

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

MIREN OLARIETA DOMINGO

**APLICAÇÃO DA REGULAMENTAÇÃO DO MERCADO LIVRE DE ENERGIA
ELÉTRICA ESPANHOL PARA CONSUMIDORES RESIDENCIAIS BRASILEIROS**

Porto Alegre
2018

MIREN OLARIETA DOMINGO

**APLICAÇÃO DA REGULAMENTAÇÃO DO MERCADO LIVRE DE ENERGIA
ELÉTRICA ESPANHOL PARA CONSUMIDORES RESIDENCIAIS BRASILEIROS**

Projeto de Diplomação apresentado
ao Curso de Engenharia Elétrica da
Universidade Federal do Rio Grande do Sul.

ORIENTADORA: Prof^a. Dr^a. Gladis Bordin

Porto Alegre

2018

MIREN OLARIETA DOMINGO

**APLICAÇÃO DA REGULAMENTAÇÃO DO MERCADO LIVRE DE ENERGIA
ELÉTRICA ESPANHOL PARA CONSUMIDORES RESIDENCIAIS BRASILEIROS**

Este Projeto de Diplomação foi analisado e julgado adequado e aprovado em sua forma final pela Orientadora e pela Banca Examinadora designada pelo Curso de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Rio Grande do Sul.

Prof^a. Dr^a. Gladis Bordin, UFRGS

Aprovado em: 7 de dezembro de 2018.

BANCA EXAMINADORA

Gladis Bordin, Prof^a. Dra. – Universidade Federal do Rio Grande do Sul

Igor Pasa Wiltuschnig, Prof. Msc. – Universidade Federal do Rio Grande do Sul

Paulo Roberto Eckert, Prof. Dr. – Universidade Federal do Rio Grande do Sul

DEDICATÓRIA

Aos meus pais, Txell e Joserra, por tudo.

Ao meu avô, que sei que estaria orgulhoso.

A Ferran por decidir caminhar comigo esse trecho do caminho, apesar das dificuldades.

A Miquel por dar-me o impulso que precisava para fazer este intercâmbio, pela paciência infinita e pela companhia mútua e a Edu porque não somos todos se não somos os três.

Aos meus amigos e especialmente às minhas amigas, aqueles daqui e do outro lado do Atlântico, pelas risadas, pelos momentos que tornam tudo um pouco melhor e pela amizade que perdura e perdurará.

E a minha irmã Júlia, que se não fica com ciúmes.

AGRADECIMENTOS

À Profa. Dra. Gladis Bordin por orientar-me na elaboração desse trabalho até o último momento e pela ajuda e os ensinamentos prestados.

Ao Prof. Dr. Paulo Eckert por tutelar o meu intercâmbio.

RESUMO

A liberalização dos mercados de energia elétrica foi realizada de forma diferente em cada país. Nesse sentido, o trabalho visa comparar os modelos de mercado de energia elétrica para consumidores residenciais aplicados no Brasil e na Espanha e avaliar o impacto na fatura do consumidor residencial brasileiro frente à aplicação da regulamentação espanhola. O trabalho compreende uma explicação dos setores elétricos brasileiro e espanhol, o estudo dos ambientes de contratação e da estrutura tarifária aplicada ao consumidor residencial em cada mercado. A metodologia baseia-se na definição dos consumidores residenciais a serem analisados, as distribuidoras a serem consideradas e o cálculo da tarifa aplicada em cada ambiente de contratação, além da justificativa das hipóteses tomadas nos estudos de caso. Para esta metodologia são elaborados dois estudos de caso, aos quais são aplicados os parâmetros de tarifação vigentes, no primeiro caso, no Ambiente de Contratação Regulado brasileiro, no segundo caso, no Ambiente de Contratação do Mercado Espanhol e, no terceiro caso, no Ambiente de Contratação Livre brasileiro se fora adaptado à migração dos consumidores residenciais. A tarifa que o consumidor residencial pagaria em cada ambiente é calculada. A metodologia proposta e os resultados obtidos buscam determinar se a aplicação da regulamentação da classe residencial do mercado elétrico espanhol seria vantajosa para abrir o mercado livre brasileiro aos consumidores residenciais.

Palavras-chave: ambiente de contratação, consumidor residencial, estrutura tarifária, mercado livre, regulamentação.

ABSTRACT

The liberalization of the electricity markets was carried out differently in each country. In this sense, the project aims to compare the electricity market models for residential consumers applied in Brazil and in Spain and to evaluate the impact on the billing of the Brazilian residential consumer of the application of the Spanish regulations. The work comprises an explanation of the Brazilian and Spanish electrical sectors, the study of the contracting environments and the tariff structure applied to residential consumers in each market. The methodology is based on the definition of the residential consumers to be analysed, the distributors to be considered and the calculation of the tariff applied in each hiring environment, besides the justification of the hypotheses taken in the case studies. For this methodology, two case studies are developed, to which the current tariff parameters are applied, in the first case, in the Brazilian Regulated Contracting Environment, in the second case, in the Spanish Market Contracting Environment and, in the third case, in the Environment of Brazilian Free Contracting adapted to the migration of residential consumers. The tariff charged to the residential consumer for each environment is calculated. The proposed methodology and the results obtained seek to determine if the application of the regulation of the residential class of the Spanish electricity market would be advantageous to open the Brazilian free market to the residential consumers.

Key words: contracting environment, free market, regulation, residential consumer, tariff structure.

RESUM

La liberalització dels mercats d'energia elèctrica s'ha dut a terme de forma diferent en cada país. En aquest sentit, el treball pretén comparar els models de mercat d'energia elèctrica per a consumidors residencials aplicats a Brasil i a Espanya, i avaluar quin impacte tindria a la factura del consumidor residencial brasiler l'aplicació de la regulació espanyola. L'estructura comprèn una explicació dels sectors elèctrics brasiler i espanyol, l'anàlisi dels ambients de contractació en cada mercat i l'estudi l'estructura tarifària aplicada en cada cas al consumidor residencial. La metodologia es basa en la definició dels consumidors residencials a ser analitzats, de les distribuïdores a ser considerades i del càlcul de la tarifa aplicada en cada ambient de contractació, així com en la justificació de les hipòtesis preses en els estudis de cas. Per aquesta metodologia s'elaboren dos estudis de cas, on s'apliquen els paràmetres de tarifació vigents, en el primer cas, a l'Ambient de Contractació Regulat brasiler, en el segon cas, a l'Ambient de Contractació del Mercat Espanyol i, en el tercer cas, a l'Ambient de Contractació Lliure brasiler suposant que s'adapta per a la migració dels consumidors residencials. La tarifa que pagaria el consumidor residencial en cada ambient es calculada. La metodologia proposada i els resultats obtinguts busquen determinar si l'aplicació de la reglamentació de la classe residencial del mercat elèctric espanyol seria avantatjosa per obrir el mercat lliure brasiler als consumidors residencials.

Paraules clau: ambient de contractació, consumidor residencial, estructura tarifària, mercat lliure, reglamentació.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Consumo brasileiro mensal de energia no período 2010-2017.....	16
Figura 2 - Mapa das principais linhas de transmissão construídas no Brasil em 2018	18
Figura 3 – Montantes de energia elétrica liquidados no mercado de curto prazo.	23
Figura 4 - Mapa político da divisão territorial da Espanha	27
Figura 5 - Potência instalada no mercado espanhol em 2017.....	28
Figura 6 – Produção elétrica no mercado espanhol 2013-2017.....	29
Figura 7 - Variação da demanda de energia elétrica mensal na Península Ibérica e variáveis influentes	30
Figura 8 - Rede de transmissão de alta e extra alta tensão do sistema espanhol.....	31
Figura 9 - Curva agregada de oferta e demanda do dia 31 de outubro de 2018 para a hora 1 .	37
Figura 10 - Perfil de consumo A	46
Figura 11 - Perfil de consumo B.....	46
Figura 12 - Diagrama de blocos para o cálculo do custo da energia elétrica	59
Figura 13 - Composição da tarifa no ACR segundo a região	63
Figura 14 - Composição tarifária do consumidor A no ACME	66
Figura 15 - Composição tarifária do consumidor B no ACME.....	66
Figura 16 – Componentes da tarifa do consumidor A com Tarifa Convencional no ACL.....	69
Figura 17 - Componentes da tarifa do consumidor A com Tarifa Branca no ACL	70

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Critérios de qualificação dos consumidores no mercado brasileiro	21
Tabela 2 - Critérios de qualificação dos consumidores no mercado espanhol	36
Tabela 3 - Componentes da tarifa elétrica no mercado espanhol	41
Tabela 4 - Impostos e outros conceitos aplicados à tarifa elétrica no mercado espanhol.....	42
Tabela 5 - Comparação entre os mercados de energia elétrica espanhol e brasileiro.....	43
Tabela 6 - Características dos perfis de consumo	47
Tabela 7 - Distribuidoras com a percentagem de consumidores atendidos	48
Tabela 8 - TUSD e da TE aplicadas aos consumidores residenciais	49
Tabela 9 – Faixa horária da TB por distribuidora	50
Tabela 10 - Alíquota do ICMS aplicada pela distribuidora aos perfis A e B de consumidor..	51
Tabela 11 - Preços mensais da energia no mercado atacadista espanhol e do PVPC.....	53
Tabela 12 - Tarifas de Acesso para consumidores residenciais.....	54
Tabela 13 - Tarifas aplicadas por as comercializadoras principais do mercado espanhol em 2017.....	54
Tabela 14 - Cálculo da energia mensal total fornecida por cada distribuidora.....	57
Tabela 15 - Tarifa do consumidor A sem discriminação horária (Tarifa Convencional).....	61
Tabela 16 - Tarifa do consumidor A com discriminação horária (Tarifa Branca)	62
Tabela 17 - Tarifa do consumidor B sem discriminação horária (Tarifa Convencional)	62
Tabela 18 - Tarifa do consumidor B com discriminação horária (Tarifa Branca).....	62
Tabela 19 - Diferença porcentual entre a TB e a TC no ACR, tomando a TC como referência	64
Tabela 20 - Tarifas pagas pelo consumidor A no ACME.....	64
Tabela 21 - Tarifas pagas pelo consumidor B no ACME	64
Tabela 22 - Tarifas pagadas pelo consumidor A no ACL, com Tarifa Convencional.....	67
Tabela 23 - Tarifas pagadas pelo consumidor A no ACL, com Tarifa Branca.....	68
Tabela 24 - Tarifas pagadas pelo consumidor B no ACL, com Tarifa Convencional.....	68
Tabela 25 - Tarifas pagadas pelo consumidor B no ACL, com Tarifa Branca.....	69
Tabela 26 - Comparação das componentes das tarifas achadas nos estudos de caso para o consumidor A.....	70
Tabela 27 - Comparação das componentes tarifárias achadas nos estudos de caso para o consumidor B	71

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACME	Ambiente de Contratação do Mercado Espanhol
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNMC	<i>Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia</i>
COFINS	Contribuição para o Financiamento de Seguridade Social
DH	Com Discriminação Horária
EAT	Extra Alta Tensão
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FADE	<i>Fondo de Amortización de la Deuda Eléctrica</i>
FEE	<i>Fondo para la Eficiencia Energética</i>
FP	Horário de Fora Ponta
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
IE	<i>Impuesto de la Electricidad</i>
INT	Horário Intermediário
IVA	<i>Impuesto sobre el Valor Añadido</i>
MCP	Mercado de Curto Prazo
MIE	<i>Ministerio de Industria y Energía</i>
MLE	<i>Marco Legal Estable</i>
MME	Ministério de Minas e Energia
OM	Operador do Mercado
OMIE	<i>Operador del Mercado Ibérico de la Energía</i>
ONS	Operador Nacional do Sistema
OS	Operador do Sistema
P	Horário de Ponta
PIS/PASEP	Programa de Integração Social e de Formação do Servidor Público
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
PMD	Preço Médio Diário
PVPC	<i>Precio Voluntario al Pequeño Consumidor</i>
REE	<i>Red Eléctrica Española</i>

SDH	Sem Discriminação Horária
SIN	Sistema Interligado Nacional
SSCC	Serviços Complementares
SSI	Serviços de Interrompibilidade
TA	<i>Tarifa de Acesso</i>
TB	Tarifa Branca
TC	Tarifa Convencional
TE	Tarifa de Energia
TUSD	Tarifa de Uso do Serviço de Distribuição
TUST	Tarifa de Uso do Serviço de Transmissão

LISTA DE SÍMBOLOS

β	Penalização por erro na estimação da demanda [%]
C_m	Consumo mensal [kWh]
δ	Diferença a energia contratada e a energia real consumida [%]
d	Período de faturação [dias]
D_a	Demanda anual contratada [kW]
€	Euro, moeda da União Europeia
K_d	Custo da demanda contratada [€, R\$]
K_e	Custo da energia consumida [€, R\$]
K_T	Custo total [€]
l_d	Lucro aplicado à demanda [€/kW, R\$/kW]
l_e	Lucro aplicado à energia [€/kWh, R\$/kWh]
p_c	Preço de compra de eletricidade [R\$]
P_{TB}	Preço mensal da fatura com Tarifa Branca [R\$]
P_{TC}	Preço mensal da fatura com Tarifa Convencional [R\$]
R\$	Real, moeda brasileira
TA_d	Tarifa de Acesso aplicado à demanda [€/kW, R\$/kW]
TA_e	Tarifa de Acesso aplicado à energia [€/kWh, R\$/kWh]
TL	Tarifa com PVPC [€, R\$]
TR	Tarifa com contrato livre [€, R\$]
$TUSD_d$	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição aplicada à demanda [€/kW, R\$/kW]
$TUSD_e$	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição aplicada à energia [€/kWh, R\$/kWh]

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	13
1.1	MOTIVAÇÃO.....	13
1.2	OBJETIVOS.....	14
1.2.1	Gerais.....	14
1.2.2	Específico	14
1.3	ESTRUTURA DO TRABALHO	14
2	SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	15
2.1	CARACTERIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	15
2.1.1	Geração.....	15
2.1.2	Demanda.....	15
2.1.3	Transmissão	16
2.2	MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRO	18
2.2.1	Processo de liberalização do mercado elétrico brasileiro.....	18
2.2.2	Marco atual de regulação do mercado elétrico brasileiro.....	20
2.2.3	Ambientes de Contratação.....	22
2.2.4	Modalidades tarifárias	23
3	SETOR ELÉTRICO ESPANHOL	27
3.1	CARACTERIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO ESPANHOL	27
3.1.1	Geração.....	27
3.1.2	Demanda.....	29
3.1.3	Transmissão	30
3.2	MERCADO ELÉTRICO ESPANHOL.....	31
3.2.1	Processo de liberalização do mercado elétrico espanhol.....	31
3.2.2	Marco atual de regulação do mercado elétrico espanhol.....	33

3.2.3	Mercado atacadista espanhol	36
3.2.4	Tarifa elétrica	38
4	ESTUDOS DE CASO	45
4.1	METODOLOGIA PROPOSTA.....	45
4.1.1	Definição dos perfis de consumo	45
4.1.2	Escolha das distribuidoras.....	47
4.1.3	Impostos a serem considerados.....	50
4.2	ESPECIFICACIONES DOS ESTUDOS DE CASO.....	51
4.2.1	Cálculo da tarifa para o ACR.....	52
4.2.2	Cálculo da tarifa para o ACME.....	53
4.2.3	Cálculo da tarifa para o ACL.....	55
5	ÁNÁLISE DE RESULTADOS	61
5.1	RESULTADOS DO ACR.....	61
5.2	RESULTADOS DO ACME	64
5.3	RESULTADOS DO ACL.....	67
5.4	COMPARAÇÃO DE RESULTADOS DOS ESTUDOS DE CASO	70
6	CONSIDERAÇÕES FINAIS	73
	REFERÊNCIAS.....	75
	Anexo A – Fatura de energia elétrica de um apartamento de cinco dormitórios de uma comercializadora no mercado livre espanhol	79
	ANEXO B – Fatura de energia elétrica de um apartamento de três dormitórios de uma comercializadora no mercado livre espanhol	83

1 INTRODUÇÃO

1.1 MOTIVAÇÃO

Depois da Segunda Guerra Mundial, muitos países apostaram em um papel mais relevante ao Estado no controle e na regulação da economia, com o fim de revisar as limitações e as desvantagens da economia de mercado e garantir um crescimento econômico equitativo em todas as regiões do país.

Na década de 80, após a crise do petróleo, esta tendência foi revertida e foram iniciadas mudanças na economia mundial com base na livre concorrência e a confiança no mercado. Esta tendência foi alargada também aos setores estratégicos, como, por exemplo, os setores energéticos (gás natural, carvão, eletricidade, etc.), até entendidos como bens essenciais, e passaram a ser *commodities*.

Em 1989, o Reino Unido iniciou a liberalização da energia elétrica. O Chile, em 1982, implantou uma série de reformas para privatizar as empresas do setor, mas não foi um processo de liberalização completo. Desde então, os processos de liberalização se estenderam, avançando à globalização do mercado da indústria elétrica. Cada país aplicou as reformas de forma diferente, adaptando-se ao seu contexto econômico e social.

Quase 30 anos depois das reformas iniciadas no Reino Unido, é interessante observar as diversas experiências de liberalização dos mercados de energia elétrica e como estas têm afetado os consumidores residenciais.

Com base nas reformas de setores elétricos mundiais, este trabalho pretende fazer um estudo da regulamentação e adaptação dos processos de liberalização em setores com características diferentes como são o Brasil e a Espanha.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Gerais

Os objetivos gerais deste projeto são:

- estudar as regulações dos mercados de energia elétrica no Brasil e na Espanha;
- identificar os principais agentes de mercado e as atividades econômicas do setor em cada caso;
- estudar as diversas formas de contratação de energia elétrica em cada mercado e
- identificar as diferenças e semelhanças entre os dois mercados.

1.2.2 Específico

O objetivo específico do projeto é avaliar o impacto econômico da aplicação da regulamentação da classe residencial do mercado elétrico espanhol no mercado brasileiro, no que diz respeito à aquisição de energia elétrica.

1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO

Para realizar os objetivos descritos, o trabalho é estruturado em cinco capítulos, incluindo este introdutório.

Os capítulos 2 e 3 detalham, respectivamente, os mercados de energia elétrica brasileiro e espanhol. Cada mercado é descrito separadamente, identificando suas principais características, seus agentes e a regulação de suas atividades econômicas. Na sequência, compara-se os dois mercados e resume-se as principais diferenças.

No capítulo 4 é descrita a metodologia proposta para o cálculo da tarifa para o consumidor residencial em três ambientes de aquisição de energia elétrica, um dos quais é a aplicação da regulação do mercado espanhol no mercado brasileiro residencial.

Finalizando o trabalho, no capítulo 5 são apresentadas as conclusões do estudo realizado, as contribuições do trabalho e são propostos alguns tópicos para trabalhos futuros.

2 SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

2.1 CARACTERIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Neste capítulo são descritas as características principais do setor elétrico brasileiro, ou seja, a matriz energética, a distribuição da demanda e a rede de transmissão.

2.1.1 Geração

O sistema elétrico brasileiro é um sistema hidrotérmico, ou seja, a matriz energética na produção de eletricidade é composta por usinas hidroelétricas, com predominância destas, e usinas térmicas, embora há aumento da instalação de usinas eólicas e fotovoltaicas nos últimos anos. A potência instalada total é de 157111 MW, da qual 72% são de usinas hidroelétricas e o 14,5% são usinas térmicas de petróleo o gás natural. Também têm usinas térmicas baseadas em biomassa (8,9%), instalações eólicas (7,8%), algumas usinas térmicas de carvão (2,1%) e nucleares (2,1%). Adicionalmente, existem instalações solares fotovoltaicas (0,6%), de ciclo combinado (0,4%), de resíduos (0,4%) e de cogeração (0,1%) (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2017).

A produção de energia elétrica em 2017 foi de 547,4 TWh, sendo 72% proveniente da energia hidráulica (394,1 TWh), 14,3% de usinas térmicas com combustíveis fósil (78,3 TWh) e 7,2% da energia eólica (39,4 TWh). As usinas nucleares participaram em 2,9% da produção total (15,8 TWh) e o resto de tecnologias aportaram só um 3,6% do total (ANEEL, 2017).

Os sistemas baseados na energia hidroelétrica, como o brasileiro, são especialmente complexos porque são dependentes da pluviometria. Além disso, a coexistência de diversas usinas na mesma bacia hidrográfica dificulta o planejamento da geração: a produção de cada usina depende do nível de água a montante e a presente das usinas situadas rio acima, que algumas vezes pertencem a empresas diferentes. Afirma-se, portanto, que a geração é acoplada no tempo, ou seja, a decisão de gerar mais ou menos energia condiciona a capacidade futura de geração. Isso é especialmente complexo em um sistema de dimensões tão grandes como o do Brasil (SILVA, 2012).

