

**INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE SANTA
CATARINA – CÂMPUS FLORIANÓPOLIS
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

BEATRIZ DE SOUZA LOCH

**ANÁLISE DE VIABILIDADE PARA CONTRATAÇÃO DE ENERGIA VIA
LICITAÇÃO PÚBLICA PARA DISTRIBUIDORAS DE MENOR PORTE**

FLORIANÓPOLIS, 2022.

**INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE SANTA
CATARINA – CÂMPUS FLORIANÓPOLIS
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

BEATRIZ DE SOUZA LOCH

**ANÁLISE DE VIABILIDADE PARA CONTRATAÇÃO DE ENERGIA VIA
LICITAÇÃO PÚBLICA PARA DISTRIBUIDORAS MENOR PORTE**

Trabalho de Conclusão de Curso submetido
ao Instituto Federal de Educação, Ciência e
Tecnologia de Santa Catarina como parte
dos requisitos para obtenção do título de
Engenheiro(a) Eletricista.

Orientador:
Prof. Pedro César Cordeiro Vieira, Dr. Eng.

FLORIANÓPOLIS, 2022.

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor.

Loch, Beatriz

ANÁLISE DE VIABILIDADE PARA CONTRATAÇÃO DE ENERGIA
VIA LICITAÇÃO PÚBLICA PARA DISTRIBUIDORAS DE MENOR PORTE /
Beatriz Loch; orientação de Pedro Vieira. - Florianópolis,
SC, 2022.
57 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (TCC) - Instituto Federal
de Santa Catarina, Câmpus Florianópolis. Bacharelado
em Engenharia Elétrica. Departamento Acadêmico
de Eletrotécnica.
Inclui Referências.

1. Tarifa de Energia. 2. Licitação Publica. 3. Modelo
de Aquisição. 4. Distribuidora. I. Vieira, Pedro
. II. Instituto Federal de Santa Catarina. III. ANÁLISE
DE VIABILIDADE PARA CONTRATAÇÃO DE ENERGIA VIA LICITAÇÃO
PÚBLICA PARA DISTRIBUIDORAS DE MENOR PORTE.

**ANÁLISE DE VIABILIDADE PARA CONTRATAÇÃO DE ENERGIA VIA
LICITAÇÃO PÚBLICA PARA DISTRIBUIDORAS MENOR PORTE**

BEATRIZ DE SOUZA LOCH

Este trabalho foi julgado adequado para obtenção do título de Engenheiro(a) Eletricista e aprovado na sua forma final pela banca examinadora do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina.

Florianópolis, 19 de julho, 2022.

Banca Examinadora:

Pedro César Cordeiro Vieira, Dr. Eng.

Arieli Laurindo Bellettini, Eng.

Rubipiara Cavalcante Fernandes, Dr. Eng.

Dedico este trabalho à minha família
que sempre me deu todo o suporte
para trilhar os meus sonhos.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente gostaria de agradecer à Deus, por nos momentos que achava que não conseguiria, me deu forças para continuar e acreditar no meu potencial.

A minha mãe, mulher guerreira que dedicou sua vida a cuidar de mim e dos meus irmãos, sendo minha inspiração como mulher e pessoa, muito do que sou deriva-se de você. Ao meu padrasto Sandro, por me inspirar a seguir este curso, ser sempre curiosa com todos os assuntos e pelo acolhimento durante toda a minha vida acadêmica.

Aos meus irmãos, Guilherme e Thiago, por toda a parceria de vida e ao meu irmão de coração Arthur, ternura de menino.

As minhas cunhadas, Emilli e Denise, inspirações como mulheres fortes e dedicadas, vocês me inspiram a sempre melhorar.

Ao meu pai Amaro e madrastra Alexsandra, exemplos profissionais para mim. Ao meu afilhado, Joaquim, e minha irmã Catarina, presentes da minha vida.

Ao meu namorado, José Gustavo, que esteve comigo nos momentos de dificuldade e de felicidade, agradeço por trazer calma para situações em que precisava.

Aos meus amigos e colegas de classe, em especial Bruno e Valentina. Meus companheiros desde o início das batalhas da vida acadêmica, intensificadas nestes últimos capítulos. Levarei vocês para sempre comigo.

Aos meus colegas de trabalho, por todas as trocas e momentos que tivemos neste último ano.

Ao IFSC e ao corpo docente do DAE por todo o conhecimento repassado no decorrer destes anos.

Ao Pedro César, meu orientador, obrigada pelas horas dedicadas e por abraçar o desafio que foi este trabalho. Seu apoio foi extremamente significativo em todo o processo.

Por fim, agradeço a todos amigos e familiares que se fizeram presente na minha vida durante este processo.

RESUMO

As distribuidoras de energia têm papel fundamental nos sistemas de energia elétrica, pois são responsáveis pelo serviço de distribuição e pela aquisição de energia, em nome dos consumidores cativos. No caso brasileiro, as distribuidoras são classificadas de duas maneiras: com relação ao poder público, sendo autorização, permissão ou concessão; e de acordo com o tamanho do seu mercado próprio, sendo maior ou menor porte. As de maior porte, são aquelas com mercado próprio igual ou superior a 700 GWh/ano, sendo também classificadas como concessionárias de energia. As de menor porte, com o mercado inferior a 700 GWh/ano, podem ser classificadas como concessionárias ou permissionárias, possuindo uma regulação distinta das demais. Neste caso, a regulação permite às distribuidoras de menor porte um maior número de possibilidades/modelos de aquisição de energia, quando comparadas às distribuidoras de maior porte. Mais especificamente, as distribuidoras de menor porte podem adquirir energia para atendimento do seu mercado no Ambiente de Comercialização Livre, por meio de chamadas públicas. Visando a redução da Tarifa de Energia entregue a seus consumidores e a modicidade tarifária, essas distribuidoras podem buscar a diversificação de seus portfólios, explorando os modelos de aquisição de energia disponíveis. Neste trabalho é apresentada uma revisão da regulação vigente que dá suporte à compra de energia das distribuidoras de menor porte, os principais aspectos a serem observados neste processo, bem como um estudo de caso com uma análise de viabilidade de aquisição de energia por meio de licitação pública. Com a produção da análise de viabilidade, pode-se aferir que, observando a situação de mercado, é possível obter uma redução no preço de compra de energia.

Palavras-chave: Tarifa de Energia. Licitação Pública. Modelos de Aquisição. Distribuidora.

ABSTRACT

The energy distributors play a keyhole in electric power systems, as they are responsible for the distribution service and acquisition of energy on behalf of the captive consumers. In Brazil, the electricity distribution companies are classified in two types according to their characteristics: regarding the public power, being authorization, permission and concession; and according to the size of its supply market, being larger or smaller. The larger companies are those with a supply market equal or greater than 700 GWh/year and are also classified as energy distributors. The smaller ones with supply market of less than 700 GWh/year, can be classified as concessionaries or permissionaires, having a different regulation from the others. In this case, the regulation allows them a greater number of possibilities/models of energy acquisition, when compared to the large ones. Specifically, small distributors can purchase energy to serve their market in the Free Contracting Environment by public tender. Aiming at reducing the Energy Tariff delivered to the consumers and attend the tariff affordability principle, these distribution companies may seek for diversification of their portfolio, exploring the available acquisition models. This work presents a review of the main aspects to be observed in this process, as well as a case study analyzing the feasibility of acquiring energy through public tender. With the production of the viability analysis one can verify that, observing the current market situation, it is possible to obtain a reduction of the energy purchase price.

Keywords: Energy Tariff. Public Tender. Acquisition Models. Distribution Company.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Mapa de Distribuidoras do Brasil.....	23
Figura 2 – Componentes tarifários da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição	24
Figura 3 – Componentes tarifários da Tarifa de Energia.....	25
Figura 4 – Destinação dos recursos recolhidos nas contas de luz.....	26
Figura 5 – Tipos de Leilões	28
Figura 6 – Mapa de atuação CERBRANORTE	37
Figura 7 – Mapa de Santa Catarina	38
Figura 8 – Projeção de Carga por Submercado	47
Figura 9 – Gráfico comparativo entre Supridora e Licitação Pública.....	49
Figura 10 – PLD semanal entre 2020 e 2021.....	50

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Parâmetros Cerbranorte	38
Tabela 2 – Mercado Faturado - Ano calendário	42
Tabela 3 – Mercado Faturado - Setembro a agosto	42
Tabela 4 – Montante referente à Cota do PROINFA	44
Tabela 5 – Montante de Cotas de Garantia Física	45
Tabela 6 – Montante de Cotas de Energia Eletronuclear	45
Tabela 7 – Definição dos Montantes de Cotas e de Necessidade	46
Tabela 8 – Custos projetados para as Energias Compulsórias e CELESC	47
Tabela 9 – Preço da Licitação Pública e redução inicial	48
Tabela 10 – Pmix para 2021 a 2027 comparado com CELESC	50

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABRADEE – Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica

ACL – Ambiente de Contratação Livre

ACR – Ambiente de Contratação Regulada

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

CBR – Contrato Bilateral Regulado

CCE – Contrato de Compra e Venda de Energia

CCEAR – Contrato de Comercialização de Energia em Ambiente Regulado

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CCEN – Contratos de Cotas de Energia Nuclear

CCGF – Contratos de Cotas de Garantia Física

CDE – Conta de Desenvolvimento Energético

CELESC – Centrais Elétricas de Santa Catarina

CERAL – Cooperativa de Distribuição de Energia Elétrica de Anitápolis

CERBRANORTE – Cooperativa de Eletrificação Rural de Braço do Norte

CNPE – Conselho Nacional de Política Energética

GD – Geração Distribuída

IGPM – Índice Geral de Preço de Mercado

IPCA – Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo

MCP – Mercado de Curto Prazo

MCSD – Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits

MVE – Mecanismo de Venda de Excedente

ONS – Operador Nacional do Sistema

PCH - Pequena Central Hidrelétrica

PLD – Preço de Liquidação das Diferenças

PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas

PRORET – Procedimentos de Regulação Tarifária

RAG – Receita Anual de Geração

REH – Resolução Homologatória

REN – Resolução Normativa

SAMP – Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica

SEB – Sistema Elétrico Brasileiro

SIN – Sistema Interligado Nacional

TE – Tarifa de Energia

TUSD – Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	14
1.1	Justificativa	18
1.2	Definição do Problema	19
1.3	Objetivo Geral.....	20
1.4	Objetivos Específicos.....	20
1.5	Estrutura do trabalho.....	20
2	REVISÃO DA LITERATURA.....	22
2.1	Tarifas de Fornecimento de Energia Elétrica	23
2.2	Modelos de Aquisição de Energia para Atendimento dos Consumidores Cativos	27
2.2.1	Leilões no ACR	27
2.2.2	Geração Distribuída	30
2.2.3	Agente Supridor	32
2.2.4	Licitação Pública	33
2.2.5	Contratos de Energias Compulsórias.....	33
3	DESCRIÇÃO DA METODOLOGIA	36
4	ANÁLISE DE VIABILIDADE DE MIGRAÇÃO PARA O ACL	37
4.1	Impacto do Preço Médio de Aquisição de Energia	39
4.2	Riscos ao Migrar para o ACL	40
4.3	Estudo de Caso	41
4.3.1	Descrição	41
4.3.2	Mercado Faturado.....	41
4.3.3	Cotas de Energia Compulsórias.....	43
4.3.4	Necessidade de contratação via licitação pública	46
4.3.5	Comparativo – Suprido X ACL	47
5	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	51
	REFERÊNCIAS	53

1 INTRODUÇÃO

Atualmente, o sistema de transmissão brasileiro é composto pelos sistemas isolados e pelo Sistema Interligado Nacional (SIN), sendo o segundo a representação majoritária do sistema. O SIN apresenta dimensões continentais, abrangendo os estados brasileiros do Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e uma fração dos estados do Norte.

Segundo o Operador Nacional do Sistema (ONS) (2021), o parque gerador do SIN é composto, principalmente, por usinas hidrelétricas, complementadas por usinas termoeletricas e eólicas, caracterizando uma matriz elétrica predominantemente renovável. Destaca-se que a existência de linhas de transmissão possibilita a transferência de energia entre os diferentes submercados, que atualmente são denominados: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Norte e Nordeste. Assim, o SIN é considerado o principal vetor de otimização econômica, permitindo a utilização ótima do potencial de geração hídrica, aproveitando a complementariedade do regime hidrológico das diferentes regiões.

No âmbito da comercialização de energia do Sistema Elétrico Brasileiro (SEB), existem atualmente dois ambientes de contratação de energia, o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL). Os termos ACR e ACL, segundo o Decreto nº 5.163 de 2004 (BRASIL, 2004a), são definidos como:

§ 2º Para fins de comercialização de energia elétrica, entende-se como:

I - Ambiente de Contratação Regulada - ACR o segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica entre agentes vendedores e agentes de distribuição, precedidas de licitação, ressalvados os casos previstos em lei, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos;

II - Ambiente de Contratação Livre - ACL o segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica, objeto de contratos bilaterais livremente negociados, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos; (BRASIL, 2004a, p. 1)

As operações dos contratos, tanto do ACR quanto do ACL, são centralizadas na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), uma organização sem fins lucrativos responsável pela operacionalização do mercado e suas atividades são descritas no Decreto nº 5.177 de 2004 (BRASIL, 2004b). Os

agentes do mercado com participação na CCEE são: consumidores livres e especiais, geradores, comercializadoras e distribuidoras.

