mercado livre de energia.** Universidade Federal da Integração
3 Latino-Americana. 2019.
- 4 MARTINS A. C. **O mercado livre de energia no brasil: estudo de caso de um**
5 **consumidor potencialmente livre.** Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis,
6 2016.
- 7 MAYO, R. **Mercados de Eletricidade.** Synergia, 2012.
- 8 MOTTA, Régis; CALÔBA, Guilherme. **Análise de Investimentos: Tomada de Decisão em**
9 **Projetos Industriais.** São Paulo: Atlas, 2002.
- 10 NASCIMENTO, K. R. **Migração para o Mercado Livre de Energia e Alteração de Tarifa**
11 **Horária: Estudo de Caso em uma Industria.** Universidade Federal do Rio de Janeiro.
12 2018.
- 13 NAVES, H. S. SILVEIRA, I. C. F. P. **Viabilidade econômica de migração para o mercado**
14 **livre de energia: estudo de caso da Universidade Federal de Goiás.** Universidade
15 Federal de Goiás. 2019.
- 16 RIZKALLA, F. L. **Migração para o Mercado Livre de Energia: Estudo de Caso do Centro**
17 **de Tecnologia da Universidade Federal do Rio de Janeiro.** Universidade Federal do Rio
18 de Janeiro. 2018.
- 19 SANTOS, F. M. **Sistema Elétrico Brasileiro: Histórico, Estrutura e Análise de**
20 **Investimentos no Setor.** Universidade Federal de Santa Catarina. 2015.
- 21 SECRETARIA DE ESTADO DA SAÚDE – SES. Sergipe. Disponível em:
22 <<https://www.saude.se.gov.br/>>. Acesso em: 17 de março de 2020.
- 23 SILVA, A. T. C. **Estudo de Casos sobre a Migração de Consumidores do Mercado**
24 **Cativo de Energia Elétrica para o Mercado Livre.** Universidade Federal do Maranhão.
25 2017.
- 26 SILVA, D. T. **Estudo Analítico sobre Adesão ao Ambiente de Contratação Livre de**
27 **Energia Elétrica.** Universidade Federal do Rio de Janeiro. 2017.
- 28 SOUZA, G. **Mercado Livre de Energia: Um Estudo Comparativo.** Universidade Federal
29 do Tocantins. 2019.
- 30 TOLMASQUIM, M. T. **Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro.** Synergia. 2011.
- 31