2.1.2 Demanda

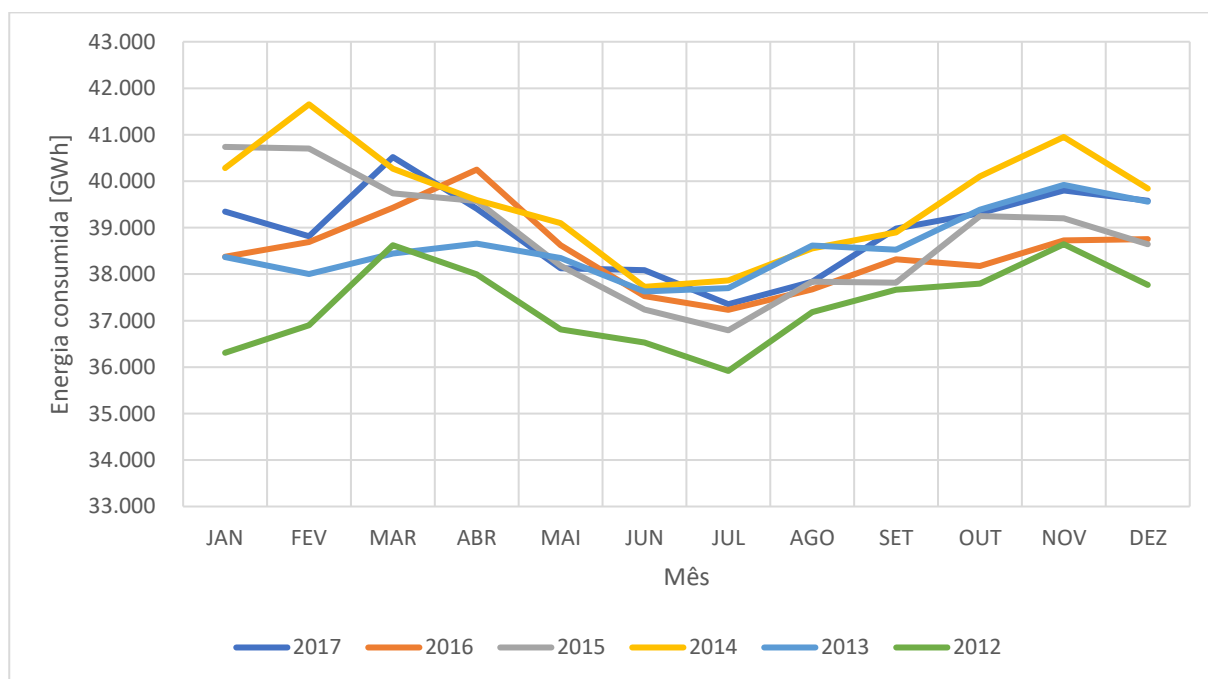
Em 2017, o sistema elétrico brasileiro atendeu uma demanda de 460829 GWh. A maior parte do consumo se concentra nas regiões Sudeste (49,9%), Sul (17,8%) e Nordeste (17,4%), que são as regiões mais industrializadas. A região Norte, que abrange o território

amazônico, é a que apresenta um consumo mais baixo (7,4%) (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2017).

O setor industrial é o maior consumidor de energia elétrica, representa aproximadamente 47% da demanda; em segundo lugar é o setor residencial (22%); em terceiro lugar, o comercial (14%), e em quarto lugar, a administração pública (8%). O resto de consumidores são do setor agropecuário e do próprio setor energético (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2008).

A demanda apresenta um consumo mais baixo nos meses de temperatura mais baixa (inverno), com decréscimo de 7%. Os meses com temperatura mais alta (verão) e maior demanda são fevereiro, março e novembro como mostra a Figura 1.

Figura 1 - Consumo brasileiro mensal de energia no período 2010-2017



Fonte: a Autora, a partir dos dados da EPE (2018)

2.1.3 Transmissão

O sistema de transmissão brasileiro se divide em dois grandes blocos: o Sistema Interligado Nacional (SIN), com presença na maioria das regiões, e os Sistemas Isolados, instalados principalmente na região Norte.

O SIN tem aproximadamente 100000 km de linhas de transmissão de alta e extra alta tensão (tensões superiores a 230 kV). Se estende pelas regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da Norte (Figura 2). A integração das diversas regiões facilita o intercâmbio

de energia elétrica entre elas, de forma que em épocas com baixa pluviometria em uma região, essa região é atendida pelas regiões com alta pluviometria, ou seja, com chuvas mais intensas, que também facilita a coordenação entre a geração hidroelétrica e a térmica.

Os Sistemas Isolados são aqueles que não estão conectados no SIN e que não podem trocar energia com outras regiões, pelas dificuldades derivadas da sua situação geográfica. Estes sistemas situados majoritariamente na região Norte, nos estados do Acre, Amazonas, Pará, Roraima e do Amapá, que correspondem na zona sem linhas de transmissão da Figura 2; abrangem 45% do território brasileiro, atendem a 3% da população e são predominantemente térmicos. Há diversos projetos em andamento para integrar estes sistemas no SIN, em 2008 foi dada a concessão para construir a linha Tucuruí-Manaus-Macapá (Figura 2), de 1829 km de extensão através da selva Amazônica (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2008).

Figura 2 - Mapa das principais linhas de transmissão construídas no Brasil em 2018



Fonte: ONS, 2018

2.2 MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRO

Esta seção caracteriza brevemente a regulação do setor elétrico brasileiro antes da sua liberalização, como foi o processo e qual é o marco de regulação atual. Além disso, são descritas os ambientes de compra-venda de energia atuais e as modalidades tarifárias que são aplicadas aos consumidores residenciais.

2.2.1 Processo de liberalização do mercado elétrico brasileiro

Durante o período compreendido desde depois da segunda guerra mundial e até a década de 70, a economia brasileira começou a crescer e a se modernizar, mas o sistema elétrico ainda tinha características de economia de escala. Uma política de monopólio natural

pelo Estado foi aplicada, por meio de empresas públicas para aumentar a capacidade de geração ordenadamente nas diversas áreas geográficas. Buscando evitar que as zonas mais despovoadas permanecessem sem interligações. Durante este período, o setor elétrico brasileiro passou de uma potência instalada de 1300 MW para 30000 MW. O sistema tarifário baseava-se em que os usuários pagavam todos os custos do sistema e que as empresas obtivessem uma remuneração em função dos custos de serviço (ABRADEE, 2015).

Em 1962 foi criada a empresa ELETROBRAS, que atuava como um *holding* das empresas elétricas estatais. A ELETROBRAS era responsável por planejar, financiar, coordenar e supervisionar os programas de construção das usinas elétricas, redes de transmissão e redes de distribuição. Ainda controlava as empresas fornecedoras regionais. O Ministério de Minas e Energia (MME) era responsável pela elaboração de políticas globais referentes ao setor energético (LOTERO, 1999).

Na década de 80 muitos países da América Latina entraram em crise devida à dívida externa contraída. O Brasil também foi afetado pela crise. Isso freou a expansão do sistema elétrico, devido à escassez de recursos para investir em nova infraestrutura de geração e transmissão. Para conter a inflação, o Governo manteve as tarifas elétricas artificialmente baixas, em consequência, as empresas elétricas não receberam remuneração suficiente para suportar os custos.

Para a renegociação da dívida, o Banco Mundial pressionou os países latino-americanos para que abrissem ao mercado suas economias e trocassem os títulos da dívida por ações das empresas estatais (MENEGAS, 2009). Assim, o Governo Federal começou a traçar um plano para a desestatização do setor elétrico. Em 1997 foi criada uma agência independente, a Agência Nacional da Energia Elétrica (ANEEL), dedicada a regular o setor elétrico e fiscalizar as atuações dos agentes que participam, além de estimular o aumento da qualidade e a competitividade.

Em 1998, o MME aprovou as linhas principais de atuação, que se baseavam em potencializar políticas de desenvolvimento do mercado da energia elétrica e em privatizar algumas empresas do setor. Também criou o mercado livre de energia elétrica, desverticalizou comercialmente o setor em as atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização. Estas reformas promoveram o investimento privado e a entrada de novos agentes na indústria, expandindo assim a geração e introduzindo a competição no setor. Foram também incentivadas a produção independente e o autoconsumo. As tarifas deixaram de ser baseadas no preço de custo e passaram a ser regidas pelo preço obtido no mercado (LOTERO, 1999).

Em 2001 houve uma crise no sistema elétrico que levou ao racionamento de energia elétrica, devido a um planejamento não adequado do sistema elétrico durante a reforma, que não garantiu a suficiente expansão da oferta de energia e tinha falta de monitoramento eficaz centralizado (ABRADEE, 2015). Em 2004 foram aplicados alguns ajustes para reduzir a falta de energia e melhorar o monitoramento e o controle do sistema, com base na segurança e no sistema energético. Assim foram aplicados critérios de modicidade tarifária e de universalização do acesso à energia elétrica.

2.2.2 Marco atual de regulação do mercado elétrico brasileiro

As leis nº 10.847 e nº 10.848 de 15 de março de 2004 (BRASIL, 2004a) e o decreto nº 5163 de 30 de julho de 2004 (BRASIL, 2004b) são as que definem o marco atual, com algumas modificações feitas posteriormente. As atividades dos segmentos principais no setor são definidas a seguir.

- **Geração**

A atividade de geração é desenvolvida em um ambiente de livre concorrência, mas fiscalizada, pela ANEEL. Os ingressos das empresas geradoras no mercado livre dependem dos contratos bilaterais que estabelecem com as distribuidoras, os consumidores livres e as comercializadoras.

- **Transmissão**

As empresas de transmissão operam dentro de uma área de concessão, outorgada e regulada pela ANEEL, e o Operador Nacional do Sistema (ONS) controla o sistema de transmissão e de geração.

- **Distribuição**

As empresas de distribuição têm duas atividades: distribuir a energia em baixa tensão até os consumidores finais e repassar energia aos consumidores cativos. Elas operam dentro da concessão, outorgada pelo Governo Federal em uma área geográfica delimitada sob o regime de monopólio.

- **Comercialização**

As empresas comercializadoras compram, vendem, importam e exportam energia elétrica aos consumidores, produtores e concessionárias. Também podem representar às

empresas geradoras nos leilões de energia elétrica. A comercialização é feita em um ambiente de livre concorrência.

- **Consumidores**

Os consumidores são qualificados em três grupos, de acordo com a forma de aquisição de energia elétrica, em consumidores livres, consumidores especiais e consumidores cativos (Tabela 1), são descritos a seguir.

Tabela 1 - Critérios de qualificação dos consumidores no mercado brasileiro

Consumidor	Condições técnicas				Compra de energia
	Fonte	Demanda [kW]	Tensão [kV]	Período	
Livre	Convencional e/ou incentivada	$D \geq 3000$	2,3	Após 8/7/1995	Compra direta ou por meio de comercializadora
			69	Antes de 8/7/1995	
Especial	Incentivada	$500 \leq D < 3000$	2,3	-	Compra direta
Cativo	-	-	-	-	Distribuidora

Fonte: a Autora (2018)

Os consumidores livres são aqueles que compram a energia elétrica diretamente dos geradores da sua escolha por meio de contratos bilaterais, ou através de uma comercializadora, no chamado Ambiente de Contratação Livre (ACL), embora usem o sistema de distribuição da empresa distribuidora da região. Podem ser consumidores livres aqueles que têm uma demanda contratada igual ou superior a 3 MW e são atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV, se a instalação é anterior ao ano 1995, ou têm uma demanda contratada igual ou superior a 3 MW, em qualquer tensão, se a instalação é posterior ao ano 1995.

Os consumidores especiais são assim qualificados, porque consomem de fontes de energia renováveis (usinas hidráulicas, de energia eólica, de biomassa ou solares), têm uma demanda contratada igual ou superior a 500 kW e atendidos em qualquer tensão.

Os consumidores cativos são aqueles não enquadrados nos critérios anteriores. Esses consumidores adquirem a energia da empresa distribuidora, que opera na sua área geográfica, no chamado Ambiente de Contratação Regulada (ACR).

2.2.3 Ambientes de Contratação

Como dito nos parágrafos anteriores, no mercado elétrico brasileiro existem dois ambientes de contratação: o Ambiente de Contratação Regulado (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL).

- **Ambiente de Contratação Regulada**

O ACR é o ambiente onde estão vinculados os consumidores cativos. Esses consumidores são atendidos exclusivamente pela distribuidora local e têm seus preços e condições reguladas pela ANEEL. Eles recebem uma única fatura mensal onde são incluídos os serviços de distribuição e transmissão de energia elétrica (ETGES, 2017). Atualmente, os consumidores residenciais, objeto de estudo deste trabalho, são todos consumidores cativos.

- **Ambiente de Contratação Livre**

O ACL é o marco regulatório do mercado livre brasileiro. No ACL participam os agentes geradores, os consumidores livres e as comercializadoras. Os contratos de compra ocorrem através da negociação livre entre o comprador e o vendedor, que pactuam os montantes de energia elétrica a preços e condições que atinjam as expectativas de ambas as partes. Esses contratos são feitos de acordo com a previsão da demanda, ou seja, são operações *ex-ante*.

Os contratos são registrados na Câmara de Comercialização da Energia Elétrica (CCEE), que realiza a medição dos montantes efetivamente produzidos ou consumidos por cada agente. As diferenças apuradas, positivas ou negativas, são contabilizadas para posterior liquidação financeira no Mercado de Curto Prazo (MCP) e valoradas ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). O MCP pode ser definido como o segmento da CCEE onde são contabilizadas as diferenças entre os montantes de energia elétrica contratados pelos agentes e os montantes de geração e de consumo efetivamente verificados e atribuídos aos respectivos agentes. No MCP, a diferença nos montantes de energia da diferença não é comprada através de contratos bilaterais, mas são leiloados entre os agentes, a través de uma contratação multilateral. O PLD é comum para todos os agentes do mercado e determinado pela CCEE, com base nas informações disponíveis de geração, demanda e preços dos contratos (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2017).

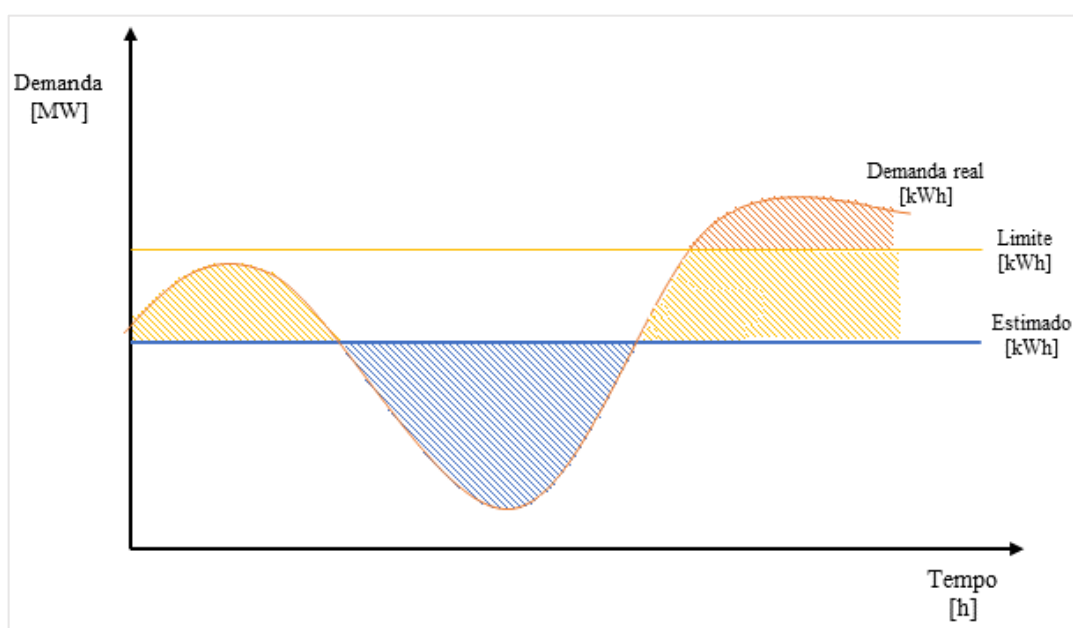
As diferenças são liquidadas da seguinte forma:

- Se o montante de energia pactuado entre comprador e vendedor é superior ao finalmente consumido, o vendedor paga a diferença a preço do PLD.

- Se o montante de energia pactuado é inferior ao consumido e a diferença é inferior a 4% (limite), o comprador paga essa diferença a preço do PLD e não pode repassar esse custo excedente ao consumidor final.
- Se o montante de energia pactuado é inferior ao consumido e a diferença é superior a 4%, o comprador paga a diferença a preço de PLD além de uma penalização por desvios na previsão feita, e pode repassar o custo excedente à tarifa do consumidor final.

A Figura 3 ilustra esse critério. A área azul é o volume de energia que o gerador vai pagar à comercializadora a Preço de Liquidação da Diferença, a área amarela é o volume de energia que a comercializadora vai pagar ao gerador a PLD e não vai ser repassada ao consumidor, e a área vermelha é o volumem que sim vai ser repassado ao consumidor e que está penalizado.

Figura 3 – Montantes de energia elétrica liquidados no mercado de curto prazo.



Fonte: a Autora (2018)

2.2.4 Modalidades tarifárias

As tarifas de energia elétrica visam assegurar aos prestadores de serviços receita suficiente para cobrir custos operacionais, remunerar investimentos de expansão e garantir o atendimento com qualidade ao consumidor final. Os custos e investimentos repassados às tarifas são calculados pela ANEEL. A tarifa aplicada ao consumidor depende do grupo a que pertence.

Cálculos de todos os custos e investimentos requeridos pelos agentes do setor elétrico, são agregados para formar as tarifas em: Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST), Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e Tarifa de Energia (TE). Há diferentes modalidades tarifárias, com critério temporal e por faixa de tensão, que são as tarifas de referência que as distribuidoras aplicam aos consumidores (STANKIEWICZ, 2018).

O modelo atual de tarifação para consumidores de baixa tensão, classificados no subgrupo B, é aplicação da tarifa monômnia. Esta modalidade tarifária se caracteriza pelo valor monetário aplicável unicamente ao consumo de energia elétrica ativa, dado na unidade de R\$/MWh ou R\$/kWh, e por aplicar somente a TUSD (adiante referida como $TUSD_e$), e a TE, tal como mostra a Equação (1):

$$Valor\ final\ [R\$] = \left(TUSD_e \left[\frac{R\$}{kWh} \right] + TE \left[\frac{R\$}{KWh} \right] \right) \cdot Consumo\ [kWh] \quad (1)$$

Desde 1º de janeiro de 2018, os consumidores residenciais com um consumo médio mensal superior a 500 kWh têm a opção de mudar para uma nova modalidade tarifária, a chamada Tarifa Branca (TB). Em 2019 a opção deve ser disponibilizada para consumidores com consumo mensal superior a 250 kWh, e em 2020 a TB estará aberta para qualquer consumo. Essa modalidade oferece aos consumidores um preço da energia elétrica mais barato fora dos horários de ponta. Há três diferenciações no preço do kWh conforme o horário: Fora de Ponta (FP), Ponta (P) e Intermediário (INT). Os preços são diferentes para cada distribuidora.

Por outro lado, o modelo de tarifação para consumidores de alta e média tensão, classificados no subgrupo A, é a aplicação da tarifa binômnia. A tarifa binômnia tem duas parcelas: a primeira é constituída por valores monetários aplicáveis ao consumo de energia elétrica ativa, dado na unidade de R\$/MWh ou R\$/kWh, e a segunda, à demanda contratada do cliente, dado na unidade de R\$/kW. As componentes tarifárias relativas às perdas e encargos da TUSD, e a TE são cobradas na parcela de consumo de energia elétrica. Já a componente tarifária relativa aos custos de transporte da TUSD (adiante referida como $TUSD_d$) é cobrada pela demanda contratada da unidade consumidora, dada em kWh (STANKIEWICZ, 2018). Assim, a tarifa que o consumidor paga pode ser calculada com as Equações (2), (3) e (4).

$$\text{Valor final [R\$]} = \text{Parcela energia} + \text{Parcela demanda} \quad (2)$$

$$\text{Parcela energia [R\$]} = \left(TUSD_e \left[\frac{\text{R\$}}{\text{kWh}} \right] + TE \left[\frac{\text{R\$}}{\text{kWh}} \right] \right) \cdot \text{Consumo [kWh]} \quad (3)$$

$$\text{Parcela demanda [R\$]} = TUSD_a \left[\frac{\text{R\$}}{\text{kW}} \right] \cdot \text{Demanda [kW]} \quad (4)$$

Caso que o consumidor seja livre, ou seja, que compra a energia no ACL, não paga a TE da parcela de energia porque é relativa ao custo de compra da energia elétrica e o consumidor livre já a paga no ACL.

O setor elétrico brasileiro tem dimensão continental e complexidade que dificultam mudanças na regulamentação. Por esta razão entre outras, ao longo dos anos foram tomadas medidas para proteger os consumidores residenciais da variabilidade dos preços, aplicando tarifas reguladas. No Ambiente de Contratação Livre, mesmo que os contratos bilaterais sejam feitos entre as partes contratantes, são revisados e aprovados pela CCEE. Além disso, os contratos são feitos a longo prazo, p.ex., 15 anos, resultando em pouca flexibilidade de correção.

3 SETOR ELÉTRICO ESPANHOL

Neste capítulo é descrito o setor elétrico espanhol, quanto a capacidade de geração, as tecnologias mais utilizadas para geração de energia elétrica, a infraestrutura de transmissão e a distribuição da demanda por subsistema. Também são descritos os agentes que participam do setor elétrico, quais são as considerações de classificação dos consumidores e a estrutura tarifária aplicada aos consumidores.

3.1 CARACTERIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO ESPANHOL

O sistema elétrico espanhol é dividido em quatro subsistemas: a Península, as Ilhas Baleares, as Ilhas Canárias e as cidades de Ceuta e Melilla (Figura 4).