Via de regra, as distribuidoras têm participação obrigatória no ACR, onde toda a contratação de energia é realizada de forma regulada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), visando o atendimento dos consumidores denominados cativos (consumidores que adquirem energia através da distribuidora). A energia contratada no ACR é repassada pelas distribuidoras e precificada através da Tarifa de Energia (TE). A principal forma de aquisição de energia no ACR tem como base leilões promovidos pela CCEE sob coordenação da ANEEL, onde os agentes geradores realizam ofertas, e são firmados os Contratos de Comercialização de Energia em Ambiente Regulado (CCEAR) (BRASIL, 2004a).

Já no ACL, os consumidores são responsáveis pela aquisição de sua própria energia, ou seja, sem o envolvimento das distribuidoras neste processo de definição de compra de energia, podendo o consumidor optar por permanecer parcialmente suprido ou 100% livre. Em ambos os casos será cobrado do consumidor a TUSD referente ao uso do sistema de distribuição. Neste caso, duas classificações de consumidores são previstas: especiais e livres, e o que os diferencia são as fontes de energia de que podem contratar. Segundo a Resolução Normativa N° 1.009 de 2022 (ANEEL, 2022a), os contratos que as distribuidoras podem firmar são definidos no Art. 3º:

Art. 3º Para todos os fins e efeitos desta Resolução, são adotadas as seguintes definições:

a) - Quanto aos tipos de contrato:

I. Contrato de Comercialização de Energia a partir de Licitação Pública - CCELP: aquele destinado à comercialização de energia elétrica entre distribuidora com mercado próprio inferior a 700 GWh/ano, integrante do SIN, e agente vendedor proveniente de licitação pública realizada pela distribuidora;

II. Contrato de Comercialização de Energia anterior a 2003 - CCE2003: aquele destinado à comercialização de energia elétrica entre distribuidora e agente vendedor, com início de vigência anterior a 11 de dezembro de 2003;

III. Contrato de Comercialização de Energia com Agente Supridor - CCESUP: aquele destinado à comercialização de energia elétrica entre distribuidora com mercado próprio inferior a 700 GWh/ano, integrante do SIN, e o agente supridor;

IV. Contrato de Comercialização de Energia do Proinfa - CCEproinfa: aquele destinado à aquisição de energia elétrica no âmbito do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas - PROINFA;15

V. Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Sistema Isolado - CCESI: aquele destinado à comercialização de energia elétrica nos sistemas isolados, por quantidade, proveniente de empreendimentos de geração existentes ou futuros, devendo ser celebrado por cada concessionária ou autorizada de geração vencedora de processo licitatório com cada distribuidora compradora;

[...]

VII. Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - CCEAR: aquele destinado à comercialização de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional - SIN, por disponibilidade ou quantidade, proveniente de empreendimentos de geração existentes ou futuros, devendo ser celebrado pela concessionária ou autorizada de geração vencedora de processo licitatório com cada distribuidora compradora;

VIII. Contrato de Comercialização de Energia no Sistema Isolado anterior a 2009 - CCESI2009: aquele destinado à comercialização de energia elétrica entre distribuidora e autorizado ou concessionário de geração, para atendimento de sistema isolado, com início de vigência anterior a 30 de julho de 2009;

[...]

X. Contrato de Geração Distribuída - CGD: aquele destinado à aquisição, mediante a realização de chamada pública ou resultante de processo de desverticalização, de energia elétrica proveniente de empreendimentos elegíveis à condição de geração distribuída, por distribuidoras integrantes do SIN;

[...]

XII. Contrato de Leilão de Ajustes - CLA: aquele destinado à comercialização de energia elétrica no SIN, por quantidade, devendo ser celebrado por cada concessionária ou autorizada de geração, comercializador e importador vencedor de processo licitatório com cada distribuidora compradora;

[...]

XIV. Termo de Cessão no MCSD - TCmcsd: aquele celebrado por distribuidora cedente e por cessionária, ambas do SIN, no âmbito do mecanismo de compensação de sobras e déficits de energia elétrica proveniente de CCEAR por empreendimentos de geração existentes; (ANEEL, 2022a, p. 3)

Na regulamentação vigente existe, portanto, a possibilidade de participação de distribuidoras no ACL, sendo esta participação limitada àquelas distribuidoras que se enquadram nos requisitos definidos nos Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET) submódulo 11.1 (ANEEL, 2022b), que são as distribuidoras de menor porte, atualmente com mercado próprio inferior a 700 GWh/ano. Estas normalmente operam conectadas e supridas pelas distribuidoras de grande porte, que participam dos leilões do ACR e repassam sua TE para as supridas de menor porte. Quando optam por adquirir energia no ACL, as distribuidoras de menor porte devem estabelecer CCELP com os agentes fornecedores, que podem ser geradores ou comercializadores, por exemplo.

Assim, fica de responsabilidade das distribuidoras a aquisição e repasse de energia elétrica para seus consumidores, valorada pela TE (R\$/MWh). As distribuidoras também cobram de seus consumidores (cativos ou livres conectados à rede da distribuidora) a parcela relacionada ao serviço de distribuição de energia, precificado pela Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) (R\$/MWh). Complementarmente, também são incluídos encargos e tributos aplicáveis a serem pagos pelos consumidores.

Periodicamente, as distribuidoras passam por processos de revisão e reajuste tarifário, realizados pela ANEEL, para a atualização desses valores de tarifas que serão repassadas para o consumidor (ANEEL, 2022c, 2022d). Para as distribuidoras de menor porte, quando supridas por uma distribuidora maior, o valor da TE repassada a seus consumidores é o valor da tarifa de suprimento da distribuidora em que está conectada.

É importante considerar que, devido ao porte reduzido, essas distribuidoras com menor mercado possuem direito a um desconto incidente sobre a tarifa de suprimento repassada pela supridora. A legislação atual, entretanto, estabelece que tal desconto deverá ser reduzido gradativamente até atingir o patamar zero (BRASIL, 1996, 2016). Essa extinção gradativa do desconto é prevista no submódulo 8.5 do PRORET, (ANEEL, 2022e), de forma que, após a definição da subvenção por baixa densidade de carga (benefício repassado para essas distribuidoras de menor porte para compensar uma menor densidade de consumidores atendidos por elas), as distribuidoras supridas terão essa consequência sobre seu desconto na aquisição de energia elétrica.

Essa redução de desconto faz com que as supridas se equiparem a preço de TE de sua supridora, estimulando a busca por outros modos de aquisição de energia para um melhor custo-benefício para seus consumidores, conforme o princípio de modicidade tarifária, definida no Art. 6º da Lei nº 8.987 de 1995 (BRASIL, 1995), onde descreve a obrigação da distribuidora em entregar a energia para seu mercado de atendimento ao menor custo possível.

Essas alternativas de aquisição, previstas no PRORET submódulo 11.1, tem se tornado mais atrativas, fortalecendo a movimentação do mercado em buscas de reduções nos custos com a compra de energia elétrica.

1.1 Justificativa

As concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica tendem a utilizar diferentes modos de aquisição de energia para obter o menor custo, visando a redução da tarifa de energia aos consumidores de sua área de concessão ou permissão. A motivação para esta prática surge, primeiramente, do Contrato de Concessão firmado entre a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e a concessionária na Cláusula Sexta – subcláusula Vigésima:

Subcláusula Vigésima - A DISTRIBUIDORA obriga-se a obter a energia elétrica requerida pelos seus consumidores ao menor custo dentre as alternativas disponíveis, sujeitando-se a limites de repasse dos custos da Energia Elétrica Comprada nos reposicionamentos tarifários, conforme regulação da ANEEL e legislação setorial. (ANEEL, 2019a, p. 10)

Essa motivação parece também no Contrato de Permissão, firmado entre a permissionária e a ANEEL na Cláusula Quinta – subcláusula Primeira:

Subcláusula Primeira - A PERMISSIONÁRIA obriga-se a adotar, na prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica, tecnologia adequada e a empregar materiais, equipamentos, instalações e métodos operativos que, atendidas as normas técnicas brasileiras, garantam níveis de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia no atendimento e modicidade das tarifas. (ANEEL, 2020, p. 5)

Além disso, essa busca de redução do custo da aquisição de energia também é consequência da influência no preço final da energia para as indústrias. Muitas destas são consideradas consumidores potencialmente livres e, caso a tarifa da distribuidora não seja atrativa, poderá ocorrer o movimento da unidade consumidora para o ACL. Este cenário tem como consequência negativa direta uma redução do mercado da distribuidora.

Outro grupo de consumidores impactados são os pertencentes ao grupo B, que abrange os consumidores residenciais de baixa tensão. O grupo B representa uma parte significativa do mercado da distribuidora e, assim, necessita-se praticar a modicidade tarifária para estes que não possuem a possibilidade de migração para o ACL em busca de um custo menor de aquisição de energia.

Segundo a Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE) (2021), a estrutura resumida da composição da tarifa das distribuidoras é composta pelos custos de uso da rede (transmissão e distribuição), compra de energia e os encargos setoriais. Os custos de compra de energia representam quase

35% do total, apenas atrás dos encargos, justificando a relevância de ações que busquem redução da tarifa através de estratégias de aquisição de energia.

Em especial, segundo o PRORET submódulo 11.1 (ANEEL, 2022b), as distribuidoras com mercado próprio inferior a 700 GWh/ano, possuem quatro modelos de compra de energia, sendo eles:

- a) nos leilões do Ambiente de Contratação Regulada - ACR;
- b) de geração distribuída - GD;
- c) do atual agente supridor, com tarifa regulada; e/ou
- d) em licitação pública por ele promovida.

Assim, no decorrer deste trabalho, é realizada uma análise de viabilidade de compra de energia por uma distribuidora menor porte, apresentando as justificativas para definir o melhor portfólio de aquisição, ou seja, aquele que forneça o menor custo e, conseqüentemente, um menor valor da Tarifa de Energia (TE).

1.2 Definição do Problema

O atual modelo do SEB prevê a desverticalização de toda a cadeia de produção e fornecimento de energia. Isto significa que as distribuidoras devem adquirir energia de agentes fornecedores para atendimento de seu mercado consumidor, uma vez que não lhes compete a produção de energia elétrica. Neste cenário, são diversas as formas possíveis que uma distribuidora de energia pode realizar essa aquisição, e cada modelo de aquisição possui suas particularidades. Segundo o PRORET, no caso específico das distribuidoras com mercado próprio de até 700 GWh/ano, a energia pode ser adquirida através das modalidades de leilões no ACR, de Geração Distribuída, de Agente Supridora e de licitação pública no ACL (ANEEL, 2022b).

A análise deste trabalho parte de um cenário em que uma distribuidora de menor porte inicialmente utiliza o modelo de aquisição através da agente supridora, tendo direito a um desconto aplicado sobre o valor da sua tarifa de suprimento que pode variar entre 0% e 60%. A partir desta condição, são avaliadas alternativas baseadas em cada um dos modelos de aquisição possíveis, dando enfoque no modo

via licitação pública, no ACL. Esta análise se mostra relevante no contexto em que as distribuidoras buscam um valor reduzido na tarifa de energia fornecida.

Dessa forma, o presente trabalho visa responder aos seguintes questionamentos: qual é a viabilidade de aquisição de energia no ACL pela distribuidora de menor porte, e quais os processos que devem seguir para possibilitar essa forma de aquisição.

1.3 Objetivo Geral

Analisar a viabilidade de migração de distribuidoras de mercado próprio inferior a 700GWh/ano para o ACL utilizando dados disponibilizados pela ANEEL.

1.4 Objetivos Específicos

Para atingir o objetivo geral, foram definidos os seguintes objetivos específicos:

- a) analisar as etapas a serem realizadas pela distribuidora de menor porte para adquirir energia no ACL via licitação pública;
- b) levantar as legislações a serem observadas e o mercado da distribuidora a ser estudada;
- c) realizar análise de viabilidade da aquisição de energia no ACL via licitação pública;
- d) produzir um estudo de caso utilizando dados provenientes da ANEEL.

1.5 Estrutura do trabalho

Este trabalho está estruturado da seguinte forma:

O capítulo 1 apresenta uma visão geral de sistemas elétricos e da regulação das distribuidoras de menor porte no Brasil, juntamente com os objetivos a serem desenvolvidos.

No capítulo 2 é apresentado o embasamento teórico por trás do tema estudado no presente trabalho, especialmente aspectos regulatórios, como principais leis, decretos e resoluções, que norteiam os contratos das distribuidoras e os modelos de aquisição de energia.