Figura 4 - Mapa político da divisão territorial da Espanha



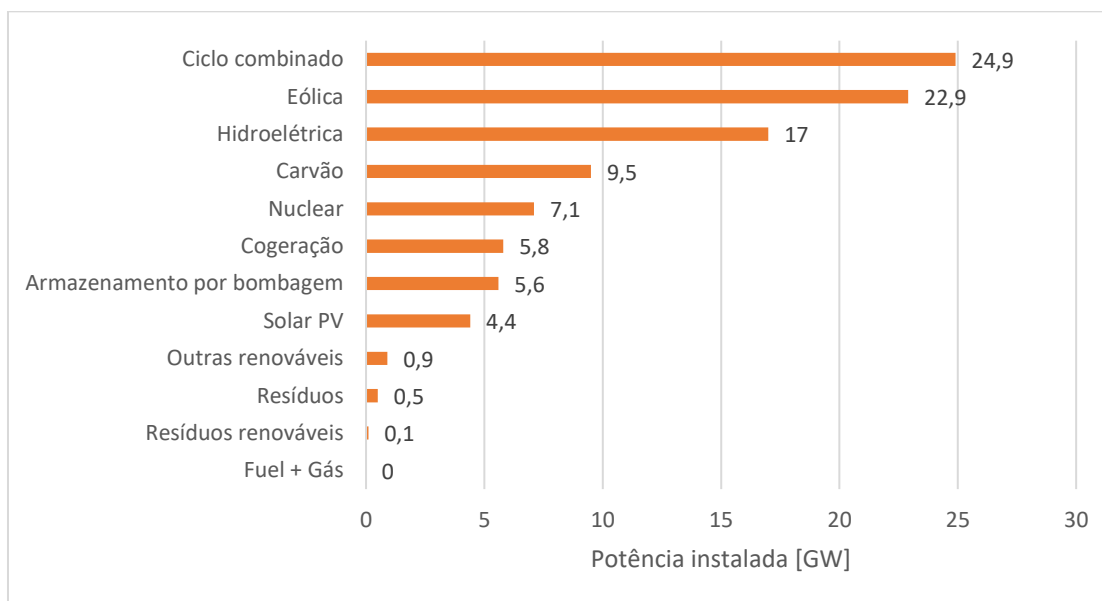
Fonte: (INSTITUTO GEOGRÁFICO NACIONAL, 2018)

3.1.1 Geração

O sistema elétrico espanhol tem uma matriz energética diversificada no que se refere às tecnologias existentes. Na potência total instalada, destacam-se a geração por ciclo

combinado¹ (24,9%), a geração eólica (22,9%) e a geração hidráulica (17,0%). Há uma participação destacável das usinas termelétricas, além das usinas a ciclo combinado, tanto a carvão (9,5%) quanto nucleares (7,1%), das usinas de cogeração (5,8%) e das geradoras solares fotovoltaicas (4,4%), conforme a Figura 5.

Figura 5 - Potência instalada no mercado espanhol em 2017



Fonte: a Autora, a partir dos dados da REE (2018)

As usinas nucleares têm a maior participação no sistema elétrico, 2017 produziram 55,6 TWh, ou 21% da energia elétrica do mercado, seguidas pelos parques eólicos com 47,9 TWh, ou 18% da produção total e as usinas a carvão, com 45,2 TWh, ou 17% da produção total (Figura 6).

A produção elétrica é muito sensível ao regime hidráulico. O mercado espanhol é um país que sofre secas prolongadas no verão e deste fato decorre que nos anos mais secos a contribuição das usinas hidrelétricas na matriz energética cai drasticamente. Em 2016, a produção hidráulica foi de 36 TWh (14% da produção total) e em 2017 foi a metade, de 18 TWh (7,4%). A falta de geração hidráulica é compensada com o aumento da contribuição das usinas com combustível fóssil² e das usinas de ciclo combinado: em 2016 produziram o 14%

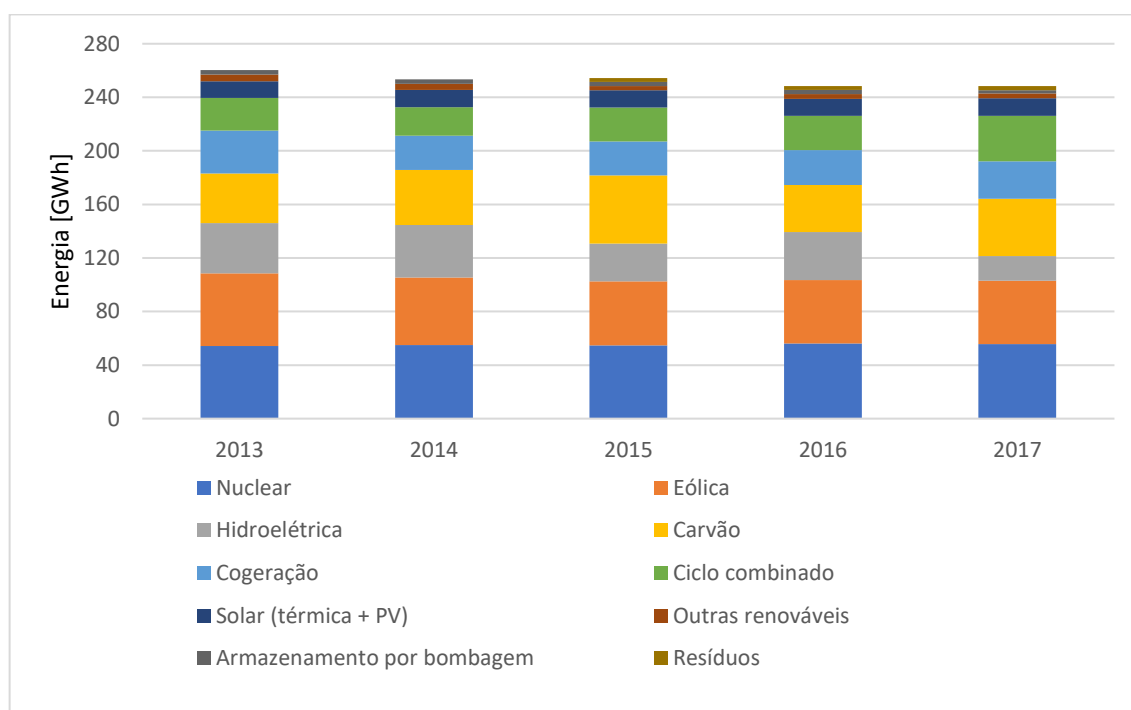
¹ O ciclo combinado é a tecnologia de geração de energia elétrica que tem dois ciclos termodinâmicos, um no qual o fluido de trabalho é o vapor de água e outro no qual o fluido é o fumo resultante de uma combustão.

² Na Península só há usinas a carvão: o carvão estatal é subsidiado para que seja mais vantajoso que o carvão estrangeiro, com o fim de segurar a mineração como um setor estratégico nas províncias extratoras além dos postos de trabalho associados. Nos sistemas insulares (ilhas Canarias e Baleares) há usinas a gás.

e o 10% da energia elétrica estatal, respectivamente, enquanto que em 2017 passaram a produzir o 17% e o 14%. A Figura 6 ilustra a evolução da produção por tecnologia no período 2013-2017.

As interconexões com os países vizinhos têm um papel importante no setor elétrico. Em 2017 foram exportados 13,6 TWh e importados 22,8 TWh. Na interconexão com a França registrou um saldo importador de 12,5 TWh e a interconexão com Portugal o saldo importador foi de 2,7 TWh. Com a Andorra e o Marrocos, o saldo exportador foi de 0,23 TWh e 5,7 TWh, respectivamente. Em resumo, o mercado espanhol é importador com o 3,4% da demanda proveniente das importações (REE, 2018).

Figura 6 – Produção elétrica no mercado espanhol 2013-2017



Fonte: a Autora, a partir dos dados da REE (2018)

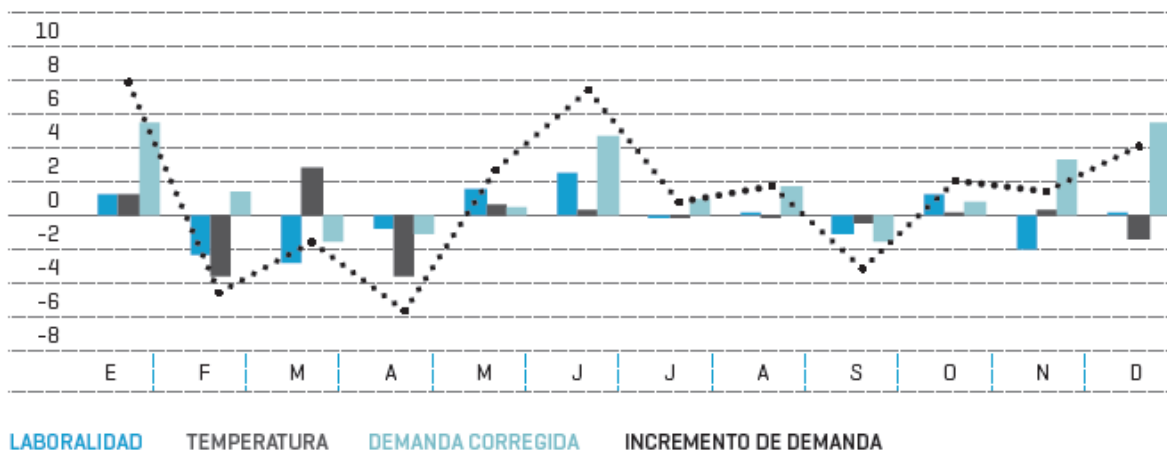
3.1.2 Demanda

A demanda de energia elétrica, em 2017, na Espanha foi de 268140 GWh.

A demanda mensal do sistema é muito influenciada pela temperatura: aumenta durante os meses de verão e inverno, com crescimentos superiores a 4% nos meses de janeiro, junho e dezembro, e diminui durante a primavera e o outono, superior a 1% nos meses de março, abril e setembro. Esta influência pode ser vista na Figura 7: a variação da demanda é representada com a linha pontilhada e a variação da temperatura é representada com as colunas de cor cinza.

Figura 7 - Variação da demanda de energia elétrica mensal na Península Ibérica e variáveis influentes

Componentes del crecimiento de la demanda eléctrica mensual peninsular 2017 (%)



Fonte: REE, (2018)

Territorialmente, a demanda é muito desigual na Península. Está relacionada com a densidade populacional e o nível de industrialização do território. Desta forma, a Catalunha (47652 GWh), a Andaluzia (40272 GWh) e o País Valencià (27023 GWh), situadas na costa, e a capital Madrid (28768 GWh), são as zonas com maior consumo de energia elétrica. As zonas interiores da Península são as que apresentam uma demanda mais baixa, como a Rioja (1714 GWh), a Extremadura (5068 GWh) e a Múrcia (9400 GWh), que são mais despovoadas e têm uma economia baseada no setor primário (REE, 2018).

3.1.3 Transmissão

A rede de transporte do sistema elétrico espanhol tem 43930 km de comprimento, 5719 posições e uma capacidade de transformação de 86654 MVA.

No sistema peninsular, a eletricidade é transportada em linhas de 400 kV e de 220 kV. Nos sistemas insulares, a tensão é igual ou inferior a 220 kV, porque tem que percorrer distâncias menores (Figura 8).

Nos últimos anos, as instalações tiveram que ser ampliadas para reforçar a confiabilidade da rede, favorecer a transmissão da energia elétrica e desenvolver as interconexões entre sistemas elétricos. Além disso, a construção das interconexões com o sistema elétrico francês foi ampliada por meio de linhas de Extra Alta Tensão (EAT) (de 300 a 800 kV). Na Figura 8 as linhas de 400 kV e 220 kV são representadas, respectivamente, em vermelho e verde.

Figura 8 - Rede de transmissão de alta e extra alta tensão do sistema espanhol



Fonte: REE (2001)

3.2 MERCADO ELÉTRICO ESPANHOL

3.2.1 Processo de liberalização do mercado elétrico espanhol

Antes da liberalização do setor elétrico, as empresas elétricas eram privadas e responsáveis pela geração e distribuição, exceto a empresa Endesa, de natureza pública, que produziu 28% da energia elétrica em 1997 (COMISIÓN NACIONAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO, 1997).

A rede de transmissão, entendida como o conjunto das instalações, linhas, subestação, elementos para o controle e as proteções, foi construída e controlada pelas empresas elétricas para conectar as suas usinas com os pontos do consumo no território em que operavam. A rede não estava centralizada e era propriedade de várias empresas.

Em 1984 foi aprovada a Lei nº 49 sobre a exploração unificada do sistema elétrico nacional (ESPAÑA, 1984), que estabeleceu que todos os elementos da rede de transmissão seriam transferidos para a nova empresa responsável do serviço público da exploração unificada, *Red Eléctrica de España* (REE). Esta lei foi modificada sucessivamente e a REE

não for implantada na sua totalidade, a propriedade da rede não foi centralizada inteiramente. No entanto, a REE fez um grande esforço de investimento para interconectar as várias redes regionais por meio da construção de circuitos de linhas de alta tensão: instalou mais de 3500 km de linhas em 12 anos. Assim, a propriedade da rede ficou dividida de forma desigual entre REE e demais empresas: em 1997, a REE possuía 97% das linhas e o 77% das subestações desta tensão; pelo contrário, as linhas e as subestações de 220 kV eram, majoritariamente, propriedade das empresas elétricas (REE, 1997).

Antes de passar ao livre mercado, o setor elétrico espanhol era regulado por um conjunto de normas e leis compreendidas no chamado Marco Legal Estável (MLE), vigente de 1988 até 1997. Esta regulação baseava-se nas premissas de que o setor elétrico é um elemento estratégico para o desenvolvimento nacional e que a eletricidade é considerada um bem essencial, a qual todos os cidadãos devem ter acesso (GALLEGO; VICTORIA, 2012).

O setor elétrico espanhol era um sistema regulado, e o Governo estabelecia o preço da eletricidade e remunerava todos os custos de operação às companhias elétricas. Este preço era calculado a partir dos custos padronizados para cada atividade do setor (isso é, pela geração, transmissão e distribuição), além de outros custos associados (no desvio da demanda, na manutenção do estoque de urânio, entre outros); o custo total previsto do sistema elétrico era dividido pela demanda estimada e o resultado é a chamada Tarifa Integral, que era o preço por kWh que os consumidores tinham de pagar pela eletricidade.

Em 1997 foi aprovada a Lei nº 54 (ESPAÑA, 1997) do Setor Elétrico, que iniciou o processo de liberalização do setor redefinindo os âmbitos de atuação dos atores envolvidos, o Estado, as empresas e os consumidores, como descrito a seguir:

- Na introdução da Lei, se reconhece que o setor elétrico tem que ser regulado pelas suas características técnicas e econômicas, porque é um setor essencial para o funcionamento do resto da indústria, requer capital intensivo e a eletricidade não pode ser armazenada, pelo que a oferta e a demanda devem estar equilibradas a cada instante. Isso já era reconhecido nas leis anteriores.
- A diferença com as leis anteriores é que a ideia de garantir ao sistema elétrico sua qualidade e o seu custo não requerem mais intervenção estatal, mas sim regulamentação específica e que ao Estado se reserve o papel de regulador e fiscalizador.
- Duas sociedades mercantis assumem a gestão econômica e a gestão técnica, respectivamente. A otimização dos preços e a remuneração aos agentes já não se

baseia em cálculos técnicos de balanços de custos, mas nas decisões de compra e venda dos agentes econômicos no marco de um mercado atacadista organizado.

- O planejamento da expansão passa de ser indicativo para a tomada de uma decisão das empresas elétricas. Assim, “planificação indicativa dos parâmetros pelos quais é de esperar que seja desenvolvido o setor elétrico em um futuro próximo”.
- Se reconhece o direito à livre instalação de geração elétrica e se organiza sob o princípio da livre concorrência. A retribuição econômica das atividades se sustenta na organização de um mercado atacadista.
- A atividade de comercialização é criada no mercado elétrico sob o princípio da livre contratação. A comercializadora faz a função de intermediária entre a distribuidora e o consumidor e opera em um ambiente de livre concorrência para facilitar a escolha do fornecedor por parte do consumidor. Se estabelece um período de 10 anos para culminar o processo de liberalização da comercialização (ESPAÑA, 1997).

3.2.2 Marco atual de regulação do mercado elétrico espanhol

A liberalização do setor elétrico espanhol com a lei nº 54 (ESPAÑA, 1997) definiu um novo marco regulatório para cada uma das atividades do setor. Delimitou claramente as atividades que o Estado poderia regular e aquelas que foram deixadas para ser gerenciadas pelo mercado.

- **Geração**

A instalação de capacidade de potência é liberada, além a retribuição que as empresas recebem, que fica à mercê do mercado livre e das expectativas de crescimento das empresas.

- **Transmissão**

A transmissão foi mantida como atividade regulada e se consolida o papel da REE como único transportador e operador do sistema (OS).

- **Distribuição**

A atividade de distribuição continua sendo realizada pelas empresas distribuidoras, desvinculando-se da comercialização.

- **Comercialização**

Com a reforma da estrutura do mercado, os preços foram liberalizados e cria-se a figura da comercializadora de eletricidade. A aquisição de energia é feita em dois mercados: o mercado varejista, onde os consumidores residenciais e as pequenas empresas assinam um contrato livre com uma das comercializadoras que competem entre si, e fatura-lhes a eletricidade consumida, e o mercado atacadista, onde as comercializadoras e os grandes consumidores adquirem diretamente a eletricidade dos geradores através de mecanismos de mercado.

As comercializadoras compram a energia no mercado diário e no intradiário e vendem para os seus clientes. Há dois tipos de comercializadoras, segundo o tipo de contrato que trabalham: as comercializadoras de referência e as comercializadoras livres.

As comercializadoras de referência são aquelas empresas elétricas designadas pelo Ministério de Indústria, Energia e Turismo para oferecer as tarifas reguladas, denominadas Preço Voluntário ao Pequeno Consumidor (PVPC), e para aplicar o Bônus Social, um subsídio descrito na sequência. Esta medida é vigente desde o ano 2014. Para que uma comercializadora possa ser constituída como de referência, tem de cumprir determinadas condições:

- ter um capital mínimo de 500.000 €,
- ter desenvolvido a atividade de comercialização de energia elétrica durante os últimos três anos ininterruptamente, e
- fornecer no mínimo a 100000 clientes no exercício fiscal anterior.

As comercializadoras livres são as que vendem a energia elétrica ao consumidor ao preço negociado entre ambas partes, através de um contrato bilateral.

- **Consumidores**

Os consumidores são qualificados dependendo da forma como a energia elétrica é comprada: os Consumidores Diretos ao Mercado, os Consumidores Livres e os Consumidores beneficiários do PVPC.

Em primeiro lugar, os Consumidores Diretos ao Mercado são aqueles consumidores que podem comprar a eletricidade diretamente do mercado atacadista. Podem participar no mercado diário atacadista diretamente ou através de um representante para fazer as compras, segundo as previsões horárias de consumo. Para participar do mercado atacadista, os consumidores têm de cumprir um conjunto de obrigações com os agentes:

- com o Operador do Mercado (OMIE, *Operador do Mercado Ibérico de la Energía*), o consumidor tem que ter a condição de agente do mercado, e a obrigação de pagar a energia comprada, independentemente do seu consumo final (desvio);
- com o Operador do Sistema (REE) o consumidor tem que disponibilizar um capital mínimo de 10.000 € para suportar as obrigações econômicas resultantes da atividade do consumidor no mercado. Tem a obrigação de pagar os custos do sistema e realizar uma previsão de compra de energia dos 34 primeiros dias desde o início da atividade no mercado;
- com o distribuidor, tem a obrigação de pagar a tarifa de demanda e de energia.

Todos os consumidores podem participar do mercado atacadista (tanto consumidores residenciais como pequenas ou grandes empresas), não há condição de demanda mínima³. Não obstante, atendendo à complexidade de prever o consumo e fazer as compras cada hora no mercado, só utilizam esta figura as empresas que têm um departamento dedicado a essa tarefa. Alguns consumidores diretos também fazem contratos bilaterais com os geradores. Esses contratos têm de ser comunicados aos Operadores previamente e por no mínimo um ano.

Em segundo lugar, os Consumidores Livres são aqueles consumidores que realizam a compra da energia elétrica através de uma comercializadora. Os consumidores firmam contratos com a empresa comercializadora, onde se especifica a quantidade que os consumidores terão de pagar, em função do consumo de energia elétrica, a potência contratada e outras taxas.

Em terceiro lugar, o PVPC é um sistema de fixação do preço da energia implantado pelo Governo que podem contratar os consumidores com uma potência instalada igual ou inferior a 10 kW. Este sistema refere um preço máximo pelos custos variáveis da fatura elétrica, ao qual pode ser aplicado uma margem constante de 4 €/MWh ao consumo de energia. Os consumidores com a possibilidade de contratar o PVPC podem eleger entre contratar uma comercializadora de referência (para ter o PVPC) ou uma comercializadora livre (para ter um contrato livre, tal como anteriormente descrito). No entanto, se um consumidor migra para uma comercializadora livre, só pode voltar ao contrato PVPC após um

³ Ministro Soria: “Não conheço a nenhum consumidor residencial que tenha um contrato bilateral, mas essa possibilidade existe e vai seguir existindo” (Fonte: <http://www.europapress.es/economia/energia-00341/noticia-economia-energia-soria-dice-contratos-bilaterales-consumidores-electricas-existen-no-utilizan-20140219095058.html>).

ano. Em 31 de dezembro de 2016, 54% dos consumidores residenciais que preenchem as condições para beneficiar-se do PVPC tinham contratos com comercializadoras do mercado livre (COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA, 2016).

Por último, o Bônus Social é um benefício da tarifa subsidiada pelo Governo, que oferece um desconto na fatura elétrica do consumidor vulnerável. Este Bônus destina-se aos grupos sociais em situação de exclusão energética, que não podem pagar a fatura de energia elétrica, devido ao preço da eletricidade e à sua baixa renda. Para serem declarados vulneráveis, os consumidores têm de cumprir com algum dos requisitos seguintes:

- ter uma demanda contratada inferior a 3 kW,
- ser pensionista com a prestação mínima,
- ser família numerosa, ou
- ter todos os membros do núcleo familiar em situação de desemprego.

Além disso, é preciso que eles tenham contratado o PVPC com uma comercializadora de referência. A Tabela 2 apresenta os critérios para a qualificação dos consumidores.

Tabela 2 - Critérios de qualificação dos consumidores no mercado espanhol

Consumidor	Demanda	Condições económicas	Compra de energia
Qualificado	-	Solvência e garantia de pagamento	-
Livre	-	-	Comercializadora livre
Regulado	$D \leq 10$ kW	-	Comercializadora de referência
Subsidiado	$D \leq 3$ kW	Ter PVPC e condições de vulnerabilidade	Comercializadora de referência

Fonte: a Autora (2018)

3.2.3 Mercado atacadista espanhol

O mercado atacadista espanhol é um mercado de produção de curto prazo (mercado *spot*) organizado pelo OMIE. Divide-se em dois submercados: mercado diário e mercado intradiário.

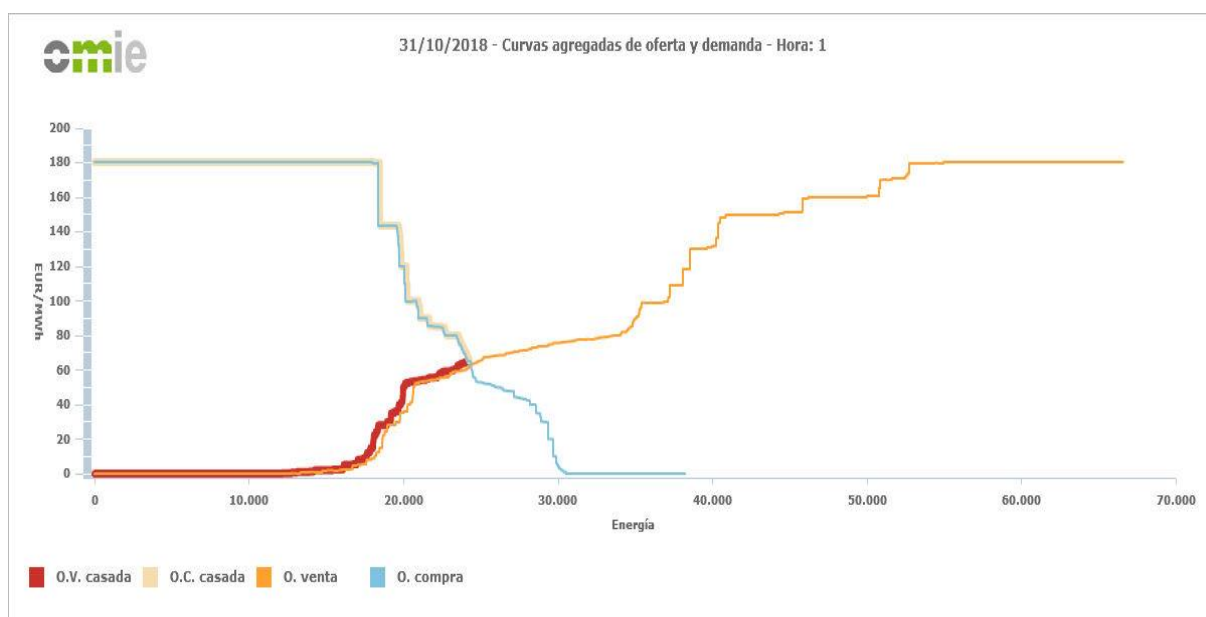
- **Mercado diário**

O mercado diário é onde são acordados os preços e as quantidades de energia intercambiada a cada hora durante o ano. Define-se dia D como o dia que a energia elétrica vai ser gerada e consumida e como dia $D-1$ como o dia anterior do dia D .

Às 14h do dia *D-1* é fixado um preço da eletricidade comum para todos os participantes no mercado, além dos produtores que gerarão a potência pactuada para cada uma das 24h do dia *D*.

Às 12h do dia *D-1*, o OMIE recebe todas as ofertas dos produtores e compradores. Em seguida são geradas as curvas de oferta e demanda para cada hora ordenando, por trechos de menor a maior, todas as ofertas de geração e, por trechos de maior a menor, todas as ofertas de aquisição. O ponto de interseção entre a curva de oferta e a de demanda define a energia que vai ser fornecida e o seu preço em uma hora concreta do dia seguinte, o dia *D*. Os participantes à esquerda do ponto de interseção são os que vão gerar e adquirir energia nessa hora no dia *D*. Os participantes à direita do ponto de interseção não terão atividade essa hora. A Figura 9 apresenta um exemplo de curva agregada de oferta e demanda gerada pelo OMIE; a linha azul é a curva de ofertas de compra, a linha laranja é a curva de ofertas de venda, a linha vermelha indica os geradores que vão gerar à essa hora e a linha rosa são os consumidores que comprarão à energia.

Figura 9 - Curva agregada de oferta e demanda do dia 31 de outubro de 2018 para a hora 1



Fonte: OMIE (2018)

Embora algumas unidades geradoras oferecem um preço mais baixo que o preço fixado, todas recebem a mesma retribuição. Do mesmo modo, os compradores que oferecem um preço maior (podem oferecer até 0,183 €/kWh), pagarão o kWh ao preço fixado.

Observa-se na Figura 9 que tem geradores que oferecem energia a preço zero. Esses geradores, chamados “geradores de base”, são aqueles que têm uma tecnologia não gerenciável, ou seja, a produção tem custo de oportunidade zero. Vêm-se obrigados a injetar a produção na rede para segurar sua entrada no mercado, isto é, porque é mais caro deixar de produzir, como é o caso das usinas nucleares ou porque não podem acumular estoque, como é o caso das usinas eólicas.

No caso das comercializadoras, essas precisam de entrar no mercado todas as horas para assegurar o fornecimento aos seus clientes. Por isso, as suas ofertas de compra são ao preço máximo (CIRERA-RIU, 2018).

- **Mercado intradiário**

Os mercados intradiários ou de correção são feitos para que os participantes do mercado diário possam fazer ajustes aos seus compromissos de produção ou aquisição uma vez são anunciados os resultados do mercado diário.

Há seis mercados intradiários durante o dia D-1 e só podem participar os agentes que já participam no mercado diário. A diferença principal com o mercado diário é que qualquer unidade, geradora ou compradora, pode fazer ofertas de compra ou de venda. Assim, se um gerador tem que reduzir a energia prometida, pode fazer ofertas de aquisição, ou se uma comercializadora comprou energia a mais, pode fazer ofertas de venda.

3.2.4 Tarifa elétrica

No mercado elétrico espanhol, a tarifa de energia elétrica é desagregada em quatro partes: a tarifa de energia, a tarifa de demanda, os impostos e o aluguel do medidor elétrico.

A tarifa de energia é proporcional ao consumo de energia elétrica durante o período de faturamento, que para os consumidores residenciais é de um ou dois meses. O preço de energia, isso é, a proporção €/kWh, é determinada por múltiplos fatores, como se detalha mais adiante. Uma parte do preço da tarifa de energia é determinada por mecanismos de mercado, ou seja, é liberalizada, e a outra parte é regulada pelo Estado.

Por outro lado, a tarifa de demanda é um preço fixo e é relativo ao uso da rede de transmissão e distribuição. Cada consumidor contrata um patamar fixo de demanda, que determina a máxima demanda que pode usar da rede, e é o mesmo valor para todos os períodos de faturamento. A tarifa de demanda é um preço regulado integralmente que reflete os custos do fornecimento de energia ao consumidor.

Ao preço agregado das duas tarifas se aplica o imposto à eletricidade. Depois é somado o preço de aluguel do medidor elétrico e aplicado o imposto sobre o consumo (Imposto sobre o Valor Acrescentado, IVA).

Uma parte da fatura elétrica que o consumidor paga é liberalizada; essa parte é incluída dentro da tarifa de energia. Resultado da parte liberalizada é a soma de:

- o custo da compra de energia no mercado diário, que é o preço resultante do encontro de ofertas, o Preço Meio Diário (PMD);
- os Serviços Complementares (SSCC), que são os custos associados à produção necessários para segurar o correto fornecimento elétrico;
- serviços de Interrompibilidade (SSI), é a remuneração que é dada aos grandes consumidores dispostos a deixar de consumir em períodos de pico de demanda e é determinada em leilões de montantes de energia comuns para todos os agentes;
- a margem de lucro da comercializadora, que no caso do PVPC está regulada, e
- os desvios, que é um custo que a comercializadora paga ao OS, quando a demanda de consumo prevista não é efetivada, ou seja, quando a comercializadora erra na hora de prever quanta energia consumirão seus clientes e pelo tanto o OS tem de corrigir o erro. A parte da penalização que repercute ao cliente é decisão da comercializadora, é um custo liberalizado e próprio de cada comercializadora.

A parte regulada do total da fatura elétrica é chamada de Tarifa de Acesso (TA). Há diferentes patamares de TA segundo a tensão de alimentação e a demanda que os consumidores contratam, e buscam repartir os custos da rede de forma proporcional ao uso que os consumidores fazem dela. A TA é cobrada em duas partes:

- uma proporcional ao consumo de energia elétrica, ou seja, cobrada em €/kWh. Essa parte contém (1) os custos dos pagamentos por capacidade, que corresponde à remuneração ofertada às usinas de geração de ciclo combinado por estarem disponíveis em qualquer momento para suprir os picos de demanda; (2) a retribuição à REE, o Operador do Sistema, e ao OMIE, o Operador do Mercado, pelo desenvolvimento da sua atividade; (3) a contribuição ao Fundo pela Eficiência Energética (FEE), que é a recaptação que o Estado faz para subsidiar medidas que fomentam a eficiência energética, e (4) os custos das perdas no fornecimento da energia.

- outra proporcional à demanda instalada, ou seja, cobrada em €/kWh e ano. Essa parte contém (1) os custos do sistema de transmissão e distribuição; (2) os custos da diversificação da matriz energética e a segurança de fornecimento, isso é, o custo do estoque de urânio, o custo da gestão dos resíduos nucleares e as ajudas às energias renováveis, a cogeração e a geração com resíduos; (3) a contribuição ao Fundo de Amortização da Dívida Elétrica (FADE); (4) a contribuição à compensação pelos sistemas insulares; (5) a retribuição da *Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia* (CNMC); (6) a parte do subsídio do Bônus Social, que reduz a fatura elétrica daqueles consumidores residenciais que estão em situação de vulnerabilidade econômica, como pessoas idosas com pensão mínima, famílias numerosas ou com todos os membros desempregados, etc. e (7) a taxa municipal (OLIVELLA-ROSELL, 2017). Se o consumidor supera a demanda contratada, o chamado “Interruptor de Controle de Potência”, instalado na instalação elétrica da vivenda, desliga o sistema da instalação geral de fornecimento. O consumidor tem que ligar de novo o interruptor.

A Tabela 3 apresenta os custos da a tarifa elétrica, classificados segundo o resultado das operações de mercado (liberalizados) ou regulados pelo Estado (Tarifa de Acesso, segundo a tensão de alimentação e a demanda instalada), e como esses custos são repassados ao consumidor (se proporcional ao consumo ou à demanda).

Tabela 3 - Componentes da tarifa elétrica no mercado espanhol

Parte da tarifa	Forma de tarifação	Conceito
Liberalizada	Proporcional ao consumo [€/kWh]	PMD
		SSCC
		SSI
		Lucro comercializadora
		Desvios
Regulada (Tarifa de Acesso)	Proporcional ao consumo [€/kWh]	Pagamentos por capacidade
		Retribuição REE e OMIE
		Contribuição FEE
	Proporcional à demanda [€/kW e ano]	Perdas
		Transmissão e distribuição
		Diversificação
		Contribuição FADE
		Contribuição Sistemas insulares
		Retribuição CNMC
		Contribuição Bônus Social
Taxa municipal		

Fonte: a Autora (2018)

O cálculo da tarifa que um consumidor paga, tendo com contrato com uma comercializadora livre é feito pelas equações (5), (6) e (7):

$$K_e = (PMD + TA_e + l_e) \cdot C_m \quad (5)$$

$$K_d = (TA_d + l_d) \cdot D_a \cdot \frac{d}{365} \quad (6)$$

$$K_T = K_e + K_d \quad (7)$$

Onde K_e é o custo da energia consumida (€), PMD é o preço médio diário da energia no mercado livre (€/kWh), TA_e é a componente da energia da Tarifa de Acesso (€/kWh), l_e é o lucro aplicado pela comercializadora na parte do consumo (€/kWh), C_m é o consumo mensal (kWh), K_d é o custo da demanda contratada (€), TA_d é a componente da demanda da Tarifa de Acesso (€/kW·ano), l_d é o lucro aplicado pela comercializadora na parte da demanda (€/kW·ano), D_a é a demanda anual contratada pelo consumidor (kW/ano), d são os dias faturados e K_T é o custo total.

Ao custo total é aplicado o Imposto da Eletricidade (IE), e somados a contribuição ao subsídio para o Bônus Social e o aluguel do medidor de eletricidade. Após é aplicado o IVA. Os preços desses termos são resumidos na Tabela 4.

Tabela 4 - Impostos e outros conceitos aplicados à tarifa elétrica no mercado espanhol

<i>Conceito</i>	<i>IE [%]</i>	<i>Bônus Social [€/dia]</i>	<i>Aluguel contador [€/dia]</i>	<i>IVA (%)</i>
<i>Valor</i>	5,11269	0,02	0,044712	21

Fonte: a Autora (2018)

No caso da tarifa PVPC, o preço da energia elétrica é determinado em referência ao mercado atacadista. Consequentemente, também apresenta as variações do preço liberalizado. A diferença é que o PVPC estabelece o preço máximo que a comercializadora de referência pode cobrar aos consumidores, ou seja, limita o lucro da comercializadora. Os consumidores aderidos ao PVPC também pagam as Tarifas de Acesso e os impostos correspondentes, como acima foi explicado.

Em resumo, tanto a oferta quanto a demanda de energia elétrica no setor espanhol são muito influenciadas pelo clima, o que se reflete na variabilidade de preços do mercado diário. Esta variabilidade deve ser prevista pelas comercializadoras ao comprar a energia para poder oferecer um preço competitivo aos consumidores residenciais.

Além disso, como o PVPC é indexado aos resultados do mercado diário, pode-se dizer que as tarifas que pagam todos os consumidores, tenham ou não um contrato livre, dependem, em grande parte, das estratégias dos agentes no mercado.

A Tabela 5 resume as características do mercado espanhol e brasileiro, podendo-se estabelecer uma comparação entre ambos os mercados.

Tabela 5 - Comparação entre os mercados de energia elétrica espanhol e brasileiro

Característica	Mercado espanhol	Mercado brasileiro	
Natureza das atividades no setor elétrico	Geração	Mercado livre	Mercado livre
	Transporte	Regulado	Regulado
	Distribuição	Regulado	Regulado
	Comercialização	Mercado livre	Mercado livre
Mercado regulado			
Agentes do setor elétrico	Geradores	Empresas privadas	Empresas privadas e estatais
	Transportadores	Red Eléctrica de España (REE), parcialmente estatal	Empresas privadas e estatais
	Distribuidores	Empresas privadas	Empresas privadas e estatais
	Comercializadores	Comercializadoras livres	Comercializadora e comercializadora varejista
		Comercializadoras de referência	Distribuidora
	Consumidores	Consumidores qualificados	Consumidores especiais
		Consumidores livres	Consumidores livres
		Consumidores residenciais livres	Consumidores cativos
		Consumidores regulados	
	Operador do sistema	REE	ONS
Operador do mercado	OMIE	CCEE	
Regulador	CNE-CNMC	ANEEL	
Planejadores	Ministério da Indústria	EPE	
Composição da fatura elétrica do consumidor residencial	Tipo de contrato	PVPC, lucro da comercializadora limitado	Todos os contratos são totalmente regulados
		Livre, lucro determinado pela comercializadora	-
	Tarifa horária constante	SDH	TC
	Tarifa horária variável	DH	TB
	Tarifas reguladas aplicadas	TA de energia	TE + TUSD
TA de demanda		-	

Fonte: a Autora (2018)

A regulamentação do mercado de energia elétrica espanhol é mais liberal do que o brasileiro, especialmente no que se diz respeito à compra de energia elétrica dos consumidores residenciais.

Isso se deve em primeiro lugar ao fato de que, antes da desregulamentação, o setor elétrico brasileiro tinha um modelo estatal e de monopólio natural, enquanto no setor elétrico espanhol coexistiam empresas de capital privado com a única empresa de capital público, Endesa.

Em segundo lugar, o modelo espanhol foi concebido com base nas diretrizes da União Europeia, que têm como objetivo criar um mercado comum de energia elétrica com livre concorrência, onde a compra-venda de energia é feita cada hora e os mercados estatais precisam ser sincronizados progressivamente a este modelo.

Em último lugar, o setor brasileiro sob o ponto de vista regulatório é menos flexível que o setor elétrico espanhol. Por isso, os preços praticados aos consumidores residenciais são regulados pela ANEEL, para protegê-los das variações nos preços.

Com base no estudo realizado dos mercados de energia elétrica brasileiro e espanhol, o próximo capítulo descreve os estudos de caso deste trabalho.

4 ESTUDOS DE CASO

Conforme o descrito anteriormente, o objetivo do trabalho é comparar o impacto econômico na classe residencial da aplicação da regulamentação do mercado espanhol no mercado brasileiro, considerando que havia a possibilidade de migração desta classe de consumo para o mercado livre, pois é a tendência dos mercados mundiais. Neste capítulo, inicialmente, é descrita a metodologia proposta, e, na sequência, os estudos de caso.

4.1 METODOLOGIA PROPOSTA

Em primeiro lugar, são descritos os dados para os estudos de caso, que apresentam dois perfis de consumidor residencial, um com uma demanda constante e outro com picos de demanda, as distribuidoras brasileiras mais representativas de cada região e os impostos que são considerados.

Para tanto, são definidos três estudos de caso: o cálculo da tarifa para o consumidor residencial no ACR, o cálculo no Ambiente de Contratação do Mercado Espanhol (ACME), e no ACL considerando que fora adaptado aos consumidores residenciais com a regulação atual do mercado espanhol. Nesse caso, descreve-se as condições nas que os consumidores acessam ao ACL e fazem-se diferentes hipóteses para estimar os valores necessários para o cálculo da tarifa.

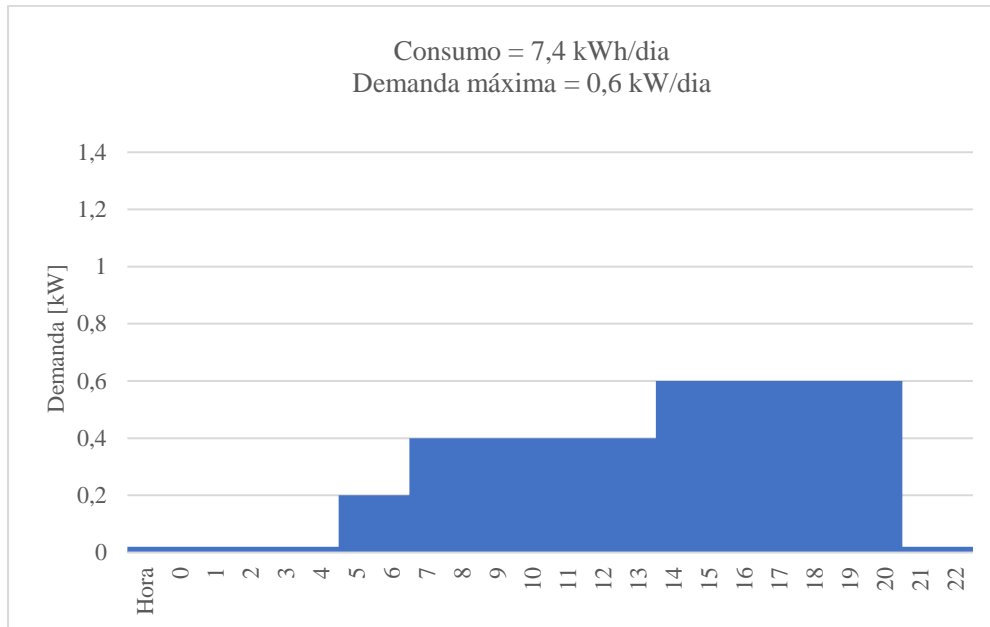
4.1.1 Definição dos perfis de consumo

Tanto no ACL brasileiro quanto no ACME, aplica-se aos consumidores um modelo tarifário que tem duas componentes: um referente ao consumo de energia elétrica e outro referente à demanda contratada pelo consumidor. Essa estrutura tarifária busca refletir os custos do impacto de perfis de consumo diferentes.

Para avaliar o impacto que tem essa modalidade tarifária, são considerados dois perfis de consumo diferentes: um que apresenta uma demanda constante durante o dia e outro que apresenta picos de demanda. Esses consumidores fazem um uso diferente da rede, já que o segundo utiliza uma capacidade maior da rede. A estrutura tarifária com componente de demanda, os dois consumidores têm que contratar uma demanda máxima que seja suficiente para cobrir suas necessidades de fornecimento. Assim, o segundo consumidor precisará de uma demanda maior e, conseqüentemente, pagará mais pela disponibilização de capacidade da rede elétrica.