No capítulo 3 é descrita a metodologia aplicada para a produção do estudo desenvolvido neste trabalho.

O capítulo 4 apresenta os cálculos utilizando o embasamento teórico visto no capítulo anterior, juntamente com as regulações que determinam o modelo de cálculo das energias que serão recebidas compulsoriamente pela distribuidora que foi escolhida para realizar a análise de viabilidade detalhada neste capítulo.

O capítulo 5 detém a conclusão sobre a análise de viabilidade produzida no capítulo 4 e indica os próximos passos do estudo.

2 REVISÃO DA LITERATURA

De acordo com a ANEEL, as permissionárias e concessionárias de distribuição, conhecidas como distribuidoras de energia, são agentes do mercado responsáveis “pelo rebaixamento da tensão proveniente do sistema de transmissão, à conexão de centrais geradoras e ao fornecimento de energia elétrica ao consumidor.” (ANEEL, 2018). As permissionárias de distribuição recebem este título a partir do contrato de permissão firmado com a ANEEL, e pelo inciso IV do Art. 2º da Lei nº 8.987 de 1995 (BRASIL, 1995) que descreve:

Art. 2º Para os fins do disposto nesta Lei, considera-se:

[...]

IV - permissão de serviço público: a delegação, a título precário, mediante licitação, da prestação de serviços públicos, feita pelo poder concedente à pessoa física ou jurídica que demonstre capacidade para seu desempenho, por sua conta e risco. (BRASIL, 1995)

As concessionárias, por sua vez, firmam um contrato de concessão com a ANEEL e tem sua definição dada pelo inciso II do Art. 2º da mesma lei que defina as permissionárias:

II - concessão de serviço público: a delegação de sua prestação, feita pelo poder concedente, mediante licitação, na modalidade concorrência ou diálogo competitivo, a pessoa jurídica ou consórcio de empresas que demonstre capacidade para seu desempenho, por sua conta e risco e por prazo determinado; (Redação dada pela Lei nº 14.133, de 2021) (BRASIL, 1995)

Atualmente no Brasil, tem-se 105 agentes responsáveis pela distribuição de energia, um monopólio natural do setor elétrico, sendo 54 concessionárias, 38 permissionárias e 13 autorizadas de distribuição, dentre essas, 69 distribuidoras são amparadas pelo PRORET 11.1. A Figura 1 apresenta o mapa de distribuidoras do Brasil, onde é possível observar que a concentração de permissionárias está em três estados: Santa Catarina, Rio Grande do Sul e São Paulo:

Figura 1 – Mapa de Distribuidoras do Brasil



Fonte: Autoria própria (2022).

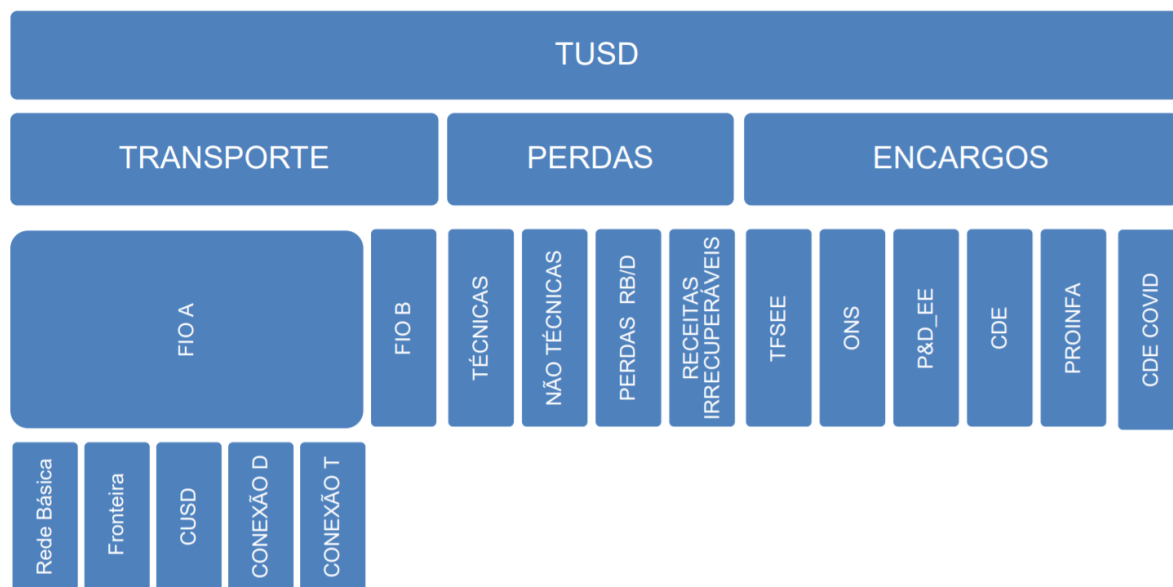
Para entregar a energia ao consumidor final, a distribuidora fica responsável por adquirir esta energia através de meios dispostos em regulação, em especial o PRORET 11.1. Assim, estes custos são repassados para o consumidor por meio da Tarifa de Fornecimento de Energia que inclui tanto o gasto com a aquisição da energia, quanto o serviço de distribuição em si.

2.1 Tarifas de Fornecimento de Energia Elétrica

A Tarifa de fornecimento de energia elétrica pode ser dividida basicamente em duas componentes: a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e a Tarifa de Energia (TE). A TUSD representa a parcela paga pelos usuários do sistema da distribuidora, utilizada para compor a receita necessária para cobrir os custos do serviço de distribuição e uso da rede da distribuidora (condutores, transformadores

etc.). Em outras palavras, esta parcela tem por finalidade a arrecadação financeira para custear a atividade da distribuidora, da estrutura física disponibilizada e das equipes necessárias para o seu funcionamento. Na Figura 2 é apresentada detalhadamente a composição da TUSD, incluindo os encargos, perdas e transporte (ANEEL,2022f).

Figura 2 – Componentes tarifários da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição



Fonte: ANEEL (2022f).

A definição de cada componente tarifário da TUSD, apresentados na Figura 2, é dada por:

- i. TUSD TRANSPORTE – parcela da TUSD que compreende a TUSD FIO A e a TUSD FIO B, sendo: a) TUSD FIO A – formada por custos regulatórios pelo uso de ativos de propriedade de terceiros, compreendida por: i) uso dos sistemas de transmissão da Rede Básica; ii) uso dos transformadores de potência da Rede Básica com tensão inferior a 230 kV e das DIT compartilhadas; iii) uso dos sistemas de distribuição de outras distribuidoras; e iv) conexão às instalações de transmissão ou de distribuição. b) TUSD FIO B – formada por custos regulatórios pelo uso de ativos de propriedade da própria distribuidora que compõem a Parcela B, compreendida por: i) custo anual dos ativos (CAA); ii) custo de administração, operação e manutenção (CAOM).
- ii. TUSD ENCARGOS – parcela da TUSD que recupera os custos de: a) Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética – P&D_EE; b) Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE; c) Contribuição para o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS; d) Quota da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE; e) Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA; e f) Quota da Conta de Desenvolvimento Energético Conta COVID – CDE COVID
- iii. TUSD PERDAS – parcela da TUSD que recupera os custos regulatórios com: a) Perdas técnicas do sistema da distribuidora; b) Perdas não técnicas; c) Perdas na Rede Básica devido às perdas regulatórias da distribuidora; e d) Receitas Irrecuperáveis. (ANEEL, 2022f, p. 7)

Segundo PRORET submódulo 7.1 (ANEEL,2022f), as componentes da TUSD são aplicadas a todos os usuários do sistema, exceto: as componentes descritas no TUSD ENCARGOS e perdas não técnicas na parcela TUSD PERDAS para permissionária ou concessionária; Quota da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), Programa de Incentivo à Fontes Alternativas (PROINFA) e Quota da Conta de Desenvolvimento Energético Conta COVID – CDE COVID da parcela TUSD ENCARGOS para consumidores incluídos na subclasse de baixa renda ou autoprodutores; e geradores possuem um cálculo específico quando se trata de TUSD aplicada a eles.

A TE, por sua vez, representa o valor pago pelos usuários atendidos pela distribuidora, necessário para cobrir os custos de aquisição de energia, sendo este valor repassado diretamente para o consumidor. Na Figura 3 é apresentada detalhadamente a composição da TE, incluindo os encargos, perdas, transporte (apenas para usinas cotistas de Itaipu) e, em foco, a aquisição de energia propriamente dita (ANEEL, 2022f).

Figura 3 – Componentes tarifários da Tarifa de Energia



Fonte: ANEEL (2022f).

A definição de cada componente tarifário da TE apresentado acima é dada por:

- i. TE ENERGIA – é a parcela da TE que recupera os custos pela compra de energia elétrica para revenda ao consumidor, incluindo: i) compra nos leilões do Ambiente de Contratação Regulada - ACR; ii) quota de Itaipu; iii) geração própria; iv) aquisição do atual agente supridor; v) compra de geração distribuída.

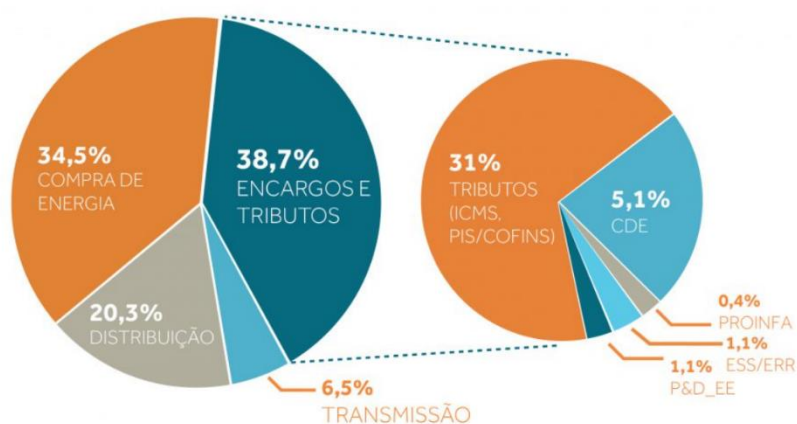
- ii. TE ENCARGOS – é a parcela da TE que recupera os custos de: a) Encargos de Serviços de Sistema – ESS e Encargo de Energia de Reserva – EER; b) Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética – P&D_EE; c) Contribuição sobre Uso de Recursos Hídricos – CFURH; e d) Quota da Conta de Desenvolvimento Energético Conta COVID – CDE COVID
- iii. TE TRANSPORTE – é a parcela da TE que recupera os custos de transmissão relacionados ao transporte de Itaipu e à Rede Básica de Itaipu.
- iv. TE PERDAS – é a parcela da TE que recupera os custos com perdas na Rede Básica devido ao mercado de referência de energia. (ANEEL, 2022f, p.9)

A incidência e aplicabilidade da TE são no mercado de referência, com exceção do inciso IV quando uma permissionária ou concessionária possui um Contrato de Compra e Venda de Energia (CCE) com o agente de distribuição supridor, agente perante a CCEE; e para permissionárias e concessionárias que possuam CCE com o supridor e são cotistas de Itaipu, a parcela de TE TRANSPORTE não incide sobre eles (ANEEL, 2022f).

Dentre os itens pertencentes à TE, citados anteriormente, o único que a distribuidora de menor porte possui a efetiva gestão do custo é na parte de aquisição de energia, através da diversificação do seu portfólio, buscando uma redução na TE entregue a seus consumidores.

Apresentada na Figura 4, tem-se a composição média da conta de energia elétrica paga pelo consumidor, por meio da tarifa de fornecimento. É possível observar que o custo com compra de energia representa aproximadamente 35% do valor pago, evidenciando assim um potencial de redução tarifária, por meio da gestão dessa componente.

Figura 4 – Destinação dos recursos recolhidos nas contas de luz



Fonte: ABRADÉE (2020).