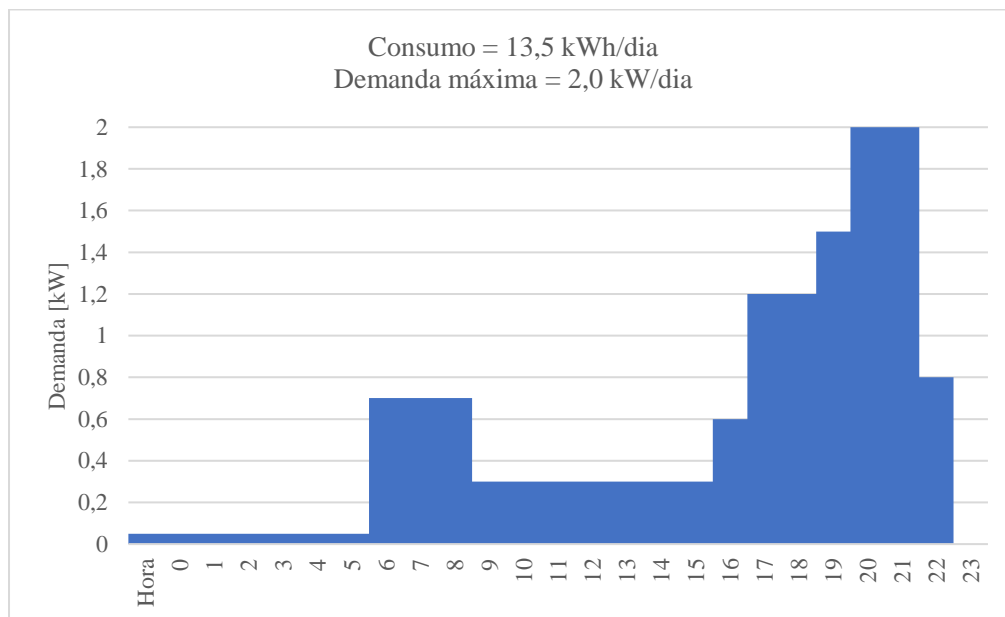
Assim, são definidos os dois perfis de consumo, o perfil A e o perfil B, apresentados, respectivamente, na Figura 10 e Figura 11. As características mais relevantes de cada perfil são apresentadas na Tabela 6.

Figura 10 - Perfil de consumo A



Fonte: a Autora (2018)

Figura 11 - Perfil de consumo B



Fonte: a Autora (2018)

Tabela 6 - Características dos perfis de consumo

Perfil de consumo	Tipo de apartamento	Consumo diário [kWh]	Consumo mensal [kWh]	Demanda máxima [kW]	Demanda contratada [kW]
Perfil A	3 dormitórios	7,4	222	0,6	2,3
Perfil B	5 dormitórios	13,5	405	2,0	4,6

Fonte: a Autora (2018)

Este trabalho busca elaborar, na medida do possível, o estudo com base em dados reais de consumidores que compram energia no mercado livre, como no Brasil não existem dados históricos de consumidores residenciais no mercado livre, considerou-se como referência duas faturas históricas de energia elétrica de famílias espanholas. As faturas históricas são apresentadas nos Anexos A e B.

Além da diferenciação entre os perfis de consumidores no cálculo da tarifa de fornecimento, a demanda que os consumidores precisam contratar é fundamental para que eles possam acessar o ACL. Assim, os consumidores criados para este estudo de caso no ACL precisam atingir o requisito de demanda mínima de 500 kW, no caso de serem atendidos por geradores de fontes incentivadas, ou de 3000 kW no caso de geradores convencionais. Como a fonte de geração está fora do escopo deste trabalho, considera-se que o mínimo de demanda requerida para acessar o ACL é de 500 kW.

4.1.2 Escolha das distribuidoras

Como descrito no capítulo 2, no mercado brasileiro, as tarifas aplicadas aos consumidores residências dependem da região onde se localizam e da distribuidora que os fornece. Portanto, esse fator é considerado na definição dos estudos de caso. Dada a magnitude do mercado elétrico brasileiro, opta-se por limitar as distribuidoras incluídas no estudo a aquelas que, somadas, forneçam a mais de dois terços dos consumidores residenciais de cada região. A Tabela 7 apresenta as distribuidoras de cada região escolhidas para o estudo de caso.

Tabela 7 - Distribuidoras com a percentagem de consumidores atendidos

Região	Distribuidora	Estado	Consumidores residenciais da região (%)
Centro-Oeste	CELG	Goiás	44,5
	EMT	Mato Grosso	17,1
	CEBDIS	Distrito Federal	16,9
Nordeste	COELBA	Bahia	29,7
	CELPE	Pernambuco	17,6
	ENEL CE	Ceará	13,5
	CEMAR	Maranhão	10,1
Norte	CELPA	Pará	49,8
	AME	Amazonas	22,9
Sudeste	CEMIG-D	Minas Gerais	20,8
	ELETROPAULO	São Paulo	20,8
	CPFL-PAULISTA	São Paulo	12,7
	LIGHT	Rio de Janeiro	11,3
	ENEL RJ	Rio de Janeiro	7,8
Sul	COPEL-DIS	Paraná	35,2
	CELESC-DIS	Santa Catarina	22,9
	CEEE-D	Rio Grande do Sul	14,1

Fonte: a Autora, a partir dos dados da ANEEL (2018)

As tarifas TUSD e TE aplicadas por essas distribuidoras aos consumidores residenciais são apresentadas na Tabela 8.

Tabela 8 - TUSD e da TE aplicadas aos consumidores residenciais

Distribuidora	TUSD _a	TUSD _e [R\$/MWh]			TE [R\$/MWh]		
	[R\$/kW]	P	INT	FP	P	INT	FP
CEB	7,72	399,39	269,12	138,86	395,55	257,49	257,49
CELG-D	6,93	349,10	222,30	95,51	256,48	166,49	166,49
EMT	15,86	739,81	480,33	220,84	413,56	250,91	250,91
CELPE	15,21	715,01	460,97	206,92	715,01	460,97	206,92
CEMAR	22,83	971,1	616,47	261,84	431,6	267,1	267,1
COELBA	24,44	791,4	500,29	209,18	343,01	209,89	209,89
ENEL-CE	13,59	575,74	356,8	137,87	394,24	240,25	240,25
AME	15,08	295,12	202,78	110,45	251,24	159,22	159,22
CELPA	25,29	935,73	613,21	290,69	425,09	263,75	263,75
CEMIG-D	14,59	726,34	475,23	224,11	409,83	255,12	255,12
CPFL-Paulista	9,79	405,15	273,29	141,44	422,39	264,07	264,07
ELECTROPAULISTA	11,17	453,94	303,87	153,81	411,54	258,08	258,08
ENEL RJ	23,39	779,87	514,56	249,26	396,03	248,02	248,02
LIGHT	17,61	662,12	454,72	247,31	407,55	256,78	256,78
CEEE-D*							
CELESC	12,3	410,59	282,34	154,1	472,51	297,16	297,16
COPEL-D	14,6	483,4	322,18	160,96	436,34	274,72	274,72

*A última Resolução Homologatória para as tarifas da Distribuidora CEEE não está disponível

Fonte: a Autora, a partir das Resoluções Homologatórias da ANEEL (2013 - 2018)

Os horários de Ponta (P), Fora Ponta (FP) e Intermediário (INT) que aplica cada distribuidora aos consumidores que optam pela Tarifa Branca são apresentados na Tabela 9.

Tabela 9 – Faixa horária da TB por distribuidora

Distribuidora	Horário Ponta	Horário	
		Intermediário 1	Intermediário 2
CEBDIS	18h00 – 20h59	17h00 – 17h59	21h00 – 21h59
CELG-D	17h30 – 20h29	16h30 – 17h29	20h30 – 21h29
EMT	18h00 – 20h59	17h00 – 17h59	21h00 – 21h59
CELPE	17h30 – 20h29	16h30 – 17h29	20h30 – 21h29
CEMAR	18h00 – 20h59	17h00 – 17h59	21h00 – 21h59
COELBA	18h00 – 20h59	17h00 – 17h59	21h00 – 21h59
ENEL-CE	17h30 – 20h29	16h30 – 17h29	20h30 – 21h29
AME	20h00 – 22h59	19h00 – 19h59	23h00 – 23h59
CELPA	18h30 – 21h29	17h30 – 18h29	21h30 – 22h29
CEMIG-D	17h00 – 19h59	18h00 – 18h59	20h00 – 20h59
CPFL-Paulista	18h00 – 20h59	17h00 – 17h59	21h00 – 21h59
ELECTROPAULISTA	17h30 – 20h29	16h30 – 17h29	20h30 – 21h29
ENEL RJ	18h00 – 20h59	17h00 – 17h59	21h00 – 21h59
LIGHT	20h30 – 22h29	19h30 – 20h29	22h30 – 23h29
CEEE-D	18h00 – 20h59	17h00 – 17h59	21h00 – 21h59
CELESC	18h30 – 21h29	17h30 – 18h29	21h30 – 22h29

Fonte: a Autora (2018)

Todos os dados são extraídos das Resoluções Homologatórias das distribuidoras definidas pela ANEEL.

4.1.3 Impostos a serem considerados

Na tarifação da eletricidade no mercado brasileiro são aplicados três impostos: o imposto referente ao Programa de Integração Social e de Formação do Servidor Público (PIS/PASEP), o imposto referente à Contribuição para o Financiamento de Seguridade Social (COFINS) e o Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS).

O PIS/PASEP e o COFINS são impostos federais entre municípios e devem ser tributados mensalmente. Visto que é um imposto que sofre alteração mensal, não é considerado nos cálculos este trabalho.

A energia elétrica é considerada uma mercadoria. Assim sendo, a distribuidora tem a obrigação de arrecadar a quantia referente ao ICMS e repassá-lo integralmente ao governo

estadual. Sendo este imposto de competência estadual, cada estado define suas próprias alíquotas (ETGES, 2017). As alíquotas aplicadas dependem do consumo total mensal de energia elétrica. Na Tabela 10 são apresentadas as alíquotas aplicadas a cada perfil de consumidor por cada distribuidora.

Tabela 10 - Alíquota do ICMS aplicada pela distribuidora aos perfis A e B de consumidor

Distribuidora	Estado	Alíquota ICMS	
		Consumidor A	Consumidor B
CEBDIS	Distrito Federal	18%	21%
CELG-D	Goiás	29%	29%
EMT	Mato Grosso	17%	25%
CELPE	Pernambuco	25%	25%
CEMAR	Maranhão	14%	14%
COELBA	Bahia	27%	27%
ENEL-CE	Ceará	27%	27%
AME	Amazonas	25%	25%
CELPA	Pará	25%	25%
CEMIG-D	Minas Gerais	30%	30%
CPFL-Paulista	São Paulo	25%	25%
ELECTROPAULISTA	São Paulo	25%	25%
ENEL RJ	Rio de Janeiro	18%	31%
LIGHT	Rio de Janeiro	18%	31%
CEEE-D	Rio Grande do Sul	30%	30%
CELESC	Santa Catarina	25%	25%
COPEL	Paraná	29%	29%

Fonte: a Autora, a partir dos dados da ABRADDEE (2018)

4.2 ESPECIFICACIONES DOS ESTUDOS DE CASO

Os estudos de caso são definidos por ambiente de contratação de energia para os consumidores residenciais brasileiros. Especifica-se o primeiro Estudo de Caso para o ACR, o segundo para o ACME e o terceiro para o ACL. Cada estudo engloba o Perfil A e Perfil B dos consumidores. Assim sendo, no que segue descreve-se o cálculo da tarifa para os três ambientes.

4.2.1 Cálculo da tarifa para o ACR

No ambiente regulado a tarifa que o consumidor paga pela energia elétrica consumida é a aplicada no ACR.

Toma-se como hipótese, que qualquer consumidor residencial pode optar pela Tarifa Branca de diferenciação de tarifa segundo o horário de consumo, independentemente do seu consumo mensal.

Calcula-se a tarifa que cada perfil de consumidor (i) com a Tarifa Convencional (TC) e com a Tarifa Branca (TB), em cada uma das principais distribuidoras do mercado anteriormente selecionadas (j), segundo as Equações (8) e (9).

$$TC_{ij} = (TUSD_{ej} + TE_{ej}) \cdot C_i \quad (8)$$

$$TB_{ij} = (TUSD_{ej} + TE_{ej}) \cdot (C_{pi} + C_{Fpi} + C_{INTi}) \quad (9)$$

onde TC_{ij} é a tarifa que o consumidor i vai pagar à distribuidora j com a Tarifa Convencional sem impostos (R\$), $TUSD_{ej}$ é a TUSD aplicada pela distribuidora j ao consumo (R\$/kWh), TE_{ej} é a TE aplicada pela distribuidora j ao consumo (R\$/kWh), C_i é o consumo de eletricidade mensal do consumidor i (kWh), TB_{ij} é a tarifa que o consumidor i vai pagar à distribuidora j com a Tarifa Branca sem impostos (R\$), C_{pi} é o consumo mensal em horário de ponta do consumidor i (kWh), C_{Fpi} é o consumo mensal em horário de fora ponta do consumidor i (kWh) e C_{INTi} é o consumo mensal em horário intermediário do consumidor i (kWh).

O valor obtido é a base à qual será aplicado o imposto ICMS correspondente ao Estado onde opera cada distribuidora. O resultado da aplicação do imposto é o preço total que o consumidor pagará mensalmente com cada tarifa, conforme as Equações (10) e (11).

$$P_{TC_{ij}} = TC_{ij} \cdot (1 + ICMS_j) \quad (10)$$

$$P_{TB_{ij}} = TB_{ij} \cdot (1 + ICMS_j) \quad (11)$$

onde $P_{TC_{ij}}$ é o preço que vai pagar mensalmente o consumidor i à distribuidora j com a Tarifa Convencional (R\$), $P_{TB_{ij}}$ é o preço que vai pagar mensalmente o consumidor i à distribuidora j com a Tarifa Branca (R\$) e $ICMS_j$ é o imposto ICMS do estado onde opera a distribuidora j .

4.2.2 Cálculo da tarifa para o ACME

No ACME são aplicadas três tarifas diferentes a cada consumidor: a tarifa regulada PVPC, a tarifa no mercado livre sem discriminação horária (SDH), ou seja, com o preço da energia constante durante todo o dia, e a tarifa no mercado livre com discriminação horária (DH), ou seja, com preços da energia diferentes em horários de ponta e horários de fora de ponta. O horário de ponta é de 12h00 até às 21h59 e o horário de fora de ponta são as horas restantes do dia.

Como os preços são referidos aos resultados do mercado atacadista e esse apresenta variações durante o ano que não podem ser desprezadas, calculam-se as tarifas com base nos resultados do PMD médio de cada mês do ano 2017. Esses valores são apresentados na Tabela 11.

Tabela 11 - Preços mensais da energia no mercado atacadista espanhol e do PVPC

Mês	Preço mensal médio no mercado atacadista		PVPC [€/kWh]	
	[€/kWh]	[R\$/kWh]	[€/kWh]	[R\$/kWh]
Janeiro	0,071490	0,300258	0,147407	0,619109
Fevereiro	0,051740	0,217308	0,120450	0,505890
Março	0,043190	0,181398	0,112050	0,470610
Abril	0,043690	0,183498	0,111242	0,467216
Mai	0,047110	0,197862	0,112542	0,472676
Jun	0,050220	0,210924	0,113439	0,476444
Julho	0,048630	0,204246	0,113044	0,474785
Agosto	0,047460	0,199332	0,113056	0,474835
Setembro	0,049150	0,206430	0,113611	0,477166
Outubro	0,056770	0,238434	0,124705	0,523761
Novembro	0,059190	0,248598	0,129257	0,542879
Dezembro	0,057940	0,243348	0,140714	0,590999

Fonte: a Autora, a partir dos dados do OMIE (2018)

Para converter os preços de euros a reais brasileiros, toma-se que 1 euro equivale a 4,2 reais, que é a equivalência média aproximada vigente no momento que foram realizados os cálculos.

Por outro lado, aplicam-se as mesmas Tarifas de Acesso (Tabela 12) e os mesmos impostos em todas as regiões do mercado (Tabela 4).

Tabela 12 - Tarifas de Acesso para consumidores residenciais

Nome tarifa	TA demanda		TA energia					
			sem DH		P		FP	
	€/kW ano	R\$/kW ano	€/kW ano	R\$/kW ano	€/kW ano	R\$/kW ano	€/kW ano	R\$/kW ano
SDH	38,04	159,78	0,04403	0,18491				
DH	38,04	159,78			0,06201	0,26045	0,00222	0,00930
PVPC	41,16	172,86	0,04403	0,18491				

Fonte: a Autora, a partir dos dados de OLIVELLA-ROSELL (2017)

Além disso, as comercializadoras operam em todo o território. Portanto, não há distinção de preços entre as regiões. Por conseguinte, toma-se o valor médio das tarifas aplicadas pelas comercializadoras principais do mercado livre espanhol. Essas tarifas são a soma do preço de compra da energia elétrica no mercado atacadista, da Tarifa de Acesso e do lucro aplicado por cada comercializadora. As tarifas das comercializadoras e a média calculada são apresentadas na Tabela 13.

Tabela 13 - Tarifas aplicadas por as comercializadoras principais do mercado espanhol em 2017

Comercializadora	TARIFA DEMANDA		TARIFA ENERGIA					
	[€/kW ano]	[R\$/kW ano]	[€/kWh]			[R\$/kWh]		
			SDH	P	FP	SDH	P	FP
EDP	42,04	176,58	0,14665			0,61594		
	42,04	176,58		0,16853	0,08592		0,70781	0,36088
Holaluz	38,04	159,78	0,12300			0,51660		
	38,04	159,78		0,15800	0,08700		0,66360	0,36540
Gas Natural Fenosa	46,09	193,59	0,14265			0,59912		
	49,09	206,19		0,17469	0,08818		0,73371	0,37035
Endesa	48,48	203,61	0,14335			0,60207		
	46,06	193,43		0,15671	0,07916		0,65818	0,33248
Viesgo	42,91	180,21	0,12871			0,54059		
	42,91	180,21		0,14871	0,07385		0,62459	0,31016
Iberdrola	42,04	176,58	0,12699			0,53335		
	42,04	176,58		0,15303	0,07461		0,64274	0,31337
SOM Energia	38,04	159,78	0,13100			0,55020		
	38,04	159,78		0,15100	0,07300		0,63420	0,30660
MÉDIA	42,56	178,77	0,13462	0,15867	0,08025	0,56541	0,66640	0,33704

Fonte: a Autora, a partir dos dados de KILLMYBILL.COM (2018)

Para o cálculo da tarifa com PVPC, utiliza-se a Equação (12).

$$TR_i = (PVPC_k + TA_e) \cdot C_i + TA_{Rd} \cdot D \cdot \frac{d}{365} \quad (12)$$

onde TR_i é a tarifa obtida com a aplicação do PVPC (€), $PVPC$ é o Preço Voluntário para o Pequeno Consumidor do mês k (€/kWh), TA_e é a Tarifa de Acesso aplicável ao consumo

(€/kWh), C_i é o consumo mensal do consumidor i , TA_{RD} é a Tarifa de Acesso aplicável à demanda dos consumidores com PVPC (€/kW ano), D é a demanda máxima contratada pelo consumidor (kW) e d são os dias faturados.

Considera-se que o faturamento é feito mensalmente, cada 30 dias.

Para o cálculo da tarifa de um consumidor com contrato sem discriminação horária com uma comercializadora livre, utiliza-se a Equação (13).

$$TL_i = (PMD + l_e + TA_e) \cdot C_i + (TA_{Ld} + l_d) \cdot D \cdot \frac{d}{365} \quad (13)$$

onde TL_i é a tarifa obtida com um contrato livre (€), PMD é Preço Médio Diário da energia elétrica no mercado atacadista (€/kWh), l_e é o lucro que a comercializadora extrai do consumo (€/kWh), TA_{Ld} é a Tarifa de Acesso aplicável à demanda dos consumidores com contrato livre (€/kW ano) e l_d é o lucro que a comercializadora extrai da demanda (€/kW).

Para o cálculo da tarifa de um consumidor com contrato com discriminação horária com uma comercializadora livre, utiliza-se a Equação (14).

$$TL_i = (PMD + l_e + TA_e) \cdot (C_{Pi} + C_{PFi}) + (TA_{Ld} + l_d) \cdot D \cdot \frac{d}{365} \quad (14)$$

onde C_{Pi} é o consumo em horário de ponta do consumidor i (kWh) e C_{PFi} é o consumo em horário de fora de ponta do consumidor i (kWh).

4.2.3 Cálculo da tarifa para o ACL

A tarifa que pagaria um consumidor residencial brasileiro podendo acessar ao mercado livre (ACL) aplicando a regulação do mercado espanhol. A metodologia baseia-se nas premissas do funcionamento do mercado livre brasileiro e propõe uma nova estrutura tarifária e um procedimento de cálculo para repassar os custos totais da energia elétrica aos consumidores residenciais.

- **Proposta de tarifa do consumidor residencial livre**

Tal como relatado na seção 3.2.4, a legislação espanhola determina que a tarifa de energia elétrica é composta de três partes:

- do custo liberalizado da energia, formado pelo preço de compra da energia no mercado atacadista e o lucro agregado pela comercializadora;
- do custo regulado da energia e da demanda, que são as Tarifas de Acesso, determinado pelo Ministério de Indústria, Energia e Turismo espanhol, e que serve para pagar os custos da rede, o funcionamento do mercado e aos agentes subsidiados, e

- dos impostos aplicados, que são o imposto à eletricidade, o aluguel do medidor, o subsídio para o Bônus Social e o IVA.

Toma-se essa estrutura tarifária como referência e estabelece-se, analogamente, a estrutura tarifária no hipotético mercado livre para consumidores residenciais, da seguinte forma:

- o custo liberalizado da energia, formado pelo preço de compra da eletricidade no ACL e o lucro da comercializadora;
- os custos regulados, desagregados na tarifa da energia, a $TUSD_e$, e a tarifa da demanda, a $TUSD_d$, atualmente aplicada só a consumidores de faixas de tensão mais elevadas, como são os consumidores de tipo A4 e A3, e
- o ICMS aplicado atualmente.

A seguir, são descritos e justificados os valores que são utilizados para o estudo de caso.

- **Preço livre da energia**

No mercado livre, os próprios consumidores residenciais poderiam participar dos leilões de energia elétrica, de forma individual. No entanto, como acontece no mercado espanhol, os procedimentos e as condições para a aquisição de energia elétrica não são triviais nem acessíveis para uma pessoa sem conhecimentos sobre o funcionamento do mercado atacadista e sem disponibilidade total para realizar essa tarefa. Por isso, as comercializadoras realizam a função de intermediárias entre o mercado livre e o consumidor residencial, além do que para montantes de compra maiores no mercado atacadista, o preço de compra é menor. Então é vantajoso para o consumidor comprar a energia através da comercializadora.

Deste modo, se supõe que são criadas comercializadoras que atendem os consumidores residenciais que atualmente são cativos. Se supõe, também, que as comercializadoras operam só no âmbito territorial estadual, para simplificar a aplicação dos impostos correspondentes.

Contudo, não há valores de referência do preço livre ao que as comercializadoras venderiam a energia aos consumidores. Portanto, é proposto um procedimento para estimar o preço ao qual as comercializadoras comprariam a energia e como esse custo repercute aos clientes, agregando uma margem de lucro. Esse procedimento é descrito a seguir.

As comercializadoras fazem uma estimação do consumo total, C_e (MWh), dos seus clientes em um ano, negociam com os geradores e assinam um contrato bilateral onde estabelece-se o volume de energia pactuada e o preço de compra, p_c (R\$/MWh).

Os contratos bilaterais são de caráter privado e, portanto, não é possível conhecer os dados históricos do C_e e o p_c . O número total de clientes que cada distribuidora selecionada atendia em 2017 é conhecido. Faz-se a suposição que há dois perfis de consumidores residenciais, como foi descrito na seção 4.1.1, e estabelece-se, aleatoriamente, a percentagem de consumidores de cada perfil do total atendido por cada distribuidora. Desse modo é determinado o consumo mensal real, C_r , que cada comercializadora á fornecer. Os valores calculados são apresentados na Tabela 14.

Tabela 14 - Cálculo da energia mensal total fornecida por cada distribuidora

Distribuidora	Consumidores	Perfil A (%)	Perfil B (%)	Consumo mensal [MWh]
CEBDIS	907818	72	28	24.805.219,03
CELG-D	2394444	59	41	71.122.170,13
EMT	921637	67	33	26.026.107,24
CELPE	2402129	72	28	65.635.772,80
CEMAR	1386854	66	34	39.417.164,39
COELBA	4059165	84	16	101.998.698,12
ENEL-CE	1840136	54	46	56.341.284,05
AME	733133	67	33	20.702.942,79
CELPA	1592473	83	17	40.307.084,10
CEMIG-D	6195644	69	31	172.691.185,21
CPFL-Paulista	3794085	68	32	106.446.848,76
ELECTROPAULISTA	6190925	60	40	182.756.106,00
ENEL RJ	2308986	69	31	64.358.366,78
LIGHT	3355744	55	45	102.132.068,64
CEEE-D	1356291	79	21	35.321.886,51
CELESC	2209664	72	28	60.376.859,14
COPEL-D	3391488	62	38	98.875.441,15

Fonte: a Autora (2018)

Para estimar a quantidade de energia contratada pela comercializadora, é gerado, de forma aleatória, um parâmetro δ (%), que tem um valor compreendido entre -10% e 10%, e que estabelece a diferença entre a energia comprada através do contrato bilateral e a energia finalmente necessária para fornecer aos consumidores, como mostra a Equação (15).

$$C_e = C_r \cdot (1 - \delta) \quad (15)$$

Há três alternativas, segundo o valor do parâmetro δ :

- que a energia comprada C_e , seja maior que a energia finalmente consumida, C_r ($C_e > C_r$) e, portanto, $\delta < 0$. Nesse caso, a diferença é descontada do Preço de Liquidação da Diferença vigente nesse mês. Assim, a comercializadora paga pela energia elétrica conforme a Equação (16).

$$P_T = C_e \cdot p_c + (C_r - C_e) \cdot PLD \quad (16)$$

- que a energia comprada seja inferior à finalmente consumida, ($C_e < C_r$), mas a diferença δ é menor a 4%. Nesse caso, a comercializadora tem de pagar a diferença ao vendedor ao preço do PLD mas não pode repassar esse custo excedente ao consumidor. Então, o custo de compra da energia a ser considerado para o cálculo da tarifa é mostrado na Equação (17).

$$P_T = C_e \cdot p_c \quad (17)$$

- que a energia comprada seja inferior à que finalmente foi consumida, e a diferença seja maior de 4%. Nesse caso, é repassado ao consumidor o custo da energia a partir do limiar do 4%, e o custo da compra da energia a ser calculada como as Equações (18) a (20).

$$\Delta = C_r - C_e \cdot 0,04 \quad (18)$$

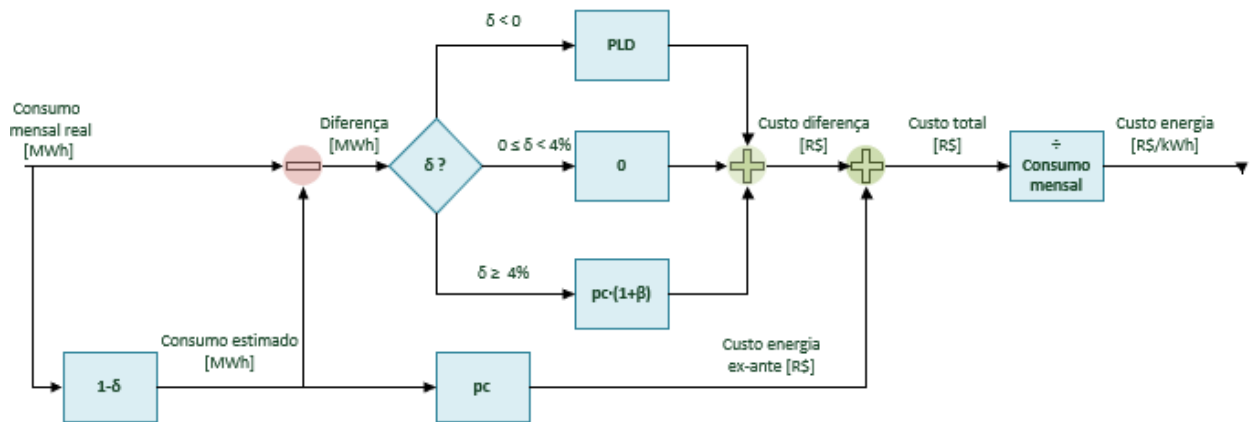
$$P_T = C_e \cdot p_c + \Delta \cdot p_p \quad (19)$$

$$p_p = p_c \cdot (1 + \beta) \quad (20)$$

onde β (%) é a penalização aplicada pela CCEE às comercializadoras por errar na estimativa da demanda. Estabelece-se que a penalização é do 3%.

O custo final da compra de energia é dividido entre o consumo mensal real para determinar o custo da energia para cada comercializadora, em R\$/kWh. A Figura 12 apresenta o diagrama de blocos para o cálculo do custo da energia a partir do custo mensal de energia. A esse custo soma-se uma margem de lucro de 10% e o total é o preço ao qual as comercializadoras venderão a energia aos consumidores.

Figura 12 - Diagrama de blocos para o cálculo do custo da energia elétrica



Fonte: a Autora (2018)

- **Preço regulado da energia**

Os custos regulados serão incluídos à tarifa do consumidor residencial livre são a tarifa de energia e a tarifa de demanda.

Toma-se a TUSD atualmente aplicada a consumidores residenciais como tarifa de energia (Tabela 8). A TUSD inclui os custos pelo uso da rede de distribuição relativos ao consumo de energia elétrica, tais como as perdas e também os encargos. Não é ser aplicada a TE porque é relativa ao custo de compra da energia elétrica e isso já é incluído à parte liberalizada do custo, como foi relatado.

- **Preço regulado da demanda**

Atualmente a tarifação brasileira não faz diferença entre consumidores de diferentes faixas de tensão à hora de repassar os custos associados à demanda, ou seja, por exemplo, os consumidores da faixa A3a (de 30 até 44 kV) pagam a mesma TUSD_d (R\$/kW) que os consumidores da faixa A4 (de 2,3 até 25 kV). Por essa razão, será tomada a mesma TUSD_d que se aplica aos consumidores de alta tensão para calcular a tarifa dos consumidores de baixa tensão.

- **Acesso ao mercado livre**

Por último, verifica-se que os consumidores selecionados atingem a demanda mínima requerida de 500 kW para participarem do ACL, através de uma comercializadora.

5 ANÁLISE DE RESULTADOS

Neste capítulo são expostos os resultados dos estudos de caso, obtidos com a aplicação da metodologia definida no capítulo anterior.

Primeiramente, são apresentadas as tarifas que cada perfil de consumidor pagaria no ACR e no ACME. Desagregam-se por conceitos tarifários e analisa-se o preço que tem cada um no valor final da tarifa.

Na sequência, analisa-se a tarifa obtida no estudo de caso no ACL de forma análoga às realizadas nos outros dois ambientes. Também são estudadas as possíveis fontes de variabilidade e erro que o modelo utilizado tem e como isso pode afetar aos resultados obtidos.

Por último, compara-se as três tarifas para determinar se o consumidor residencial seria beneficiado com a mudança a um ambiente de contratação livre e quais correções teriam de ser feitas no modelo proposto para melhorá-lo.

5.1 RESULTADOS DO ACR

Apresenta-se inicialmente o custo mensal da energia elétrica para o consumidor A, com demanda constante, desagregado nas componentes tarifárias. A Tabela 15 mostra os valores médios por região obtidos com a Tarifa Convencional, constante durante todo o dia, e a Tabela 16 mostra os valores médios por região obtidos com a Tarifa Branca, variável segundo a hora.

Tabela 15 - Tarifa do consumidor A sem discriminação horária (Tarifa Convencional)

Região	Custo mensal	Custo mensal	Total, sem	Total, com
	TE [R\$]	TUSD [R\$]	impostos [R\$]	impostos [R\$]
Centro-Oeste	52,35	47,46	99,81	119,98
Nordeste	57,18	65,95	123,13	151,03
Norte	49,29	59,25	108,54	135,67
Sudeste	60,16	62,46	122,63	150,88
Sul	66,60	47,51	114,11	144,89

Fonte: a Autora (2018)

Tabela 16 - Tarifa do consumidor A com discriminação horária (Tarifa Branca)

Região	Custo mensal	Custo mensal	Total sem	Total com
	TE [R\$]	TUSD [R\$]	impostos [R\$]	impostos [R\$]
Centro-Oeste	58,48	56,97	115,45	138,71
Nordeste	85,72	66,12	151,84	186,56
Norte	69,00	52,96	121,96	152,45
Sudeste	70,34	64,10	134,44	165,61
Sul	54,66	72,58	127,24	161,62

Fonte: a Autora (2018)

Na continuação, apresenta-se o custo mensal médio per região da energia elétrica para o consumidor B, com demanda constante, desagregado nas componentes tarifárias. A Tabela 17 mostra os valores obtidos com a TC, constante durante todo o dia, e a Tabela 18 mostra os valores obtidos com a TB.

Tabela 17 - Tarifa do consumidor B sem discriminação horária (Tarifa Convencional)

Região	Custo mensal	Custo mensal	Total, sem	Total, com
	TE [R\$]	TUSD [R\$]	impostos [R\$]	impostos [R\$]
Centro-Oeste	95,51	86,57	182,08	226,88
Nordeste	104,31	120,32	224,63	275,53
Norte	89,93	108,08	198,01	247,51
Sudeste	109,76	113,96	223,71	287,87
Sul	121,49	86,68	208,17	264,33

Fonte: a Autora (2018)

Tabela 18 - Tarifa do consumidor B com discriminação horária (Tarifa Branca)

Região	Custo mensal	Custo mensal	Total, sem	Total, com
	TE [R\$]	TUSD [R\$]	impostos [R\$]	impostos [R\$]
Centro-Oeste	115,17	106,35	221,52	276,09
Nordeste	169,86	126,60	296,46	363,69
Norte	160,19	105,59	265,78	332,22
Sudeste	142,00	121,73	263,74	339,49
Sul	113,19	137,62	250,81	318,43

Fonte: a Autora (2018)

A Figura 13 apresenta a composição tarifária segundo a região do consumidor. Observa-se que a composição tarifária é semelhante entre regiões: a TE e a TUSD são o 40% cada um, e os impostos representam o 20% do total da tarifa, aproximadamente. No entanto, no caso do consumidor B com a Tarifa Branca, a parte correspondente à TE tem um peso maior que na Tarifa Convencional, entorno de 50 %, enquanto a TUSD representa um 20% do total da tarifa.

Figura 13 - Composição da tarifa no ACR segundo a região



Fonte: a Autora (2018)

Analisando os dados de entrada para o cálculo foi visto que há diferença entre as tarifas (TE e TUSD) aplicadas pelas distribuidoras. Esse fato é relevante, pois o consumidor

não pode escolher o fornecedor e, portanto, pode ser prejudicado pelo fato de morar em uma área geográfica ou outra, segundo a distribuidora que o atende.

Mesmo assim, em geral pode-se dizer que é mais vantajosa a Tarifa Convencional, sem discriminação horária, que a Tarifa Branca, para os dois consumidores. A diferença entre as duas tarifas (Tabela 19) é significativa e, por conseguinte, os consumidores poderiam avaliar se têm margem para administrar o consumo ao longo do dia e ligar as cargas em horas de fora ponta.

Tabela 19 - Diferença porcentual entre a TB e a TC no ACR, tomando a TC como referência

Região	A	B
Centro-Oeste	15,7%	21,7%
Nordeste	23,3%	32,0%
Norte	12,4%	34,2%
Sudeste	9,6%	17,9%
Sul	11,5%	20,5%

Fonte: a Autora (2018)

5.2 RESULTADOS DO ACME

As Tabela 20 e Tabela 21 apresentam as tarifas que pagariam cada consumidor no ACME, segundo se o contrato é regulado ou livre, ou se aplica discriminação horária ou não.

Tabela 20 - Tarifas pagas pelo consumidor A no ACME

Tarifa	Custo livre [R\$]	Custo regulado [R\$]	Impostos [R\$]	Total [R\$]
PVPC	112,78	73,73	60,57	247,08
Livre, SDH	88,06	71,26	53,18	212,49
Livre, DH	89,02	72,96	53,90	215,87

Fonte: a Autora (2018)

Tabela 21 - Tarifas pagas pelo consumidor B no ACME

Tarifa	Custo livre [R\$]	Custo regulado [R\$]	Impostos [R\$]	Total [R\$]
PVPC	205,75	135,30	102,59	443,64
Livre, SDH	161,28	135,30	90,50	387,07
Livre, DH	163,37	139,52	92,21	395,11

Fonte: a Autora (2018)

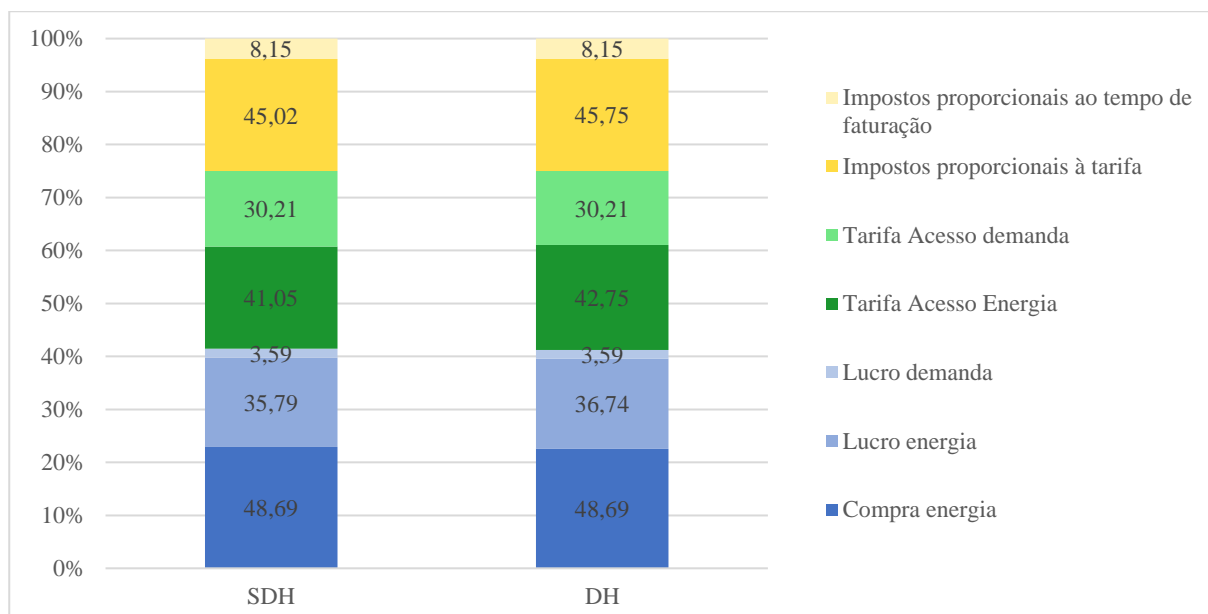
Pode se observar que os dois consumidores pagam menos se tem um contrato com uma comercializadora livre, pois a margem de lucro aplicado ao PVPC (fixado pelo Ministério de Indústria para retribuir à comercializadora de referência) é maior que o que as comercializadoras livres aplicam nos contratos livres. Isso porque, por um lado, as comercializadoras buscam ser mais competitivas e aplicam margens de lucro mais ajustadas e, por outro lado, a política aplicada no estabelecimento da tarifa regulada busca incentivar a migração do consumidor residencial para o mercado livre e, portanto, indexa o PVPC a um valor superior.

Apesar deste incentivo, no mercado elétrico espanhol somente 54% dos consumidores residenciais têm contratos com comercializadoras livres, após quase 20 anos da reforma do setor (COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA, 2016). Isso pode ser explicado pelo fato que os consumidores residenciais percebem que o setor do fornecimento de energia elétrica é um dos mais difíceis de compreender, onde o procedimento de migração é mais complexo e se sentem mais prejudicados pelos contratos que são oferecidos no mercado livre (EUROPEAN COMMISSION, 2016). Além disso, mudar de fornecedor requer fazer uma pesquisa da oferta existente, comparar preços e condições e realizar os trâmites para efetuar a mudança. Essas percepções são mais específicas à população idosa e/ou com um acesso limitado à informação. Considerando que no Brasil a tendência é o envelhecimento da população, segundo o IBGE (2018), a situação seria semelhante os primeiros anos de abertura do mercado.

Comparando as tarifas SDH e DH pode ser visto que, nos dois casos a tarifa SDH é mais barata, a diferença entre as duas é pequena: no caso do consumidor A, a tarifa SDH é 1,6% menor e, no caso do consumidor B, 2,1%. Em outras palavras, se os consumidores modificarem levemente os seus hábitos de consumo poderiam reduzir o que eles pagam pela energia elétrica.

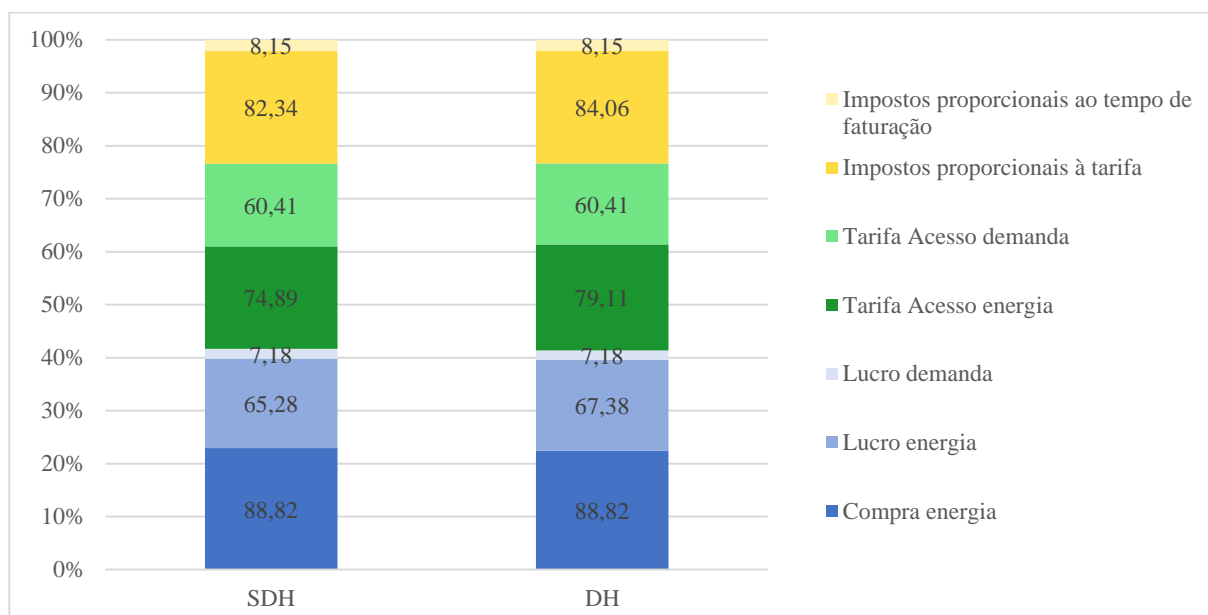
A Figura 14 apresenta os valores absolutos e as percentagens de cada parcela na composição da tarifa do consumidor A e a Figura 15 apresenta os valores absolutos e as percentagens de cada parcela na composição da tarifa do consumidor B.