2.2 Modelos de Aquisição de Energia para Atendimento dos Consumidores Cativos

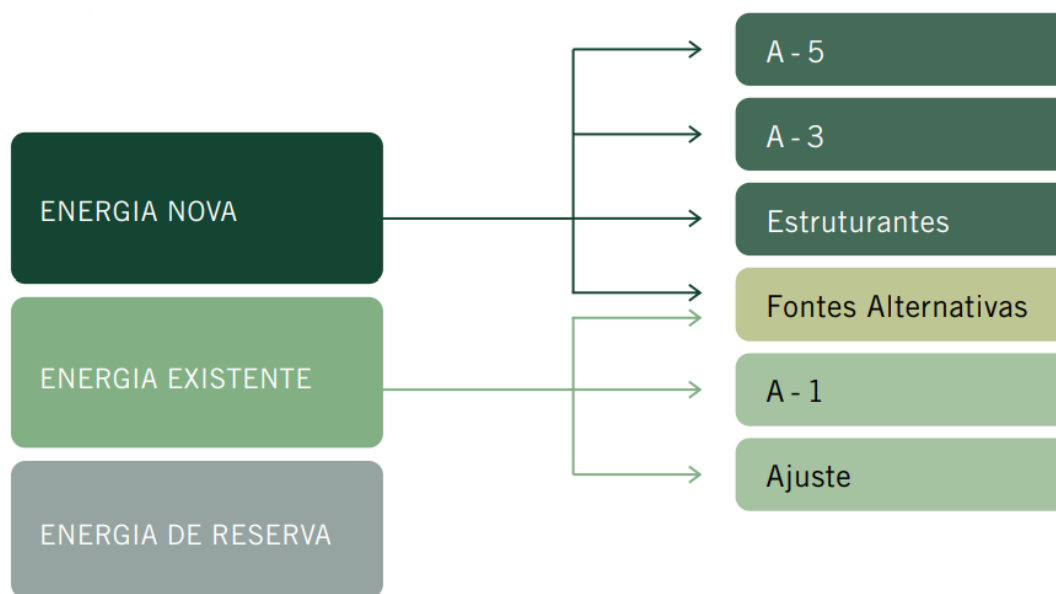
Como citado anteriormente, as distribuidoras de menor porte, de maneira regulada, possuem formas de fazer uma gestão estratégica do seu portfólio de contratação, em busca da redução tarifária para seus consumidores. Existem diferentes modelos de aquisição de energia atualmente possíveis. São descritos a seguir estes modelos, juntamente com uma breve explicação dos seus respectivos funcionamentos.

2.2.1 Leilões no ACR

Os leilões de empreendimentos de geração são peças fundamentais para o SEB. Neles, as distribuidoras adquirem a energia para atender ao seu mercado consumidor. Basicamente, os agentes de geração realizam ofertas de montantes de energia para atendimento à demanda das distribuidoras, e aqueles que apresentarem menor preço ofertado vencem o leilão e estabelecem CCEARs com as distribuidoras. Tais contratos costumam ser de longo prazo, e seu valor é revertido em investimento nas centrais geradoras. Com o avanço do mercado e a entrada de novos empreendimentos, o preço torna-se competitivo e mais atrativo. (INSTITUTO ACENDE BRASIL, 2012a)

Estes leilões de energia são categorizados em diversos tipos, para atender a necessidade tanto do gerador quanto da distribuidora. Na Figura 5, pode-se observar diferentes tipos previstos de leilões do ACR:

Figura 5 – Tipos de Leilões



Fonte: Adaptada de Instituto Acende Brasil (2012a).

Os leilões determinados de “Energia Nova”, que possuem produtos entre 15 e 30 anos, são referentes a novos empreendimentos ainda em desenvolvimento, sendo esse um dos motivos de necessitarem mais tempo de antecedência para o início do fornecimento. A denominação “A-3” e “A-5” é dada por “A-X” sendo “A” o ano de realização do leilão e “X” quantos anos para frente será iniciado o suprimento. Por exemplo, um leilão “A-3” realizado em 2017 terá seu início de suprimento em 2020, 3 anos após a realização. Já os leilões “Estruturantes”, acrescentados pela Lei nº 10.848 de 2004 (BRASIL, 2004c), tem como finalidade uma gestão estratégica do setor pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). Ainda, dentro dos leilões de Energia Nova, tem-se o de Fontes Alternativas, onde o único produto a ser ofertado deve ser originado de fontes renováveis como biomassa, eólica e Pequena Central Hidrelétrica (PCH) para promover a utilização de recursos de fontes alternativas. (INSTITUTO ACENDE BRASIL, 2012a)

Os leilões de “Energia Existente” têm como produto energia de empreendimentos que já estão em operação comercial e oferecem produtos de 3 a 15 anos com recontratação anual (leilões A-1) ou contratos curtos, entre 3 e 24 meses, provenientes dos “Leilões de Ajuste” para correção de exposições dos leilões de longo prazo.

Para o leilão de “Energia de Reserva”, tem-se como enfoque fontes renováveis, assim como os Leilões de Fontes Alternativas e, diferente dos outros leilões, o contrato é firmado entre o vencedor e a CCEE. O objetivo deste mecanismo é a contratação de reserva de energia, a ser disponibilizada ao mercado, para aumentar a oferta e garantir a segurança do suprimento (INSTITUTO ACENDE BRASIL, 2012a).

Deve-se observar que o tipo de energia ofertada tem efeito direto no preço do produto. Por exemplo, caso seja derivado de uma termelétrica, seu preço tende a ser mais elevado que de uma usina de fontes renováveis. Outro ponto de destaque é o indexador de preço, que pode ser o Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) ou Índice Geral de Preço de Mercado (IGPM), que é utilizado para corrigir o valor do contrato de acordo com o desempenho da economia do país (acompanhar o mercado), e manter o preço atualizado de acordo com período vigente. Logo, a aplicação do indexador no preço do contrato acaba elevando o custo energia, pois mesmo sendo o preço competitivo nos primeiros anos, ao longo do período do contrato, o valor da energia poderá sofrer alterações significativas. (INSTITUTO ACENDE BRASIL, 2012b)

Para uma distribuidora de grande porte, com um grande volume de consumidores, estes leilões atendem sua necessidade de ter uma segurança de portfólio no longo prazo, pois mesmo que ocorram migrações de consumidores para o ACL, o impacto no mercado faturado da distribuidora não é tão significativo quanto para uma distribuidora de menor porte. Por outro lado, pode-se concluir que, em relação aos leilões no ACR, as distribuidoras de menor porte serão equiparadas às grandes distribuidoras, incluindo sua supridora. Neste caso, se ocorrer uma migração de um consumidor para o ACL, seu mercado sofrerá um impacto possivelmente significativo e deixará a distribuidora com uma sobrecontratação por um longo período devido o tempo de contrato. Além disso, o indexador de preço do contrato de longo prazo, aplicado no decorrer nos anos de fornecimento, poderá acarretar uma elevação da TE para a distribuidora de menor porte, estando fora da capacidade de gestão do portfólio em busca de uma tarifa reduzida.

2.2.2 Geração Distribuída

Segundo o Decreto nº 5.163 de 2004, a Geração Distribuída (GD) no Brasil é definida como energia proveniente de:

Art. 14. [...] empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados, incluindo aqueles tratados pelo art. 8º da Lei nº 9.074, de 1995, conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, exceto aquela proveniente de empreendimento:

I - hidrelétrico com capacidade instalada superior a 30 MW; e

II - termelétrico, inclusive de cogeração, com eficiência energética inferior a setenta e cinco por cento, conforme regulação da ANEEL, a ser estabelecida até dezembro de 2004.

Parágrafo único. Os empreendimentos termelétricos que utilizem biomassa ou resíduos de processo como combustível não estarão limitados ao percentual de eficiência energética prevista no inciso II do caput (BRASIL, 2004a).

Neste ponto, é importante não confundir o conceito de GD com microgeração e minigeração distribuída descritas na Resolução Normativa nº 482/2012, com redação atualizada nas Resoluções Normativas nº 687/2015 e nº 786/2017. Tem-se como microgeração centrais geradoras com potência igual ou inferior a 75 kW e minigeração como instalações superiores a 75 kW e menor ou igual a 5 MW. Para os dois modelos deve-se utilizar de cogeração qualificada ou fontes renováveis, conectadas à rede através de unidades consumidoras. (ANEEL, 2012, 2015, 2017)

A comercialização da energia proveniente de GD deve seguir as premissas estabelecidas na Resolução Normativa nº 167/2005:

Art. 2º Na contratação de energia elétrica proveniente de geração distribuída o agente de distribuição deverá optar por uma das seguintes formas:

I – processo de chamada pública, de forma a garantir a publicidade, transparência e igualdade aos interessados; ou

II – compra de energia elétrica produzida pela empresa de geração decorrente da desverticalização. (Redação dada pela REN ANEEL 607 de 18.03.2014) (ANEEL, 2005, p. 1)

Nesta mesma Resolução Normativa, com redação da Resolução Normativa nº 607/2014 (ANEEL, 2014) é descrito que para a comercialização ser possível a geração deve estar dentro da área de concessão da distribuidora. Para a compra através de chamada pública, é necessário a divulgação com 30 dias de antecedência por meio da internet e no mínimo um jornal impresso de circulação nacional, para todos os proponentes terem igualdade para acesso as informações da chamada e

produção da proposta (ANEEL, 2014). As usinas que poderão ofertar na modalidade de chamada pública são descritas nos parágrafos 3º e 4º do Art. 2º:

§ 3º Somente poderá participar da chamada pública a que alude o inciso I do caput deste artigo o agente de geração que não for parte relacionada do agente de distribuição e cujo(s) empreendimento(s): (Incluído pela REN ANEEL 965, de 14.12.2021)

I – estejam outorgados pela ANEEL ou MME, registrados pela ANEEL, ou (Incluído pela REN ANEEL 965, de 14.12.2021)

II – tenham obtido da ANEEL: (Incluído pela REN ANEEL 965, de 14.12.2021)

a) Despacho de Registro da Adequabilidade do Sumário Executivo, no caso de Pequena Central Hidrelétrica – PCH; ou (Incluído pela REN ANEEL 965, de 14.12.2021)

b) Despacho de Registro de Requerimento de Outorga, no caso dos demais tipos de empreendimento. (Incluído pela REN ANEEL 965, de 14.12.2021)

§ 4º As condições estabelecidas no § 3º devem ser atendidas inclusive por centrais geradoras de energia elétrica cuja capacidade instalada seja igual ou inferior a 5.000 kW. (Incluído pela REN ANEEL 965, de 14.12.2021) (ANEEL, 2005, p. 2)

Para o modelo de aquisição por GD através de licitação pública, o montante máximo a ser adquirido por este modelo equivale a 10% do mercado da distribuidora, com base na carga dos 12 meses antecedentes a contratação, e a geração deve ser dentro da sua área de concessão. Nesta modalidade de aquisição, segundo o PRORET 11.1 (ANEEL, 2022b) é necessário ao agente de distribuição se tornar agente da CCEE.

Para realizar a contratação através do inciso II do Art. 2º, deve-se atender as descrições apresentadas no Art. 4º da mesma Resolução Normativa:

Art. 4º [...]

I – ter sido considerada como geração própria no respectivo processo de reajuste e/ou revisão tarifária promovido pela ANEEL; e

II – o montante contratado ser aquele correspondente à totalidade da energia proveniente dos empreendimentos próprios de geração distribuída e a vigência do contrato coincidir com prazo final da concessão da compradora. (BRASIL, 2014, p. 2)

O inciso II do Art. 2º, descrito no Art, 5º, detalha que deve ser realizada uma formalização perante a ANEEL, dentro de 30 dias após a data de divulgação da anuência do processo de desverticalização em questão, caracterizando um impedimento de comercialização de energia por parte dos geradores em qualquer modalidade (BRASIL, 2005). Assim como para a licitação pública para GD, é necessário se tornar agente perante a CCEE.

Na busca pela redução da TE, o percentual permitido pela regulação, mesmo tendo a possibilidade de adquirir energia através de licitação pública de GD, faz-se necessário outro método de aquisição para completar o portfólio da distribuidora.

2.2.3 Agente Supridor

O surgimento das distribuidoras de menor porte tem sua origem no crescimento das áreas rurais ou mais afastadas das grandes cidades. Neste caso, fez-se necessária a criação destas distribuidoras para atendimento de consumidores dessas regiões. As permissionárias, em sua maioria, são cooperativas de eletrificação fundadas pelos próprios moradores da região que sentiram a necessidade de possuir energia elétrica em suas unidades consumidoras. Tais cooperativas, por sua vez, passaram a ser atendidas pelas grandes distribuidoras, devido à localização próxima destas. Assim, se forma a relação de suprida-supridora cujas relações comerciais são valoradas pela tarifa de suprimento. Devido ao porte reduzido, é direito da distribuidora suprida um desconto entre a tarifa repassada pela supridora e a tarifa de suprimento aplicada aos consumidores da distribuidora suprida. Entretanto, esse desconto vem sendo reduzido com o passar dos anos, com previsão de que seja zerado (BRASIL, 1996).

Fica a responsabilidade da ANEEL, ainda segundo a Lei nº 9.427 de 1996 (BRASIL, 1996) no Art. 3º inciso XI a seguinte obrigação:

XI - estabelecer tarifas para o suprimento de energia elétrica realizado às concessionárias e às permissionárias de distribuição, inclusive às cooperativas de eletrificação rural enquadradas como permissionárias, cujos mercados próprios sejam inferiores a 700 GWh/ano, e tarifas de fornecimento às cooperativas autorizadas, considerando parâmetros técnicos, econômicos, operacionais e a estrutura dos mercados atendidos; (BRASIL, 1996)

Mesmo com a intenção de manter esta relação para aquisição de energia, a possibilidade de redução da TE através de outros modelos tem ganhado força perante as distribuidoras de menor porte que buscam fazer uma efetiva gestão do seu portfólio de contratação.