Figura 14 - Composição tarifária do consumidor A no ACME



Fonte: a Autora (2018)

Figura 15 - Composição tarifária do consumidor B no ACME



Fonte: a Autora (2018)

O custo livre (cor azul) representa o 40% da tarifa e o custo regulado (cor verde), ao redor do 35%. Os impostos (cor amarela) variam segundo o tipo de consumidor: para o consumidor A representam quase o 34% da tarifa, enquanto para o consumidor B representam os 23%. Isso pode ser explicado pelo custo do aluguel do medidor e a contribuição ao subsídio do Bônus Social, incluídos na parte de impostos, pois são aplicados

proporcionalmente aos dias faturados e não ao consumo ou ao total da tarifa. Assim, os dois consumidores pagam o mesmo por esses conceitos e, percentualmente, repercute mais ao consumidor do perfil A, que tem uma tarifa menor.

Em último lugar, deve-se notar que no mercado espanhol não há diferença de tarifação entre regiões, é um sistema unificado. Além disso, as comercializadoras podem operar em todo o território. Portanto, o consumidor tem a possibilidade de escolher qual é a comercializadora que oferece as condições mais vantajosas para o seu perfil de consumo. Por exemplo, se o seu consumo em geral não é muito grande mas ocasionalmente tem picos de demanda, pode procurar uma comercializadora que não aplique margem de lucro (ou que a margem de lucro seja menor) na parte da demanda.

5.3 RESULTADOS DO ACL

As Tabela 22 e Tabela 23 apresentam as tarifas que o consumidor residencial A pagaria pela energia elétrica com a aplicação da Tarifa Convencional e a Tarifa Branca, respectivamente, por região. Também é calculada a média e o desvio padrão entre regiões de cada componente tarifária.

Tabela 22 - Tarifas pagadas pelo consumidor A no ACL, com Tarifa Convencional

Região	Custo liberalizado [R\$]	Custo regulado [R\$]	Impostos [R\$]	Total [R\$]
Centro-Oeste	79,91	83,84	34,93	198,68
Nordeste	83,78	109,58	44,96	238,32
Norte	65,78	117,27	45,76	228,81
Sudeste	80,93	97,59	41,42	219,93
Sul	78,56	78,37	43,94	200,87
Média	77,79	97,33	42,20	217,32
Desvio padrão	7,0	16,5	4,4	17,3

Fonte: a Autora (2018)

Tabela 23 - Tarifas pagadas pelo consumidor A no ACL, com Tarifa Branca

Região	Custo liberalizado [R\$]	Custo regulado [R\$]	Impostos [R\$]	Total [R\$]
Centro-Oeste	79,91	93,36	36,96	210,23
Nordeste	83,78	110,16	45,09	239,03
Norte	65,78	110,98	44,19	220,96
Sudeste	80,93	99,23	41,80	221,95
Sul	78,56	103,43	50,96	232,95
Média	77,79	103,43	43,80	225,03
Desvio std.	7,0	7,4	5,1	11,2

Fonte: a Autora (2018)

Observa-se que a diferença entre regiões é por causa, sobretudo, da parte regulada, ou seja, as tarifas TUSD_e e TUSD_a, da tarifa convencional, pois apresenta um desvio padrão de R\$ 16,5 (Tabela 22). Mesmo assim, também há uma diferença significativa entre regiões na parte do custo livre, que tanto no caso da tarifa convencional como quanto no caso da tarifa branca é de R\$ 7,0.

As Tabela 24 e Tabela 25 apresentam as tarifas que o consumidor residencial A pagaria pela energia elétrica com a aplicação da Tarifa Convencional e a Tarifa Branca, respectivamente.

Tabela 24 - Tarifas pagadas pelo consumidor B no ACL, com Tarifa Convencional

Região	Custo livre [R\$]	Custo regulado [R\$]	Impostos [R\$]	Total [R\$]
Centro-Oeste	142,28	159,35	76,37	378,00
Nordeste	148,65	207,58	83,89	440,12
Norte	114,44	224,13	86,17	424,73
Sudeste	144,26	184,21	94,34	422,80
Sul	140,36	148,40	81,76	370,51
Média	138,00	184,73	84,50	407,23
Desvio padrão	13,5	31,8	6,6	31,0

Fonte: a Autora (2018)

Tabela 25 - Tarifas pagadas pelo consumidor B no ACL, com Tarifa Branca

Região	Custo liberalizado [R\$]	Custo regulado [R\$]	Impostos [R\$]	Total [R\$]
Centro-Oeste	146,11	179,12	81,31	406,54
Nordeste	153,24	213,86	85,35	452,45
Norte	120,55	221,63	85,54	427,72
Sudeste	147,96	191,98	96,54	436,49
Sul	143,61	199,34	96,02	438,97
Média	142,29	201,19	88,95	432,43
Desvio padrão	12,7	17,0	6,9	17,0

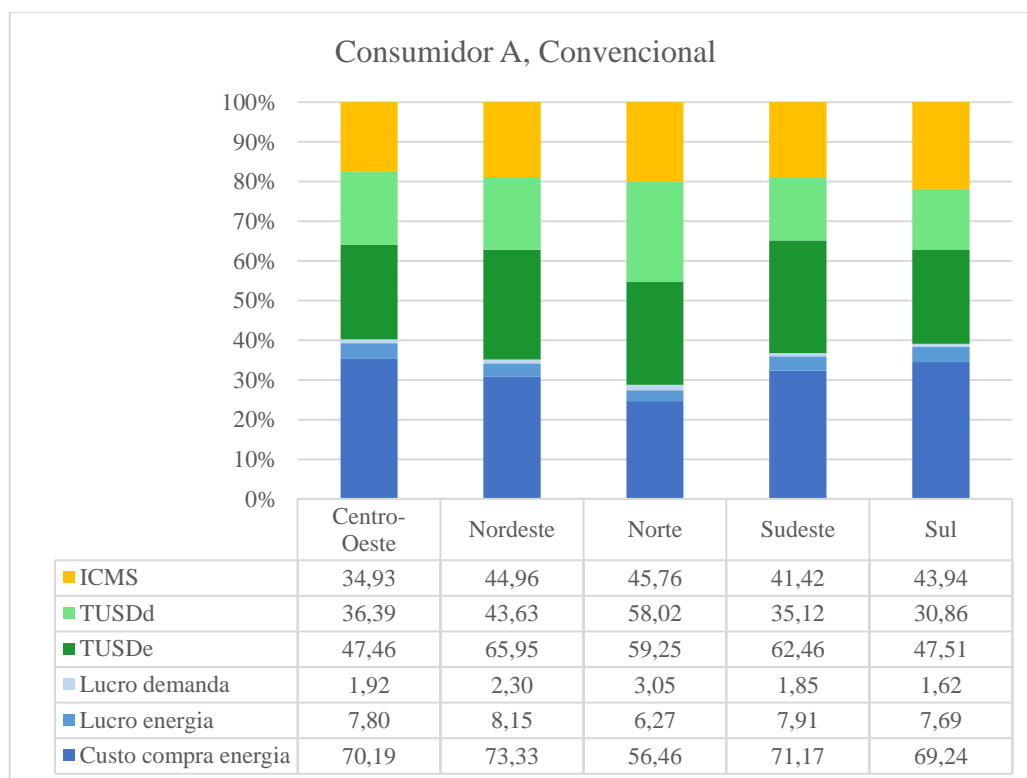
Fonte: a Autora (2018)

Também neste caso é a parte regulada a que varia mais entre regiões: apresenta um desvio padrão de R\$ 31,8 no caso da TC e de R\$ 17,0 no caso da TB.

A TC e a TB do consumidor A são desagregadas nas diferentes componentes como se mostra nas Figura 16 e

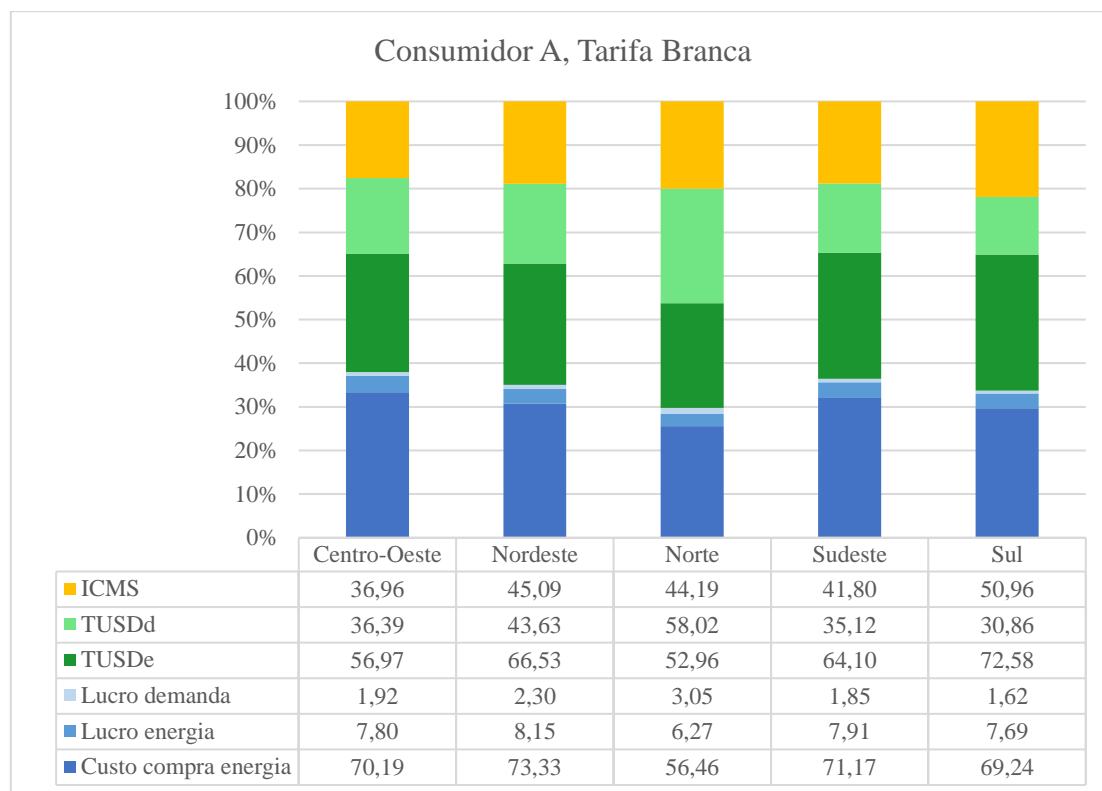
Figura 17, respectivamente. A parte livre é de cor azul, a parte regulada, de cor verde, e os impostos são apresentados em cor amarela. g

Figura 16 – Componentes da tarifa do consumidor A com Tarifa Convencional no ACL



Fonte: a Autora (2018)

Figura 17 - Componentes da tarifa do consumidor A com Tarifa Branca no ACL



Fonte: a Autora (2018)

Observa-se que no Nordeste é onde o custo de compra de energia elétrica é mais barato e onde a parte regulada da tarifa é mais determinante para o preço final da fatura elétrica. Por outro lado, na região Centro-Oeste é onde a energia elétrica é comprada a um preço mais barato e, além disso, a parte regulada tem um custo mais baixo.

5.4 COMPARAÇÃO DE RESULTADOS DOS ESTUDOS DE CASO

Para comparar os resultados dos três estudos de caso, são tomadas como referência as tarifas com o preço de energia constante durante o dia, ou seja, sem discriminação horária. Os valores para o consumidor A são apresentados na Tabela 26 e para o consumidor B, na Tabela 27.

Tabela 26 - Comparação das componentes das tarifas achadas nos estudos de caso para o consumidor A

	Custo liberalizado		Custo regulado		Impostos		Total [R\$]
ACR	-	-	113,64 R\$	80,9%	26,85 R\$	19,1%	140,49
ACME	88,06 R\$	41,4%	71,26 R\$	33,5%	53,18 R\$	25,0%	212,49
ACL	77,79 R\$	35,8%	97,33 R\$	44,8%	42,20 R\$	19,4%	217,32

Fonte: a Autora (2018)

Tabela 27 - Comparação das componentes tarifárias achadas nos estudos de caso para o consumidor B

	Custo liberalizado		Custo regulado		Impostos [R\$]		Total [R\$]
ACR	-	-	207,32 R\$	79,6%	53,10 R\$	20,4%	260,42
ACME	161,28 R\$	41,7%	135,30 R\$	35,0%	90,50 R\$	23,4%	387,07
ACL	138,00 R\$	33,9%	184,73 R\$	45,4%	84,50 R\$	20,8%	407,23

Fonte: a Autora (2018)

A fatura de energia elétrica estimada no mercado ACL é 56,4% mais cara que a aplicada atualmente aos consumidores residenciais brasileiros no ACR. Em seguida, essa diferença é analisada.

Em primeiro lugar, a diferença entre a componente regulada no ACR e no ACL corresponde à TE regulada, isto é, a parte do custo de compra da energia repassada atualmente ao consumidor residencial ao ACR. Essa diferença é R\$ 16,3 para o consumidor A e R\$ 22,59 para o consumidor B. A parte livre da tarifa no mercado livre é de R\$ 161,28 para o consumidor A e de R\$ 138,00 para o consumidor B. Para que o mercado livre seja mais vantajoso, a TE regulada teria de ser mais cara que o custo livre. Isso não acontece nem para o consumidor A nem para o B.

Um motivo por que o custo de compra livre é mais caro são as penalizações aplicadas por erros na previsão de compra das comercializadoras. Atualmente, no ACL os contratos são feitos a longo prazo e isso faz aumentar a possibilidade de erro na previsão da demanda. Um horizonte de contratação mais curto seria vantajoso nesse sentido. Outro motivo pode ser que o modelo não considera a margem das comercializadoras para a negociação de montantes maiores de energia a preços mais competitivos. Por outro lado, tal como foi descrito, o modelo apresenta graus de liberdade que tiveram de ser supridos com aproximações e hipóteses e, portanto, o valor calculado só pode ser considerado qualitativamente.

Em segundo lugar, a tarifa resultante ao ACL tem uma estrutura semelhante à tarifa ao ACME, embora o custo livre do ACME representa uma parte maior da fatura elétrica do que o custo regulado (10% aproximadamente). No caso do ACL, o custo liberalizado é 10% menor que o custo regulado. Mesmo assim, o valor total da fatura é um 2,3% maior no ACL do que no ACME para o consumidor A e um 5,2% maior para o consumidor B. Embora que a diferença entre a tarifa no ACME e no ACL seja pequena, deve-se considerar que o poder de compra dos cidadãos brasileiros não é o mesmo que o dos cidadãos espanhóis. O salário mínimo na Espanha em 2017 era R\$ 3.042,68 mensais e no Brasil era de R\$ 973,00 (BRASIL - SALARIO MÍNIMO 2017, 2017). Portanto, para um consumidor brasileiro pode resultar

desvantajoso mudar para o mercado livre com essas condições, pois a fatura de energia elétrica teria um valor proibitivo.

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

A análise da aplicação da metodologia proposta, através dos estudos de caso, permite concluir que o modelo tarifário livre com uma estrutura semelhante à do mercado elétrico espanhol para consumidores residenciais apresentado não é vantajoso para o consumidor residencial brasileiro.

A aplicação de uma tarifa à demanda instalada e uma tarifa com discriminação horária incentiva à classe residencial a ter um consumo de energia elétrica mais consciente e racional.

Para abrir o ACL aos consumidores residenciais, a TUSD aplicada deve ser revisada para adequar os conceitos regulados incluídos na tarifa ao novo sistema de aquisição de energia e evitar que o mesmo conceito tarifário seja aplicado duas vezes.

Para incentivar a migração de consumidores residenciais para o mercado livre, as comercializadoras devem oferecer preços mais competitivos do que os regulados.

Para as comercializadoras ter mais margem de negociação no processo de compra e errar menos nas previsões, o ACL deve ser mais flexível à variação da demanda. É por isso que os montantes de energia têm que ser negociados a um prazo mais curto.

Antes de abrir o ACL na classe residencial brasileira, um estudo cuidadoso deve ser feito para garantir que o consumidor irá se beneficiar dele.

Com base no estudo realizado, sugere-se como trabalhos futuros: estudar o efeito nas tarifas da migração progressiva da classe residencial para o mercado livre e avaliar o seu impacto por regiões.

REFERÊNCIAS

ABRADEE. **Visão Geral do Setor**. 2015. Disponível em: <<http://www.abradee.com.br/setor-eletrico/visao-geral-do-setor>>. Acesso em: 15 ago. 2018.

ABRADEE. **Alíquota ICMS 2018**. 2018. Disponível em: <<http://www.abradee.org.br/setor-de-distribuicao/financeiro/>>. Acesso em: 22 nov. 2018.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Atlas de Energia Elétrica do Brasil**. 3a. ed. Brasília: ANEEL, 2008. Disponível em: <www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/atlas3ed.pdf>

ANEEL. **Boletim de Informações Gerenciais. Dezembro 2017**. [s.l: s.n.]. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/informacoes-gerenciais>>.

ANEEL. **Relatórios de Consumo e Receita de Distribuição**. 2018. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/relatorios-de-consumo-e-receita>>. Acesso em: 22 nov. 2018.

BRASIL. Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004. **Diário Oficial da União**, Brasília, 2004a.

BRASIL. Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004. **Diário Oficial da União**, Brasília, 2004b. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Decreto/D5163compilado.htm>. Acesso em: 26 out. 2018.

Brasil - Salario Mínimo 2017. 2017. Disponível em: <<https://datosmacro.expansion.com/smi/brasil?anio=2017>>. Acesso em: 26 nov. 2018.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Comercialização no Setor elétrico brasileiro**. 2017. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/onde-atuamos/comercializacao?_adf.ctrl-state=pupk4le6q_5&_afLoop=492775985728364#!>. Acesso em: 19 nov. 2018.

CIRERA-RIU, E. **Estudi del sentit del desviament del sistema elèctric amb models predictius**. Projeto de Diplomação. Universitat Politècnica de Catalunya, Barcelona, Espanha, 2018.

COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA. **Informe de**

supervisión del mercado minorista de electricidad. Madrid: CNMC, 2016. Disponível em: <https://www.cnmc.es/listado/sucesos_energia_mercado_electrico_informes_de_supervision_del_mercado_minorista_de_electricidad/block/250>

COMISIÓN NACIONAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO. **Información básica del sector eléctrico,** 1997. Disponível em: <<http://www.proveedor.nuca.ie.ufrj.br/espanol/estudos/cne3.pdf>>

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Anuário Estatístico de Energia Elétrica.** Rio de Janeiro: EPE, 2017. Disponível em: <<http://epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/anuario-estatistico-de-energia-eletrica>>

ENERGÍA, O. del M. I. de La. **Resultados del Mercado diario.** 2018. Disponível em: <<http://www.omie.es/files/flash/ResultadosMercado.swf>>. Acesso em: 22 nov. 2018.

ESPAÑA. Ley 49/1984, de 26 de diciembre, sobre explotación unificada del sistema eléctrico nacional. **Boletín Oficial del Estado,** Madrid, p. 37461–37467, 1984. Disponível em: <<https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-1984-28282>>. Acesso em: 26 nov. 2018.

ESPAÑA. Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico. **Boletín Oficial del Estado,** Madrid, v. 285, n. 28-11–1997, p. 35097–35126, 1997. 28–11–1997. Disponível em: <<https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-1997-25340>>

ETGES, B. L. **Análise da Região, Submercado ou Estado Mais Rentável para Indústrias no Brasil em Relação ao Mercado Livre e suas Distribuidoras.** Projeto de Diplomação. Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, Brasil, 2017.

EUROPEAN COMMISSION. **Consumer Markets Scoreboard. Making markets work for consumers.** 2016. ed. Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2016. Disponível em: <https://ec.europa.eu/info/sites/info/files/consumer_markets_scoreboard_2016_en.pdf>

GALLEGO, C. J.; VICTORIA, M. **Entiende el Mercado Eléctrico.** Madrid: Observatorio Crítico de la Energía, 2012. Disponível em: <http://observatoriocriticodelaenergia.org/files_download/Entiende_el_mercado_electrico.pdf>

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA. **Índice de Envelhecimento (IE) 2010-2060**. 2018. Disponível em: <<https://www.ibge.gov.br/apps/populacao/projecao/>>. Acesso em: 11 nov. 2018.

INSTITUTO GEOGRÁFICO NACIONAL. **Mapa de comunidades autónomas y provincias de España**. 2018. Disponível em: <<https://mapasinteractivos.didactalia.net/en/community/mapasflashinteractivos/resource/mapa-de-comunidades-autonomas-y-provincias-de/8c998db1-82a0-4041-8066-147a306b6062>>. Acesso em: 26 nov. 2018.

KILLMYBILL.COM. **Comparador de las tarifas de luz en 2018**. 2018. Disponível em: <<https://www.killmybill.es/electricidad/#gnf>>. Acesso em: 8 nov. 2018.

LOTTERO, R. C. **A eficiência econômica na reestruturação do setor elétrico brasileiro: uma abordagem através da economia dos custos de transação**. Tese de Doutorado. Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, Brasil, 1999.

MENEGAS, F. D. N. **Estudo do risco associado à comercialização de energia elétrica no setor elétrico brasileiro**. Projeto de Diplomação. Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, Brasil, 2009.

OLIVELLA-ROSELL, P. **Funcionamiento del mercado eléctrico español**. Barcelona: CITCEA, 2017.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA. **Mapa do Sistema Interligado Nacional**. 2018. Disponível em: <<http://ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/mapas>>. Acesso em: 26 nov. 2018.

REE. **El Marco Legal Estable. Economía del sector eléctrico español 1988-1997**. [s.l: s.n.]. Disponível em: <<https://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/marcolegalestable.pdf>>.

REE. **El sistema eléctrico español 2017**. Madrid: Red Eléctrica de España, 2018. Disponível em: <https://www.ree.es/sites/default/files/11_PUBLICACIONES/Documentos/InformesSistemaElectrico/2017/inf_sis_elec_ree_2017.pdf>

SILVA, E. L. **Formação de preços em mercados de energia elétrica**. 2ª edição ed. Florianópolis, Brasil: 2012.