2.2.4 Licitação Pública

A redução do desconto apresentado pela supridora e a intenção de tornar-se uma distribuidora autônoma em relação a seus contratos de energia fizeram com que o movimento de contratação através de licitação pública, usualmente intitulado de leilão, ganhasse força nos últimos anos. A competitividade entre os ofertantes de energia tende a gerar um preço reduzido de mercado, trazendo benefícios para as distribuidoras de menor porte.

Para a realização aquisição de energia através de licitação pública, segundo o PRORET submódulo 11.1 (ANEEL, 2022b), é necessário a divulgação em, no mínimo, um jornal impresso de circulação nacional e juntamente em meios eletrônicos, como no *site* da distribuidora. Essa divulgação do edital deverá ser feita com 30 dias de antecedência a licitação pública para promover igualdade perante os proponentes.

Analisando a regulação estabelecida, é possível observar que a licitação pública equivale a contratação de outros agentes no ACL, porém de forma regulada. A distribuidora terá um CBR com o vencedor do leilão registrado na CCEE e se tornará agente da Câmara, assim, novas responsabilidades serão empregadas a este agente como por exemplo, os riscos hidrológicos, as liquidações financeiras de curto prazo e eventuais exposições.

2.2.5 Contratos de Energias Compulsórias

Para as concessionárias de energia, contratos de energia compulsória são os contratos de energia provenientes de: Programa de Incentivo às Fontes Alternativas (PROINFA) (BRASIL, 2002), Contratos de Cotas de Garantia Física (CCGF) (BRASIL, 2013), Contratos de Cotas de Energia Eletronuclear (CCEN) (BRASIL, 2004d, 2009) e Itaipu. Já as permissionárias são contempladas com esses mesmos contratos, com exceção de Itaipu (BRASIL, 1973). Na situação em que temos a relação suprida-supridora, atualmente, os montantes de energia compulsória são recebidos pela supridora e repassados indiretamente para a suprida dentro do valor da tarifa de suprimento. A seguir é descrito o funcionamento de cada contrato de energia compulsória:

PROINFA: Foi um programa criado na Lei nº 10.438/2002 para incentivar a produção de energias renováveis por empreendimentos de Produtores Independentes Autônomos, sendo usinas como eólicas, PCHs e biomassa conectadas ao SIN. (BRASIL, 2002). Seu pagamento é feito através de encargos setoriais que não terão seu custo aplicado ao valor final da TE e seu rateio terá efeito neutro economicamente e financeiramente para a Eletrobrás, que é o agente responsável pelo programa (ANEEL,2022g).

CCGF: Através da Lei nº 12.783/2013, foi determinado que usinas com suas concessões renovadas teriam sua energia repassada para as distribuidoras de energia, tanto permissionária quanto concessionária, compulsoriamente por meio de cotas:

Art. 1º A partir de 12 de setembro de 2012, as concessões de geração de energia hidrelétrica alcançadas pelo art. 19 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995 , poderão ser prorrogadas, a critério do poder concedente, uma única vez, pelo prazo de até 30 (trinta) anos, de forma a assegurar a continuidade, a eficiência da prestação do serviço e a modicidade tarifária.(Vide Medida Provisória nº 1.031, de 2021) (Vide Lei nº 14.182, de 2021)

§ 1º A prorrogação de que trata este artigo dependerá da aceitação expressa das seguintes condições pelas concessionárias:

[...]

II - alocação de cotas de garantia física de energia e de potência da usina hidrelétrica às concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional - SIN, a ser definida pela Aneel, conforme regulamento do poder concedente; (BRASIL, 2013)

O modelo de cálculo das cotas de garantia física é apresentado no PRORET 11.2 (ANEEL, 2022h) e tem como base o mercado faturado da distribuidora cotista.

CCEN: O Decreto nº 5.287 de 2004 e a Lei nº 12.111 de 2009, (BRASIL, 2004d, 2009), determinou que a geração das usinas Angra I e II, seria rateada entre as concessionárias, permissionárias e autorizadas conectadas ao SIN, sendo o montante repassado compulsoriamente, baseados no mercado faturado de cada distribuidora.

Itaipu: Atualmente, a energia proveniente da usina Itaipu Binacional, que é destinada ao consumo do Brasil é rateada entre algumas distribuidoras de maneira compulsória através de cotas. Segundo a Lei nº 5.899 de 1973 (BRASIL, 1973) é feito em totalidade de energia este repasse e segundo PRORET 12.6 (ANEEL,2022i), apenas as concessionárias das regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste são contempladas com essa energia compulsória e que tem como base, para o cálculo da cota parte, o mercado faturado da distribuidora cotista.

A relação suprida-supridora, e o quanto o mercado faturado da suprida representa perante o mercado faturado da supridora, são parâmetros necessários para o cálculo das energias compulsórias descritas neste tópico. Quando ocorre a movimentação de uma suprida para o ACL, esta levará consigo a sua porcentagem de compulsórias proporcionalmente ao seu mercado em relação ao da sua supridora.

3 DESCRIÇÃO DA METODOLOGIA

Visando a proposta do estudo de análise de viabilidade de aquisição de energia através de licitação pública, a produção deste trabalho consistiu na coleta de dados dispostos no Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica e processos tarifários das distribuidoras no *site* da ANEEL.

A partir dos dados coletados foram realizados os cálculos necessários, com base na regulação apresentada nos submódulos do PRORET, bem como Resoluções Homologatórias referentes às energias compulsórias, sendo o montante das cotas definidos para a distribuidora a ser estudada através da proporção de mercado faturado da suprida dentro do mercado faturado da supridora. O impacto tarifário foi dado através da combinação de contratos e a média entre eles, ponderada pelo montante que cada um representa. Os contratos em questão são os de energia compulsórias e o CBR, que teve seu custo conforme o preço de mercado do momento em que será feita a análise. Para este conjunto de cálculos foram utilizadas, principalmente, a ferramenta de planilhas eletrônicas e metodologias de cálculo dispostos no PRORET respectivo a cada energia compulsória.

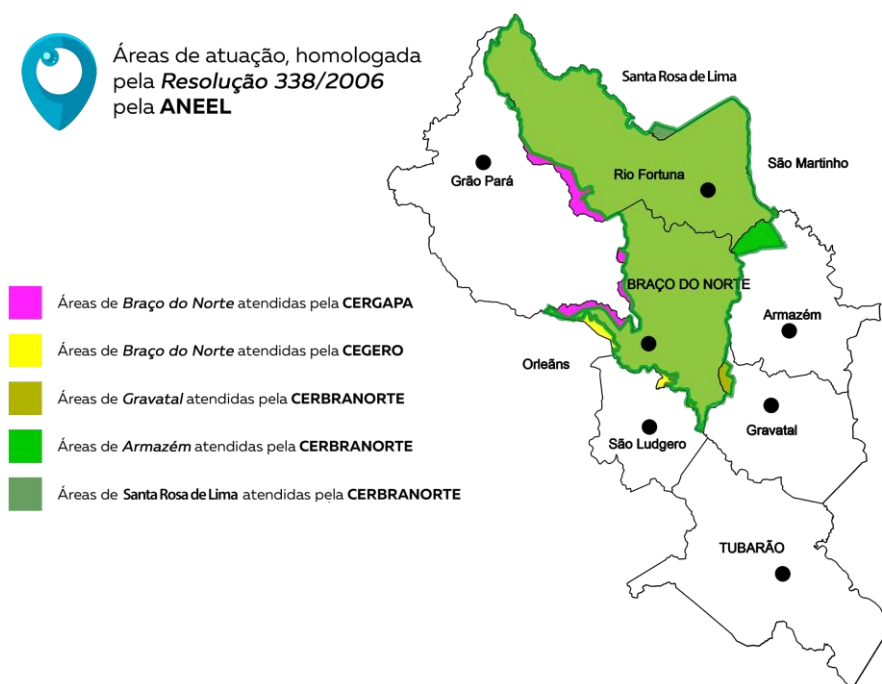
Por fim, foi apresentada uma análise comparativa entre os modelos de aquisição de energia, sendo esta adquirida por meio da distribuidora supridora, onde seu valor é retirado do processo tarifário da distribuidora a ser analisada, ou por meio de licitação pública, com a combinação dos contratos de energia compulsória e o CBR.

4 ANÁLISE DE VIABILIDADE DE MIGRAÇÃO PARA O ACL

Neste capítulo, é descrita uma análise de viabilidade para verificar a possibilidade de uma distribuidora de menor porte realizar a aquisição de energia via licitação pública no ACL, através de dados públicos disponibilizados pela ANEEL.

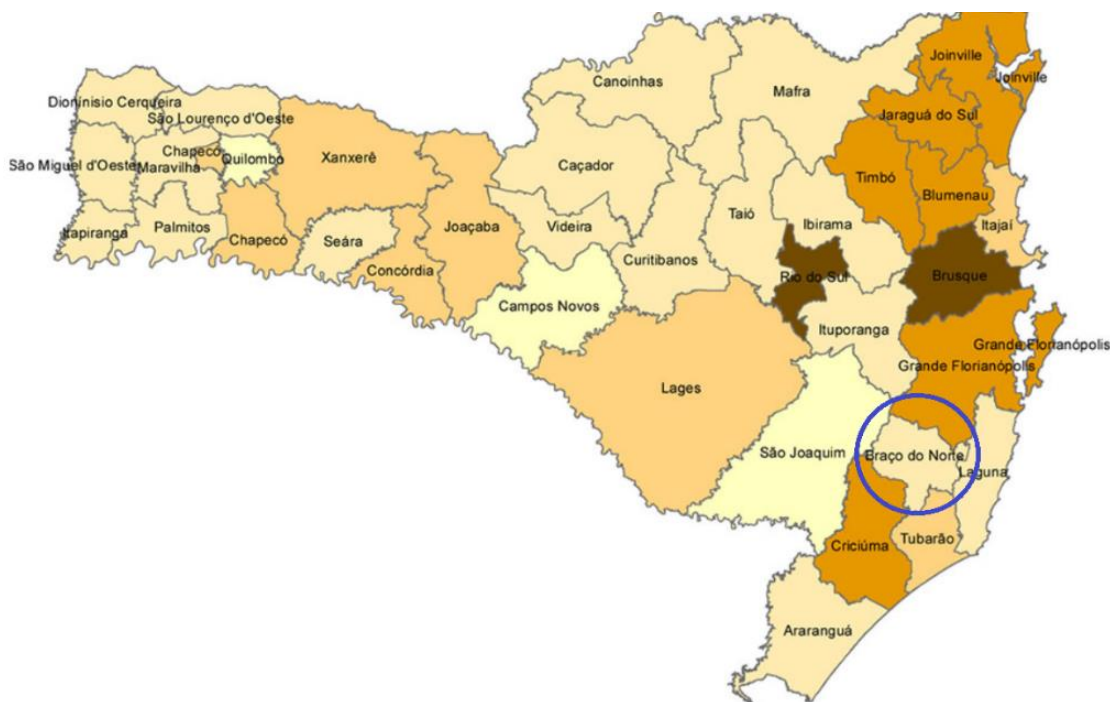
Para a análise de viabilidade apresentada neste trabalho foi escolhida a permissionária denominada Cooperativa de Eletrificação Rural de Braço do Norte (CERBRANORTE), suprida pela distribuidora Centrais Elétricas de Santa Catarina (CELESC). A CERBRANORTE realizou sua aquisição de energia parcialmente via licitação pública em 2020, com início de fornecimento para outubro de 2021. Na Figura 6, é apresentada a região de atendimento da permissionária CERBRANORTE. Já na Figura 7 apresenta-se o mapa do estado de Santa Catarina, para identificar a localização da distribuidora no estado:

Figura 6 – Mapa de atuação CERBRANORTE



Fonte: CERBRANORTE, (2021).

Figura 7 – Mapa de Santa Catarina



Fonte: Adaptado de Viagem Santa Catarina, (2019).

A necessidade de realizar a aquisição parcialmente por licitação pública deriva-se da subvenção por baixa densidade de carga. Neste caso, deve-se manter uma relação de suprida-supridora para ser elegível ao benefício descrito no PRORET submódulo 8.5 (ANEEL, 2022e). Esta subvenção incide sobre a Parcela B da tarifa, sendo seu valor significativo para o caixa das distribuidoras. Uma cooperativa é definida com baixa densidade de carga quando sua carga por quilometro quadrado for inferior ao da supridora.

A cooperativa em questão foi a primeira permissionária de Santa Catarina a realizar a compra de energia via licitação pública, pois na época seu desconto incidente sobre a tarifa era de 10,27%. Na Tabela 1 são apresentados os valores de tarifa de suprimento da CELESC sem o desconto e com o desconto, juntamente ao mercado da CERBRANORTE de agosto de 2019 a setembro de 2020:

Tabela 1 – Parâmetros Cerbranorte

Mercado CERBRANORTE	Tarifa de Suprimento sem desconto	Tarifa de Suprimento com desconto
155.665,84 MWh	R\$ 246,37 /MWh	R\$ 221,07/MWh

Fonte: Adaptado de REH nº 2.593/2019 e REH nº 2.614/2019 (ANEEL, 2019b, 2019c)

Com o desconto próximo de ser extinto (BRASIL, 1996, 2016), a CERBRANORTE partiu para uma nova metodologia de aquisição de energia. Assim, será apresentado no desenvolvimento deste capítulo um estudo de análise para definir o montante de energia a ser adquirido via licitação pública.