STANKIEWICZ, D. F. **Impacto financeiro da aplicação da tarifa binômica no retorno do investimento em geração distribuída fotovoltaica de clientes residenciais.** Projeto de Diplomação. Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, Brasil, 2018.

ANEXO A – Fatura de energia elétrica de um apartamento de cinco dormitórios de uma comercializadora no mercado livre espanhol



Som Energia SCCL
 CIF: F55091367
 Domicili: CL. Pic de Peguera, 11 A 2 8 17003 - Girona
 Mail: info@somenergia.coop

DADES DE LA FACTURA

IMPORT DE LA FACTURA 96,14€

Núm. de factura: [REDACTED]
 Data factura: **29/08/2018**
 Període facturat: **de 23/07/2018 a 26/08/2018**
 Núm. Contracte: [REDACTED]
 Adreça de subministrament: [REDACTED]



RESUM DE LA FACTURA

Per energia utilitzada	37,67€
Per potència contractada	32,83€
Impost electricitat	3,64€
Lloguer comptador	1,56€
Altres conceptes	0,70€
IVA 21%	16,04€
Donatiu voluntari (0,01€/kWh) (exempt d'IVA)	3,70€
TOTAL IMPORT FACTURA	96,14€

DADES DEL TITULAR

Nom del titular del contracte: [REDACTED]
 NIF/CIF: [REDACTED]

DADES DE PAGAMENT

Nom persona pagadora: [REDACTED]
 NIF/CIF: [REDACTED]
 Entitat bancària: [REDACTED]
 Núm. compte bancari: [REDACTED]

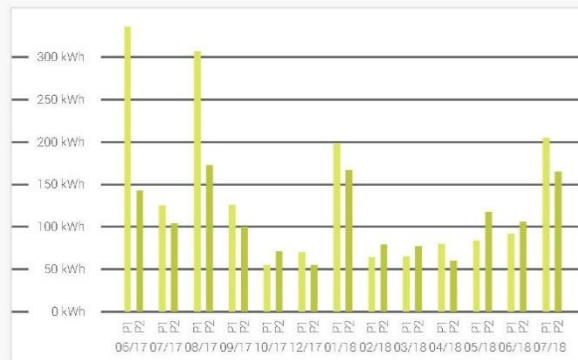
L'import d'aquesta factura es carregarà al teu compte. El seu pagament queda justificat amb l'apunt bancari corresponent

INFORMACIÓ DEL CONSUM ELÈCTRIC

	P1	P2
Núm. de comptador	200062145	200062145
Lectura anterior (22/07/2018) (calculada per Som Energia)	256 kWh	284 kWh
Lectura final (26/08/2018) (calculada per Som Energia)	461 kWh	449 kWh
Total període	205 kWh	165 kWh

La despesa diària és de 1,08€ que corresponen a 10,57 kWh/dia (35 dies)

	P1	P2
Núm. de comptador	200062145	200062145
Darrera lectura real (23/07/2018)	357 kWh	357 kWh



La despesa mitjana diària en els últims 14 mesos (426 dies) ha estat de **0,81€** que corresponen a **7,57 kWh/dia**
 L'electricitat utilitzada durant el darrer any: **2.517 kWh**

DADES DEL CONTRACTE

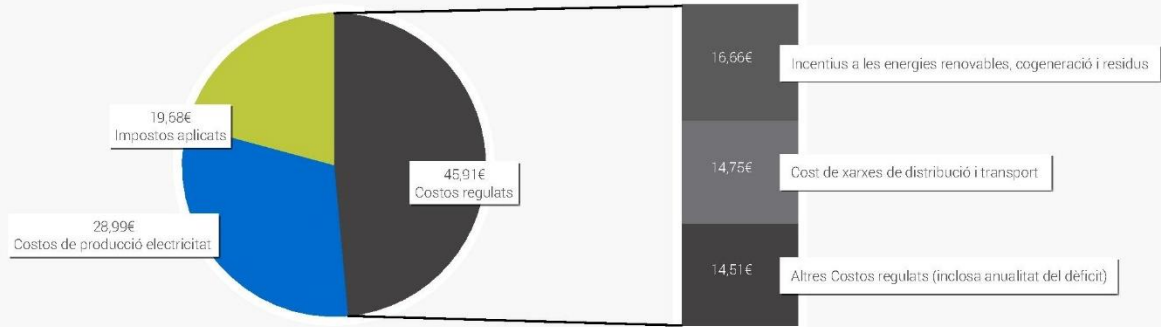
Adreça de subministrament: [REDACTED]
 Potència contractada (kW): **9 (facturació per ICP)**
 Tarifa contractada: **2.0DHA**
 CUPS: [REDACTED]
 CNAE: [REDACTED]
 Data d'alta del contracte: [REDACTED] sense condicions de permanència
 Forma de pagament: Rebut domiciliat

AVARIES I URGÈNCIES

Empresa distribuïdora: **ENDESA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA S. L.**
 Núm. contracte distribuïdora: [REDACTED]
 AVARIES I URGÈNCIES DEL SUBMINISTRAMENT (distribuïdora): 800.760.706 (24 hores)

DESTÍ DE L'IMPORT DE LA FACTURA

El destí de l'import de la seva factura, 96,14 euros, és el següent:



Als imports indicats en el diagrama se'ls ha d'afegir, en el seu cas, el lloguer dels equips de mesura i control: 1,56€

DETALL DE LA FACTURA

Facturació per potència contractada

Detall del càlcul del cost segons potència contractada:

(P1) 9 kW x 38,043426 €/kW i any x (35/365) dies **32,83 €**

Tot aquest import correspon al cost per peatge d'accés, ja que a Som Energia no afegim cap marge sobre aquest concepte

Facturació per electricitat utilitzada

Detall del càlcul del cost segons l'energia utilitzada:

(P1)	0 kWh x 0,151 €/kWh		0,00 €
(P1 GkWh)	205 kWh x 0,133 €/kWh		27,27 €
(P2)	0 kWh x 0,073 €/kWh		0,00 €
(P2 GkWh)	165 kWh x 0,063 €/kWh		10,40 €

D'aquest import, el cost per peatge d'accés ha estat de:

(P1) 205 kWh x 0,062012 €/kWh	12,71 €
(P2) 165 kWh x 0,002215 €/kWh	0,37 €

En el terme d'energia, afegim el marge necessari per a desenvolupar la nostra activitat de comercialització. Donem un major pes al terme variable de la factura, que depèn del nostre ús de l'energia. Busquem incentivar l'estalvi i l'eficiència energètica dels nostres socis/es i clients

A aquests imports hauràs de sumar-hi els altres costos que detallem a continuació:

Impost de l'electricitat:	71,20 x 5,11269%	3,64 €
Lloguer de comptador	35 dies x 0,044712 €/dia	1,56 €
Bo social (RD 7/2016 23 desembre)	35 dies x 0,02 €/dia	0,70 €
IVA 21%	76,40 €(BASE IMPOSABLE)	16,04 €
Donatiu voluntari (exempt d'IVA)	370,00 kWh x 0,01 €/kWh	3,70 €

TOTAL IMPORT FACTURA 96,14€

Els preus dels termes de peatge d'accés són els publicats a (ORDEN IET/107/2014)

Els preus del lloguer dels comptadors són els establerts a (ORDEN ITC/3860/2007)

Totes les comercialitzadores estan obligades a finançar el bo social que només poden oferir les comercialitzadores de referència

[\(més informació\)](#)

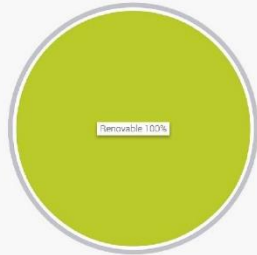
INFORMACIÓ DE L'ELECTRICITAT

L'electricitat que entra a les nostres llars ens arriba a través de la xarxa de distribució i l'electricitat que circula per ella prové de diferents fonts, però utilitzant el sistema de certificats de garantia d'origen que emet la CNMC, a Som Energia podem garantir que el volum d'electricitat que comercialitzem prové 100% de fonts renovables.

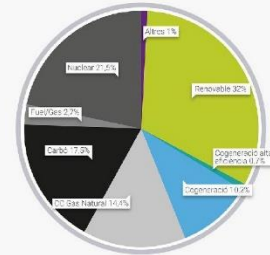
En el següent gràfic mostrem el desglossament de la barreja de tecnologies de producció nacional per poder comparar el percentatge de l'energia produïda a nivell nacional amb el percentatge d'energia venuda a través de la nostra cooperativa

ORIGEN DE L'ELECTRICITAT

Mix Som Energia SCCL



Mix producció en el sistema elèctric espanyol 2017

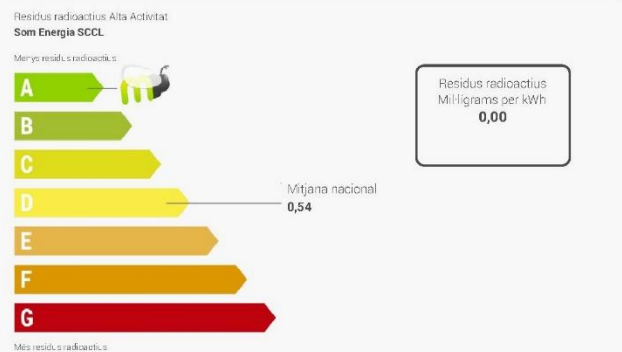
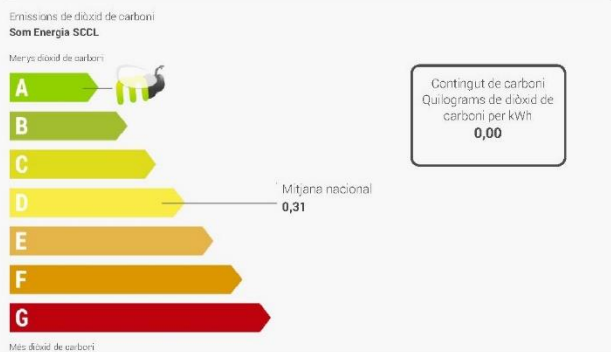


El sistema elèctric espanyol ha importat un 3,5% de producció neta total

Origen	Som Energia SCCL	Mix producció en el sistema elèctric espanyol 2017
Renovable	100%	32,0%
Cogeneració alta eficiència	0%	0,7%
Cogeneració	0%	10,2%
CC Gas Natural	0%	14,4%
Carbó	0%	17,5%
Fuel/Gas	0%	2,7%
Nuclear	0%	21,5%
Altres	0%	1,0%

IMPACTE AMBIENTAL

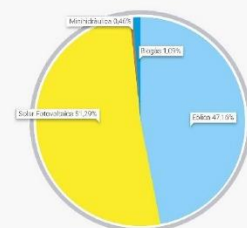
L'impacte ambiental de l'electricitat que utilitzem depèn de les fonts de generació que s'utilitzen per la seva producció. En una escala de A a G (on A indica el mínim impacte ambiental i G el màxim), i que el valor mitjà nacional correspon al nivell D, l'energia comercialitzada per Som Energia té els següents valors:



DETALL DELS CERTIFICATS DE GARANTIA D'ORIGEN PER A SOM ENERGIA

Font renovable	Energia MWh
Eòlica	116.793
Solar Fotovoltaica	127.034
Minihidràulica	1.129
Biogàs	2.699
TOTAL	247.655

Podeu veure l'origen dels certificats de garantia d'origen en el següent enllaç:
<http://bit.ly/GdO15ca>



ANEXO B – Fatura de energia elétrica de um apartamento de três dormitórios de uma comercializadora no mercado livre espanhol



Som Energia SCCL
 CIF: F55091837
 Domicili: CL. Pic de Peguera, 11 A 2.8 17003 - Girona
 Mail: info@somenergia.coop

DADES DE LA FACTURA

IMPORT DE LA FACTURA 39,65€

Núm. de factura: [REDACTED]
 Data factura: 14/11/2018
 Període facturat: de 10/10/2018 a 04/11/2018
 Núm. Contracte: [REDACTED]
 Adreça de subministrament: [REDACTED]

RESUM DE LA FACTURA

Per energia utilitzada	18,08€
Per potència contractada	11,92€
Impost electricitat	1,56€
Lloguer comptador	0,69€
Altres conceptes	0,52€
IVA 21%	6,88€
TOTAL IMPORT FACTURA	39,65€

DADES DEL TITULAR

Nom del titular del contracte: [REDACTED]
 NIF/CIF: [REDACTED]

DADES DE PAGAMENT

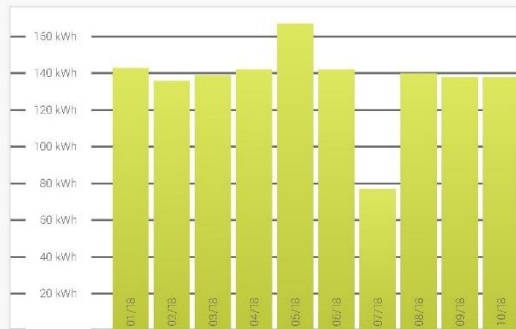
Nom persona pagadora: [REDACTED]
 NIF/CIF: [REDACTED]
 Entitat bancària: [REDACTED]
 Núm. compte bancari: [REDACTED]

L'import d'aquesta factura es carregará al teu compte. El seu pagament queda justificat amb l'apunt bancari corresponent.

INFORMACIÓ DEL CONSUM ELÈCTRIC

P1	
Núm. de comptador	100240890
Lectura anterior (09/10/2018) (real)	15528 kWh
Lectura final (04/11/2018) (real)	15666 kWh
Total període	138 kWh

La despesa diària és de 0,70€ que corresponen a 5,31 kWh/dia (26 dies)



La despesa mitjana diària en els últims 10 mesos (300 dies) ha estat de 0,59€ que corresponen a 4,54 kWh/dia
 L'electricitat utilitzada durant el darrer any: 1.362 kWh

DADES DEL CONTRACTE

Adreça de subministrament: [REDACTED]
 Potència contractada (kW): 4,4 (facturació per ICP)
 Tarifa contractada: 2.0A
 CUPS: [REDACTED]
 Comptador telegestionat: No
 CNAE: [REDACTED]
 Data d'alta del contracte: [REDACTED] sense condicions de permanència
 Forma de pagament: Rebut domiciliat

AVARIES I URGÈNCIES

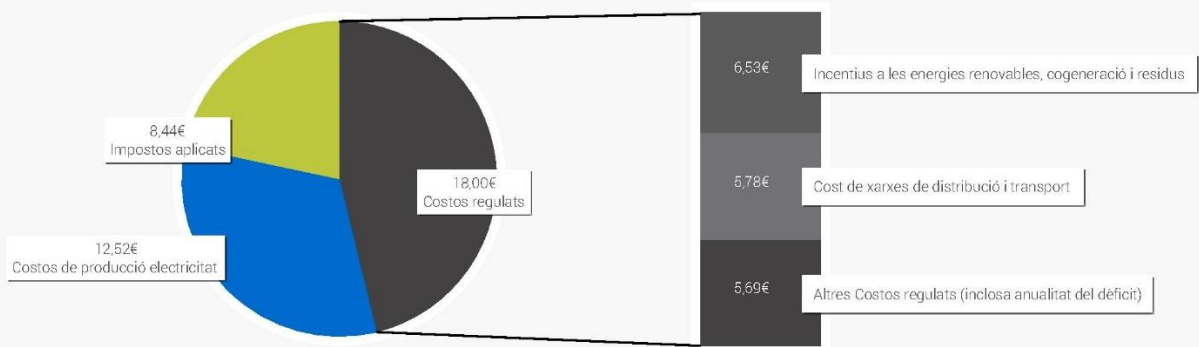
Empresa distribuïdora: ENDESA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA S. L.
 Núm. contracte distribuïdora: [REDACTED]
 AVARIES I URGÈNCIES DEL SUBMINISTRAMENT (distribuïdora): 800.760.706 (24 hores)

RECLAMACIONS

RECLAMACIONS COMERCIALIZACIÓ (SOM ENERGIA): Horari d'atenció de 9 a 14h. 900.103.605 (cost de la trucada per a la cooperativa).
 Si tens tarifa plana, pots contactar igualment al 972.183.386, sense cap cost.
 Mail: reclama@somenergia.coop
 Adreça postal: C/ Pic de Peguera, 11 A2.08. Edifici Giroemprèn. 17003 - Girona

DESTÍ DE L'IMPORT DE LA FACTURA

El destí de l'import de la seva factura, 39,65 euros, és el següent:



Als imports indicats en el diagrama se'ls ha d'afegir, en el seu cas, el lloguer dels equips de mesura i control: 0,69€

DETALL DE LA FACTURA

Facturació per potència contractada

Detall del càlcul del cost segons potència contractada:

(P1) 4,4 kW x 38,043426 €/kW i any x (26/365) dies 11,92 €

Tot aquest import correspon al cost per peatges d'accés, ja que a Som Energia no afegim cap marge sobre aquest concepte

Facturació per electricitat utilitzada

Detall del càlcul del cost segons l'energia utilitzada:

(P1) 138 kWh x 0,131 €/kWh 18,08 €

D'aquest import, el cost per peatge d'accés ha estat de:

(P1) 138 kWh x 0,044027 €/kWh 6,08 €

En el terme d'energia, afegim el marge necessari per a desenvolupar la nostra activitat de comercialització. Donem un major pes al terme variable de la factura, que depèn del nostre ús de l'energia. Busquem incentivar l'estalvi i l'eficiència energètica dels nostres socis/es i clients

A aquests imports hauràs de sumar-hi els altres costos que detallem a continuació:

Impost de l'electricitat:	30,52 x 5,11269%	1,56 €
Lloguer de comptador	26 dies x 0,02663 €/dia	0,69 €
Bo social (RD 7/2016 23 desembre)	26 dies x 0,02 €/dia	0,52 €
IVA 21%	32,77 €(BASE IMPOSABLE)	6,88 €
TOTAL IMPORT FACTURA		39,65€

Els preus dels termes de peatge d'accés són els publicats a (ORDEN IET/107/2014)

Els preus del lloguer dels comptadors són els establerts a (ORDEN ITC/3860/2007)

Totes les comercialitzadores estan obligades a finançar el bo social que només poden oferir les comercialitzadores de referència

[\(més informació\)](#)

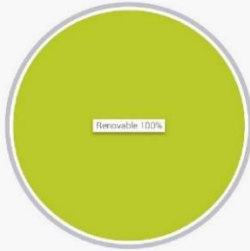
INFORMACIÓ DE L'ELECTRICITAT

L'electricitat que entra a les nostres llars ens arriba a través de la xarxa de distribució i l'electricitat que circula per ella prové de diferents fonts, però utilitzant el sistema de certificats de garantia d'origen que emet la CNMC, a Som Energia podem garantir que el volum d'electricitat que comercialitzem prové 100% de fonts renovables.

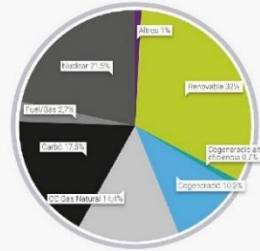
En el següent gràfic mostrem el desglossament de la barreja de tecnologies de producció nacional per poder comparar el percentatge de l'energia produïda a nivell nacional amb el percentatge d'energia venuda a través de la nostra cooperativa

ORIGEN DE L'ELECTRICITAT

Mix Som Energia SCCL



Mix producció en el sistema elèctric espanyol 2017



El sistema elèctric espanyol ha importat un 3,5% de producció neta total

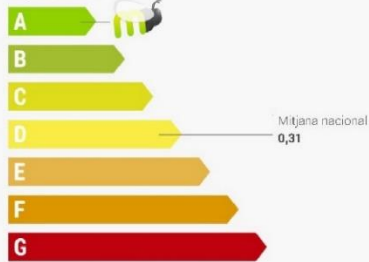
Origen	Som Energia SCCL	Mix producció en el sistema elèctric espanyol 2017
Renovable	100%	32,0%
Cogeneració alta eficiència	0%	0,7%
Cogeneració	0%	10,2%
CC Gas Natural	0%	14,4%
Carbó	0%	17,5%
Fuel/Gas	0%	2,7%
Nuclear	0%	21,5%
Altres	0%	1,0%

IMPACTE AMBIENTAL

L'impacte ambiental de l'electricitat que utilitzem depèn de les fonts de generació que s'utilitzen per la seva producció. En una escala de A a G (on A indica el mínim impacte ambiental i G el màxim), i que el valor mitjà nacional correspon al nivell D, l'energia comercialitzada per Som Energia té els següents valors:

Emissions de diòxid de carboni
Som Energia SCCL

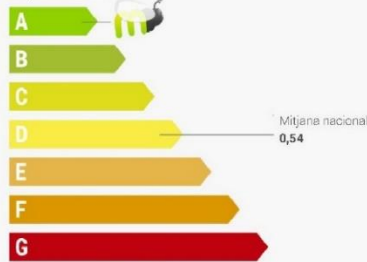
Menys diòxid de carboni



Contingut de carboni
Quilograms de diòxid de carboni per kWh
0,00

Residus radioactius Alta Activitat
Som Energia SCCL

Menys residus radioactius



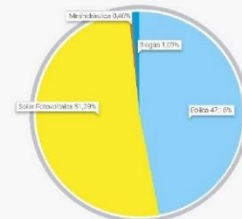
Residus radioactius
Mil·ligrams per kWh
0,00

Més diòxid de carboni

Més residus radioactius

DETALL DELS CERTIFICATS DE GARANTIA D'ORIGEN PER A SOM ENERGIA

Font renovable	Energia MWh
Eòlica	116.793
Solar Fotovoltaica	127.034
Minihidràulica	1.129
Biogàs	2.699
TOTAL	247.655



Podeu veure l'origen dels certificats de garantia d'origen en el següent enllaç:
<http://bit.ly/GdO15ca>