4.1 Impacto do Preço Médio de Aquisição de Energia

As distribuidoras de energia elétrica, sendo concessionária ou permissionária, tem como obrigação a modicidade tarifária, definida no Art. 6º da Lei nº 8.987 de 1995 (BRASIL, 1995), ou seja, entregar a energia para seus consumidores ao menor custo possível.

O conjunto de preços dos diferentes contratos que compõem o portfólio de aquisição de energia definem o preço médio de aquisição de energia da distribuidora, também chamado de Pmix (BARAN, 2021). Assim, diferentes estratégias de contratação de energia resultam em um maior ou menor valor de Pmix.

Um valor de Pmix elevado pode apresentar efeitos negativos para a distribuidora. Segundo Baran (2021), um dos efeitos de um Pmix elevado é o incentivo aos consumidores potencialmente livres à migração para o ACL, pois o fator predominante para esta tomada de decisão é a comparação do custo de aquisição da energia no ACL com o valor cobrado pela distribuidora. Neste caso, a migração de grandes consumidores para o ACL podendo representar uma perda de receita importante para a distribuidora. Outro ponto destacado pelo autor se refere às perdas acima do regulatório. Isto é, as perdas existentes na rede da distribuidora são contabilizadas pela ANEEL e, a parcela que ficar acima do regulatório é valorada pelo Pmix. Neste caso, quanto maior o Pmix, maior é o impacto percebido pela distribuidora com relação às perdas. Baran (2021) cita ainda outros impactos financeiros negativos que um Pmix elevado pode apresentar: impactos nas descontrações do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD), impactos no Mecanismo de Venda de Excedentes (MVE), impactos no caso de sobrecontratação acima do limite de 105%.

Diante do conjunto de impactos destacados, fica evidente a importância de se utilizar uma estratégia de contratação de energia adequada, de forma a reduzir o valor do Pmix e, conseqüentemente, os riscos associados ao mesmo. Neste caso, a aquisição de energia no ACL, através de licitação pública, se torna uma interessante

opção para as distribuidoras de menor porte, na busca por um melhor portfólio de contratação.

4.2 Riscos ao Migrar para o ACL

Apesar da possível redução na TE, a distribuidora que realizar a movimentação para o ACL passara a perceber diretamente os itens que compõem a TE, como os encargos. Na condição de agente suprido, a distribuidora paga os encargos com uma defasagem de 12 meses, pois a sua supridora arca com o valor dos encargos e repassa no próximo ciclo tarifário. Porém, quando a distribuidora de menor porte realiza a aquisição no ACL, esta passa a pagar os encargos e só cobra dos seus consumidores no próximo ciclo tarifário.

Outra questão a destacar-se é a exposição mensal no ACL. As distribuidoras que migram para o ACL não podem participar ativamente do Mercado de Curto Prazo (MCP) para negociar os montantes de energia, seja déficits ou excedentes, pois apesar de atuarem no ACL, ainda são agentes regulados pela ANEEL. Desta forma, seus contratos com fornecedores do ACL necessitam ser através de licitações públicas, com o prazo de 30 dias a partir da data de divulgação (ANEEL, 2022b) e do prazo de homologação na ANEEL, ou seja, não seria possível a entrega de energia no mesmo mês. O que ocorrerá é a liquidação financeira através do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) que pode flutuar entre os limites mínimo e máximo (aproximadamente R\$55/MWh e R\$ 550/MWh) e, mesmo realizando esta liquidação financeira da exposição, a distribuidora deverá participar de mecanismos disponíveis para completar o seu lastro de energia, seja por sobra ou falta, como MCSD ou MVE. No MCSD, para realizar a venda é necessário possuir contratos do modelo CCEAR, porém as distribuidoras de menor porte podem participar como compradores (CCEE, 2022). No MVE é possível realizar a venda de excedente até o limite de 5% do seu mercado regulado (ANEEL, 2022a).

Por fim, outro ponto a ser levado em consideração é que para a distribuidora de menor porte poder ter seu contrato firmado com o vendedor vencedor da licitação pública, cujo resultado é homologado pela ANEEL, ela não poderá fazer com que o valor da sua TE ultrapasse o valor da TE da sua supridora (ANEEL, 2022b). Ou seja, o repasse do custo de aquisição de energia é limitado pelo valor da TE da

supridora. Assim, a distribuidora de menor porte assume esse risco ao migrar para o ACL.

4.3 Estudo de Caso

O estudo de caso a seguir apresenta uma análise de viabilidade para a distribuidora CERBRANORTE visando sua migração para o ACL, através da aquisição de energia por meio de chamada pública.

4.3.1 Descrição

Para o cálculo das energias compulsórias é necessário observar o mercado passado das distribuidoras CELESC e CERBRANORTE e, assim, através do Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica (SAMP) realizar a coleta de dados do mercado faturado de ambas as distribuidoras. Porém, o mercado de suprimento (parcela do mercado faturado destinada ao atendimento das distribuidoras supridas) de ambas não está incluso no valor fornecido pelo SAMP, pois a CERBRANORTE além de suprida é supridora para a CERAL Anitápolis, distribuidora situada dentro do mercado da CERBRANORTE. Como a CERBRANORTE supre apenas esta distribuidora, os dados do mercado de suprimento podem ser coletados pelo SAMP da CERAL Anitápolis. Já para a CELESC, que possui diversas distribuidoras abaixo dela, a coleta de dados de suprimento é realizada através do declarado nos processos tarifários anteriores disponibilizados pela ANEEL.

Para o desenvolvimento deste estudo, será considerado o mercado das distribuidoras até dezembro de 2019, para a suposta realização do leilão ocorrendo em 2020 para entrega em 2021.

4.3.2 Mercado Faturado

Após a realização da coleta de dados de mercado das distribuidoras, calcula-se quanto o mercado faturado (cativo mais o suprimento) da suprida representa no mercado faturado da sua supridora. Segundo PRORET submódulo 11.2

(ANEEL,2022h) essa relação tem que ser obtida em ano calendário, janeiro a dezembro, para cotas de Garantia Física que observará o quarto ano anterior (terceiro ano anterior encerrado). Para as cotas de Eletronuclear e Itaipu entre setembro do nono ano anterior e agosto do oitavo ano anterior ao ano a ser projetado o montante da cota, conforme PRORET 12.6. (ANEEL, 2022h)

A Na Tabela 2 e na Tabela 3, são apresentados os mercados de cada distribuidora ao longo dos anos, juntamente com o percentual que a suprida representa no mercado da supridora, para cada uma das formas descritas anteriormente. Estes dados foram coletados através do SAMP e dos processos tarifários passados das distribuidoras.

Tabela 2 – Mercado Faturado - Ano calendário

ANO	CELESC (MWh)	CERBRANORTE (MWh)	%
2013	16.506.598,47	109.557,73	0,6637%
2014	17.594.547,96	121.044,84	0,6880%
2015	17.239.305,82	124.426,91	0,7218%
2016	16.355.781,85	124.507,53	0,7612%
2017	15.641.019,85	131.483,63	0,8406%
2018	15.772.131,54	137.994,34	0,8749%
2019	16.344.982,83	144.474,62	0,8839%

Fonte: Elaboração própria, (2022).

Tabela 3 – Mercado Faturado - Setembro a agosto

setembro a agosto			
ANO	CELESC (MWh)	CERBRANORTE (MWh)	%
2011/2012	15.987.891,15	101.470,00	0,6347%
2012/2013	16.321.755,90	107.487,68	0,6586%
2013/2014	17.275.989,98	117.315,84	0,6791%
2014/2015	17.573.605,55	125.267,17	0,7128%
2015/2016	16.816.705,31	124.433,95	0,7399%
2016/2017	15.629.233,79	127.473,85	0,8156%
2017/2018	15.700.075,20	135.746,14	0,8646%
2018/2019	16.200.299,63	143.809,54	0,8877%

Fonte: Elaboração própria, (2022).

Com a relação de mercado suprida-supridora definido, pode-se partir para o cálculo de energias compulsórias descrito no tópico a seguir.

4.3.3 Cotas de Energia Compulsórias

Nesta seção é descrita a metodologia de cálculo para cada uma das formas de cotas de energias compulsórias, descritas na seção 2.2.5, a partir da relação suprida-supridora, juntamente com os valores de cota declarados em resoluções homologatórias para a suprida. Assim, é possível definir o valor do montante de energia compulsória destinado à distribuidora em processo de migração para o ACL.

4.3.3.1 PROINFA

As cotas do PROINFA atualmente são distribuídas entre os agentes de mercado com seu valor fixado via Resolução Homologatória (REH), anualmente no ano anterior ao de recebimento. Diferente das outras energias compulsórias, conforme descrito no PRORET submódulo 5.3, o PROINFA é pago como um encargo na TUSD (ANEEL, 2022g).

Para o estudo de caso atual, considerando o processo realizado para a CERBRANORTE, o último valor divulgado na época seria o de 2020. Para realizar a projeção para os próximos anos é considerada uma redução média anual de 0,77%, com base na variação média histórica observada para os anos 2011 a 2020. Observa-se que outros métodos poderiam ser utilizados para se realizar a projeção de variação do montante do PROINFA, como por exemplo replicar a variação entre o ano anterior e o ano atual para os anos seguintes. Porém, para a produção dessa análise de viabilidade optou-se pela variação média histórica, por uma questão de praticidade, pois o objetivo final é demonstrar como se utilizar essa informação no estudo de viabilidade.

Na Tabela 4 é apresentado o montante de cota do PROINFA destinado à CERBRANORTE para o ano de 2020, definido na REH nº 2.653 de 2019, (ANEEL, 2019d) e projetado até 2027:

Tabela 4 – Montante referente à Cota do PROINFA

ANO	Montante (MWh)
2020	4.240,13
2021	4.207,44
2022	4.175,00
2023	4.142,81
2024	4.110,86
2025	4.079,17
2026	4.047,72
2027	4.016,51

Fonte: Elaboração própria, (2022).

4.3.3.2 Cotas de Garantia Física

Para as cotas de Garantia Física, o módulo PRORET 11.2 descreve que “A revisão anual da alocação de cotas terá vigência no terceiro ano subsequente ao ano de cálculo, iniciando-se em 2018 e será proporcional ao mercado faturado de cada concessionária de distribuição do SIN.” (ANEEL,2022h). Ou seja, para se definir o montante de cotas de Garantia Física para 2020, deve-se observar o terceiro ano anterior encerrado, neste caso 2016.

Para a definição dos montantes da CELESC deve-se utilizar os valores da Receita Anual de Geração (RAG) das usinas que tiveram suas concessões renovadas pela Lei nº12.783 de 2013 (BRASIL, 2013). No estudo de caso em questão, a última RAG publicada foi na REH nº 2.587 de 2019 (ANEEL, 2019e). Com estes valores de geração, e com a cota-parte da CELESC publicada nas Resoluções Homologatórias, listadas na Tabela 5, é definido o montante de cotas de Garantia Física projetados para a CELESC. Através da representação de mercado faturado definido na Tabela 2, define-se o montante para a CERBRANORTE.

Como leva-se em consideração apenas os dados até 2019 para a produção deste estudo de caso, replica-se o montante de 2023 para os anos subsequentes, visto que a última REH homologada na época foi em 2019.

Tabela 5 – Montante de Cotas de Garantia Física

ANO	MONTANTE CGF CELESC (MWh)	MONTANTE CERBRANORTE (MWh)	Resolução Homologatória
2020	2.945.474,57	22.422,27	REH 2.318/2017
2021	3.875.878,21	32.581,93	REH 2.492/2018
2022	3.917.748,45	34.277,37	REH 2.602/2019
2023	3.917.748,45	34.629,29	-
2024	3.917.748,45	34.629,29	-
2025	3.917.748,45	34.629,29	-
2026	3.917.748,45	34.629,29	-
2027	3.917.748,45	34.629,29	-

Fonte: Elaboração própria, (2022).

4.3.3.3 Cota de Energia Eletronuclear

As cotas de Energia Eletronuclear, derivadas das usinas nucleares de Angra I e II, possuem sua metodologia de cálculo descrita no PRORET submódulo 12.6, utilizando o intervalo de setembro do nono ano anterior e agosto do oitavo ano anterior à data de início de recebimento das cotas (ANEEL, 2022h). Ou seja, para encontrar o montante a ser recebido de Energia Eletronuclear para 2020, deve-se olhar para o intervalo de setembro de 2011 a agosto de 2012. Na Tabela 6, são indicados os montantes para os anos de 2020 a 2027, para ambas as distribuidoras, e as resoluções onde é possível encontrar a cota-parte destinada a CELESC e o montante para o respectivo ano:

Tabela 6 – Montante de Cotas de Energia Eletronuclear

ANO	COTA CELESC	MONTANTE CELESC (MWh)	MONTANTE CERBRANORTE (MWh)	Resolução Homologatória
2020	0,05100855	704.662,17	4.472,26	REH 2.643/2019
2021	0,05148400	711.230,31	4.683,84	REH 2.011/2015
2022	0,04969300	686.488,39	4.661,73	REH 2.176/2016
2023	0,04935000	681.749,98	4.859,61	REH 2.354/2017
2024	0,05006829	691.672,86	5.117,98	REH 2.499/2018
2025	0,05006829	691.672,86	5.641,36	REH 2.499/2018
2026	0,05006829	691.672,86	5.980,35	REH 2.499/2018
2027	0,05128735	708.513,68	6.289,45	REH 2.643/2019

Fonte: Elaboração própria, (2022).

Utiliza-se as relações entre suprida e supridora indicadas na Tabela 3 para identificar qual o montante que a CERBRANORTE começará a receber como cotista quando realizar a aquisição via licitação pública (ANEEL,2022h).

4.3.3.4 Cota de Itaipu

Em relação à energia proveniente da usina binacional de Itaipu, mesmo sendo distribuída por meio de cotas, ela é destinada apenas para distribuidoras da categoria de concessionárias das regiões Sul, Sudeste e Centro Oeste, conforme descrito no PRORET submódulo 12.6. Logo, a distribuição de cotas de Itaipu não abrange as distribuidoras permissionárias (ANEEL, 2022h).

4.3.4 Necessidade de contratação via licitação pública

Tendo em vista os montantes definidos dos subtópicos anteriores, juntamente com um montante a ser deixado na supridora para receber a subvenção por baixa densidade de carga, este montante é a critério da distribuidora suprida, visto que para fazer jus a subvenção basta permanecer firmado o contrato de suprimento entre a suprida e a supridora, é definido o montante a ser adquirido em licitação.

Tabela 7 – Definição dos Montantes de Cotas e de Necessidade

Ano	Unidade	Carga	PROINFA	Garantia Física	Eletronuclear	CELESC	Necessidade
2020	MWh	149.820,181	4.240,130	22.422,270	4.472,264	7.491,009	111.194,507
	%	100%	2,83%	14,97%	2,99%	5,00%	74,22%
2021	MWh	155.513,348	4.207,437	32.581,925	4.683,840	7.775,667	106.264,478
	%	100%	2,71%	20,95%	3,01%	5,00%	68,33%
2022	MWh	161.422,855	4.174,997	34.277,365	4.661,728	8.071,143	110.237,622
	%	100%	2,59%	21,23%	2,89%	5,00%	68,29%
2023	MWh	167.556,924	4.142,807	34.629,294	4.859,611	8.377,846	115.547,365
	%	100%	2,47%	20,67%	2,90%	5,00%	68,96%
2024	MWh	173.924,087	4.110,865	34.629,294	5.117,981	8.696,204	121.369,742
	%	100%	2,36%	19,91%	2,94%	5,00%	69,78%
2025	MWh	180.533,202	4.079,169	34.629,294	5.641,364	9.026,660	127.156,715
	%	100%	2,26%	19,18%	3,12%	5,00%	70,43%
2026	MWh	187.393,464	4.047,717	34.629,294	5.980,349	9.369,673	133.366,430
	%	100%	2,16%	18,48%	3,19%	5,00%	71,17%
2027	MWh	194.514,415	4.016,508	34.629,294	6.289,453	9.725,721	139.853,439
	%	100%	2,06%	17,80%	3,23%	5,00%	71,90%

Fonte: Elaboração própria, (2022).

Para a projeção de carga apresentada na tabela acima, utiliza-se a projeção de carga para o submercado Sul, o qual está localizado a CERBRANORTE, divulgado na Revisão de Planejamento Anual divulgado pela ONS (ONS, 2019), conforme Figura 8 a seguir:

Figura 8 – Projeção de Carga por Submercado

Planejamento Anual 2019-2023								
Subsistema	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023	2018-2023
Norte	-1,8	6,5	4,0	3,5	6,8	5,9	5,0	5,3
Nordeste	2,0	4,2	4,6	4,3	4,5	4,4	4,4	4,4
Sudeste/CO	1,6	3,1	3,4	3,3	3,4	3,5	3,4	3,4
Sul	1,7	3,4	3,7	3,8	3,8	3,8	3,8	3,7
SIN	1,4	3,6	3,7	3,6	3,9	3,9	3,8	3,7

Fonte: ONS, (2019).

Observa-se que será necessária aquisição via licitação pública de aproximadamente 70% da carga da CERBRANORTE. Tal constatação ressalta a relevância da busca de um melhor preço de energia.

4.3.5 Comparativo – Suprido X ACL

Com os montantes definidos, deve-se observar o preço de cada energia compulsória, e juntamente realizar um *break-even* para definir qual o valor máximo encontrado na licitação pública para tornar viável a migração da distribuidora para o ACL. Na Tabela 8, são definidos os preços de cada energia compulsória e de compra com o atual agente supridor, divulgados em 2019 e projetados com base no IPCA, retirado do Boletim Focus divulgado em janeiro/2020 (BANCO CENTRAL DO BRASIL, 2020):

Tabela 8 – Custos projetados para as Energias Compulsórias e CELESC

Ano	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
PROINFA (R\$/MWh)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Garantia Física (R\$/MWh)	107,86	111,74	115,93	119,99	124,19	128,54	133,04	137,69
Eletronuclear (R\$/MWh)	269,75	280,89	291,00	301,92	312,48	323,42	334,74	346,45
CELESC (R\$/MWh)	221,07	229,03	237,62	246,53	255,77	265,36	275,32	285,64

Fonte: Elaboração própria, (2022).

O valor do PROINFA não impacta no preço da energia visto, que até o momento, pela regulação, esta energia é paga por meio de encargo na TUSD. Os valores de Garantia Física e Eletronuclear, são retirados das REH nº 2.587 de 2019

(ANEEL, 2019e) e REH nº 2.661 de 2019 (ANEEL, 2019f), respectivamente. Para Garantia Física, o valor é de R\$ 107,86/MWh. Para as cotas da Eletronuclear, o valor é de R\$ 269,75/MWh. Por fim, para a CELESC este valor é retirado do processo tarifário da CERBRANORTE, considerando a permanência e não redução do desconto até 2027 para um estudo mais conservador.

Na Tabela 9, são apresentadas diferentes possibilidades de valores para a licitação pública, seu valor projetado pelo IPCA, visto que o leilão ocorreria em 2020 para aquisição em 2021, e juntamente a redução inicial da CERBRANORTE realizando a movimentação para o ACL:

Tabela 9 – Preço da Licitação Pública e redução inicial

Licitação Pública (R\$/MWh)	Licitação Pública projetada (R\$/MWh)	Pmix (R\$/MWh)	Pmix+Encargos (R\$/MWh)	Redução
100,00	103,75	114,22	164,22	-28,30%
110,00	114,13	121,31	171,31	-25,20%
120,00	124,50	128,40	178,40	-22,11%
130,00	134,88	135,48	185,48	-19,01%
140,00	145,25	142,57	192,57	-15,92%
150,00	155,63	149,66	199,66	-12,82%
160,00	166,00	156,75	206,75	-9,73%
170,00	176,38	163,84	213,84	-6,63%
180,00	186,75	170,93	220,93	-3,54%
190,00	197,13	178,02	228,02	-0,44%
200,00	207,50	185,11	235,11	2,66%
210,00	217,88	192,20	242,20	5,75%
220,00	228,25	199,29	249,29	8,85%
230,00	238,63	206,38	256,38	11,94%
240,00	249,00	213,47	263,47	15,04%
250,00	259,38	220,56	270,56	18,13%

Fonte: Elaboração própria, (2022).

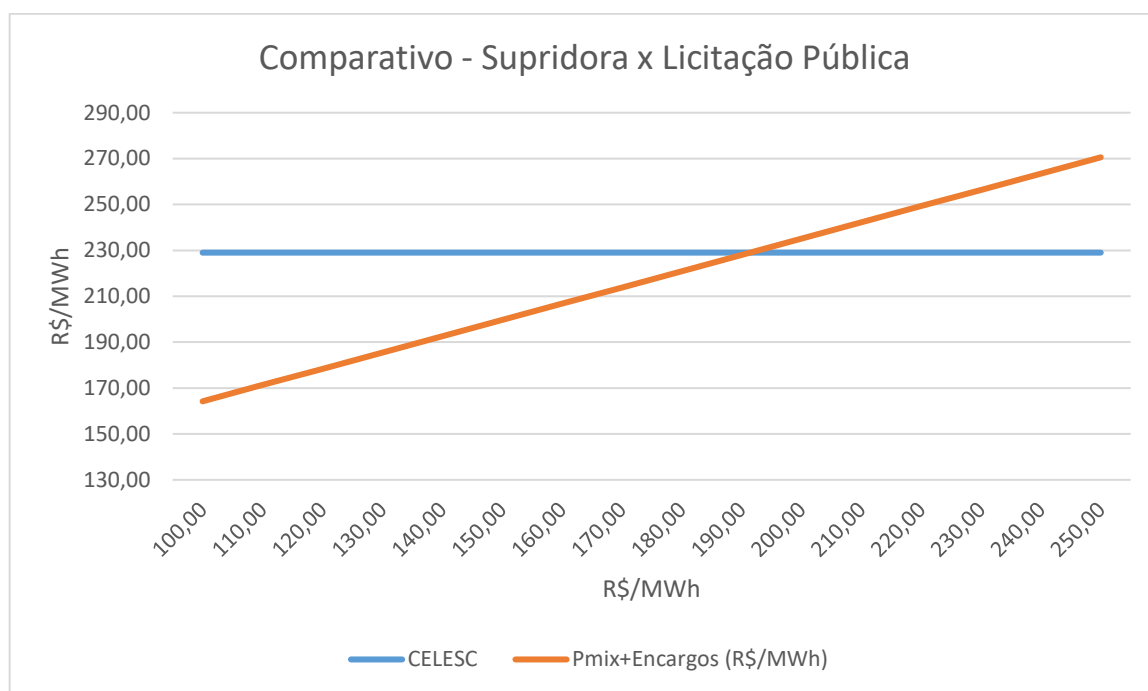
O valor de Pmix é calculado com base na representação de cada energia na composição do portfólio da distribuidora.

Para se realizar uma comparação efetiva com o valor a ser pago para a supridora, necessita-se acrescentar o valor a ser pago para os encargos. São aplicados juntamente ao Pmix em torno de R\$ 50,00/MWh para os encargos. Este valor tem como base o valor de encargos já inclusos na tarifa da CERBRANORTE. Este valor foi obtido através da relação do valor em R\$ para os encargos, descritos na planilha do processo tarifário de 2019 da CERBRANORTE, e o mercado apresentado neste

mesmo processo. Faz-se necessário isto pois, estes encargos estão embutidos na TE, entregue pela supridora para a CERBRANORTE. Os valores encontrados de redução, apresentados na Tabela 9, são um comparativo ao valor da CELESC projetado para 2021, considerando o desconto na TE de suprimento se mantendo.

Para melhor visualização, na Figura 9 é apresentado um gráfico comparativo dos valores para o ano de 2021:

Figura 9 – Gráfico comparativo entre Supridora e Licitação Pública



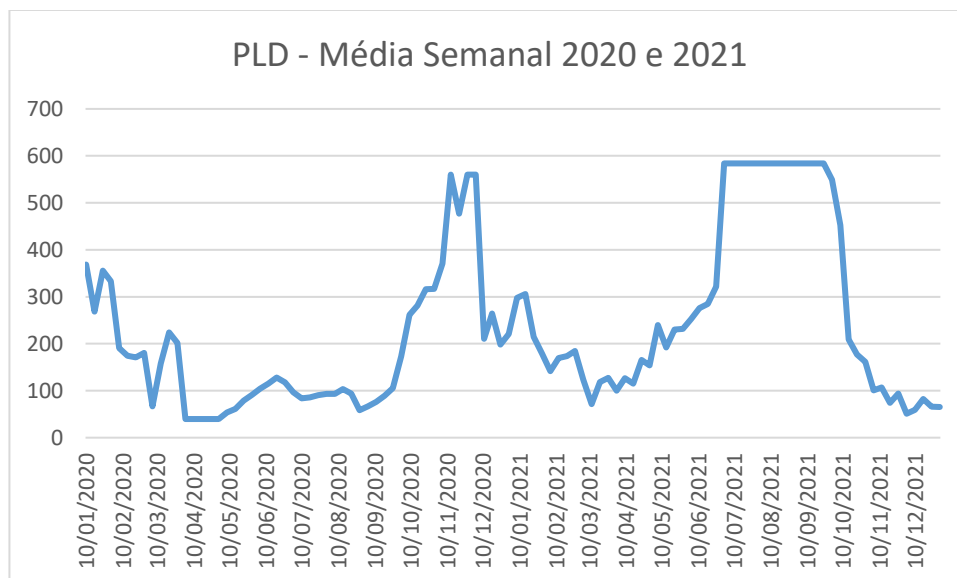
Fonte: Elaboração própria, (2022).

Assim, qualquer valor abaixo de R\$190,00/MWh na licitação pública resultará na redução do Pmix da CERBRANORTE. Para realizar a contratação ao preço esperado deve-se acompanhar o mercado e, quando o preço de aquisição da energia atingir o valor de mercado próximo ao valor necessário para a redução desejada, deve-se iniciar o processo de divulgação da licitação pública.

Para identificar o momento adequado de compra, pode-se se basear no PLD, disponível do *site* da CCEE, uma vez que o valor da energia no MCP é um parâmetro balizador de muitos contratos de compra e venda de energia. Na Figura 8 tem-se a variação de PLD semanal, no submercado Sul, entre os meses de janeiro de 2020 e janeiro de 2021. No estudo realizado, baseou-se no acompanhamento do mercado para definir os próximos passos para a realização da licitação pública, como por

exemplo a divulgação do leilão em um jornal de circulação nacional e em seu *site*, seguindo as regras definidas pelo PRORET 11.1 (ANEEL, 2022a).

Figura 10 – PLD semanal entre 2020 e 2021



Fonte: Elaboração própria, (2022).

Ou seja, através da Figura 8 pode-se observar que os períodos entre os meses de abril a setembro de 2020 seriam momentos indicados de compra de energia na licitação pública, pois o valor de PLD baixo poderia levar à contratação de energia a um preço também baixo, conseguindo a esperada redução no custo de aquisição de energia.

Considerando que o valor atingido na licitação pública fosse de R\$170,00/MWh, ao longo dos anos, a CERBRANORTE possuiria um Pmix, já somados os encargos, equivalente ao apresentado na Tabela 10:

Tabela 10 – Pmix para 2021 a 2027 comparado com CELESC

Ano	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Pmix + encargos (R\$/MWh)	213,84	218,06	222,43	226,95	231,62	236,46	241,47
CELESC (R\$/MWh)	229,03	237,62	246,53	255,77	265,36	275,32	285,64
Redução	-6,63%	-8,23%	-9,78%	-11,27%	-12,72%	-14,11%	-15,46%

Fonte: Elaboração própria, (2022).

Nos resultados obtidos pode-se observar uma redução já inicial no valor de aquisição de energia da CERBRANORTE para a análise de viabilidade apresentada neste trabalho. Neste caso, os resultados indicariam a existência de viabilidade para a aquisição de energia no ACL.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Desde 2016 é possível observar o movimento das distribuidoras de menor porte, em especial as concessionárias, para o ACL a fim de reduzir sua TE a ser entregue a seus consumidores. Este movimento tem como motivador o objetivo de atender à modicidade tarifária, questão imposta pela ANEEL em seus contratos de concessão ou permissão de distribuição e pela Lei nº. 8.987 de 1995 (BRASIL, 1995).

Entre 2019 e 2020 foram iniciados estudos para as permissionárias de distribuição que se encontravam adquirindo sua energia do seu agente supridor, porém não atendendo à modicidade tarifária, uma vez que houve a redução do desconto na compra de energia diretamente com a supridora que possuíam até o momento.

O processo de compra de energia para estes agentes de distribuição demanda estudos e análises que levam em consideração diversos aspectos, como: encontrar o melhor momento do mercado para a realização da compra, e qual o percentual do mercado a ser deixado para atendimento com a supridora, para não perder a subvenção por baixa densidade de carga.

Como a CERBRANORTE foi a primeira permissionária de Santa Catarina a realizar este movimento de migração para o ACL, essa distribuidora foi escolhida para a realização da análise de estudo de caso de viabilidade produzida neste trabalho. Os resultados obtidos através da análise desenvolvida mostram que é possível de se obter uma redução na TE entregue aos seus consumidores da CERBRANORTE, já no primeiro ano de aquisição, atingindo o objetivo definido para esta análise. Este resultado pode ser corroborado observando-se o caso real da distribuidora CERBRANORTE, através da Nota Técnica nº 222/2021 (ANEEL, 2021) que aponta que a CERBRANORTE obteve uma redução de 6,78% na tarifa vigente, após a migração para o ACL.

Assim, conclui-se neste trabalho que é possível realizar esta análise de viabilidade de migração para o ACL para as distribuidoras de menor porte, desde que sejam levados em consideração os diversos fatores que influenciam o processo de aquisição de energia, como os montantes de energias compulsórias que a distribuidora receberá, assim como a necessidade de permanecer na condição de

suprido para manter a subvenção por baixa densidade de carga e o momento ideal de compra. Assim, a distribuidora estaria atendendo o compromisso da modicidade tarifária, bem como menos exposta aos riscos associados ao valor do Pmix.

Para trabalhos futuros, é possível evoluir esta análise de viabilidade para uma estratégia de contratação para a licitação pública, que deverá analisar o comportamento da carga da distribuidora ao longo dos anos para determinar a sazonalidade a ser aplicada no contrato e os limites de flexibilidade.

REFERÊNCIAS

ABRADEE. **Tarifas de Energia**. 2021. Disponível em: <https://www.abradee.org.br/setor-de-distribuicao/tarifas-de-energia/>. Acesso em: 25 nov. 2021.

ANEEL. **Contrato De Concessão De Serviço Público De Distribuição De Energia Elétrica Nº 02/2019**. ANEEL: COMPANHIA ENERGÉTICA DE ALAGOAS. CEAL, Brasília, DF, 19 maio 2019a.

ANEEL. **Contrato De Permissão Para Prestação Do Serviço Público De Distribuição De Energia Elétrica Nº 001/2020**. ANEEL: COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO CENTRO JACUÍ LTDA - CELETRO, Brasília, DF, 2020.

ANEEL. **Nota Técnica nº 222/2021-SGT/ANEEL**, Brasília, DF, 22 set. 2021. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/tarifa/arquivo/Nota%20T%C3%A9cnica%20n%C2%BA%20222_SGT_Aneel_202111.pdf. Acesso em: 27 jun. 2022.

ANEEL. **Procedimento de Regulação Tarifária. Submódulo 5.3: Programa de Incentivo às Fontes Alternativas De Energia Elétrica - PROINFA**, Brasília, DF, v. 1.0 C, 01 mar. 2022g. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20221003_Proret_Submod_5_3_V1_0C.pdf. Acesso em: 27 jun. 2022.

ANEEL. **Procedimento de Regulação Tarifária. Submódulo 7.1: Procedimentos Gerais**, Brasília, DF, v. 2.5 C, 01 mar. 2022f. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20221003_Proret_Submod_7_1_V2_5C.pdf. Acesso em: 27 jun. 2022.

ANEEL. **Procedimento de Regulação Tarifária. Submódulo 8.1: Revisão Tarifária Periódica**, Brasília, DF, v. 2.1 C, 01 mar. 2022d. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20221003_Proret_Submod_8_1_V2_1C.pdf. Acesso em: 27 jun. 2022.

ANEEL. **Procedimento de Regulação Tarifária. Submódulo 8.2: Reajuste Tarifário Anual**, Brasília, DF, v. 2.0 C, 01 mar. 2022c. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20221003_Proret_Submod_8_2_V2_0C.pdf. Acesso em: 27 jun. 2022.

ANEEL. **Procedimento de Regulação Tarifária. Submódulo 8.5: Subvenção Para Cooperativas Com Reduzida Densidade de Carga**, Brasília, DF, v. 1.0 C, 01 mar. 2022e. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20221003_Proret_Submod_8_5_V1_0C.pdf. Acesso em: 04 mar. 2022.

ANEEL. **Procedimento de Regulação Tarifária. Submódulo 11.1: Distribuidoras com Mercado Próprio Inferior a 700 GWh/ano**, Brasília, DF, v. 5C, 01 mar. 2022b. Disponível em:

https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20221003_Proret_Submod_11_1_V1_5C.pdf. Acesso em: 04 mar. 2022.

ANEEL. Procedimento de Regulação Tarifária. Submódulo 11.2: Alocação de Cotas de Garantia Física das Usinas Enquadradas na Lei nº 12.783/2013, Brasília, DF, v. 1.0 C, 01 mar. 2022h. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20221003_proret_submod_11_2_V1_0C.pdf. Acesso em: 27 jun. 2022.

ANEEL. Procedimento de Regulação Tarifária. Submódulo 12.6: Cotas-parte de Angra 1 e 2 e Itaipu, Brasília, DF, v. 1.1 C, 01 mar. 2022i. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20221003_Proret_Submod_12_6_V1_1C.pdf. Acesso em: 27 jun. 2022.

ANEEL. Regulação dos Serviços de Distribuição. 2018. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/regulacao-da-distribuicao/-/asset_publisher/nHNpDfkNeRpN/content/regulacao-dos-servicos-de-distribuicao/656827. Acesso em: 04 fev. 2022.

ANEEL. Resolução Homologatória nº 2.587, de 23 de julho de 2019. Homologa as Receitas Anuais de Geração das usinas hidrelétricas em regime de cotas nos termos da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, e dá outras providências, Brasília, DF, 23 jul. 2019e. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20192587ti.pdf>. Acesso em: 26 maio. 2022.

ANEEL. Resolução Homologatória nº 2.593, de 20 de agosto de 2019. Homologa o resultado do Reajuste Tarifário Anual de 2019, as Tarifas de Energia – TE e as Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD referentes à Celesc Distribuição S.A. - Celesc-DIS, e dá outras Providências., Brasília, DF, 20 ago. 2019b. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20192593ti.pdf>. Acesso em: 26 maio. 2022.

ANEEL. Resolução Homologatória nº 2.614, de 24 de setembro de 2019. Homologa o resultado do Reajuste Tarifário Anual de 2019, as Tarifas de Energia – TE e as Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD referentes à Cooperativa de Eletrificação de Braço do Norte - Cerbranorte, e dá outras providências., Brasília, DF, 24 set. 2019c. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20192614ti.pdf>. Acesso em: 26 maio. 2022.

ANEEL. Resolução Homologatória nº 2.653, de 17 de dezembro de 2019. Estabelece, para o ano de 2020, as quotas de custeio e as de energia elétrica referentes ao Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA. Brasília, DF, 17 dez. 2019d. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20192587ti.pdf>. Acesso em: 26 maio. 2022.

ANEEL. Resolução Homologatória nº 2.661, de 17 de dezembro de 2019. Estabelece a Receita Fixa e a Tarifa relativa à geração de energia elétrica das Centrais de Geração Nucleoelétricas Angra 1 e 2 para o ano de 2020., Brasília, DF, 17 dez. 2019f. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20192661ti.pdf>. Acesso em: 26 maio. 2022.

ANEEL. **Resolução Normativa nº 167, de 10 de outubro de 2005.** Estabelece as condições para a comercialização de energia proveniente de Geração Distribuída., Brasília, DF, 10 out. 2005. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/bren2005167.pdf>. Acesso em: 8 nov. 2021.

ANEEL. **Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012.** Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências, Brasília, DF, 17 abr. 2012. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. Acesso em: 15 jan. 2022.

ANEEL. **Resolução Normativa nº 607, de 18 de março de 2014.** Altera os Submódulos 7.1, 7.2, 7.3 e 8.3, aprova o Submódulo 11.1 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET e dá outras providências, Brasília, DF, 18 mar. 2014. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2014607.pdf>. Acesso em: 15 jan. 2022.

ANEEL. **Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015.** Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST., Brasília, DF, 24 nov. 2015. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>. Acesso em: 15 jan. 2022.

ANEEL. **Resolução Normativa nº 786, de 17 de outubro de 2017(*).** Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012., Brasília, DF, 17 out. 2017(*). Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2017786.pdf>. Acesso em: 15 jan. 2022.

ANEEL. **Resolução Normativa nº 1.009, de 22 de março de 2022.** Estabelece as regras atinentes à contratação de energia pelos agentes nos ambientes de contratação regulado e livre., Brasília, DF, 22 mar. 2022a. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20221009.pdf>. Acesso em: 27 jun. 2022.

BANCO CENTRAL DO BRASIL. **Focus:** Relatório de Mercado, Brasília, DF, 2020.

BRASIL. **Decreto nº 5.163 de 30 de junho de 2004.** Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências., Brasília, DF, 30 jun. 2004a. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Decreto/D5163compilado.htm. Acesso em: 22 nov. 2021.

BRASIL. **Decreto nº 5.177 de 12 de agosto de 2004.** Regulamenta os arts. 4º e 5º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, e dispõe sobre a organização, as atribuições e o funcionamento da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE., Brasília, DF, 12 ago. 2004b. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5177.htm. Acesso em: 22 nov. 2021.

BRASIL. **Decreto nº 5.287 de 26 de novembro de 2004.** Altera dispositivos dos Decretos nos 62.724, de 17 de maio de 1968, que estabelece normas gerais de tarifação para empresas concessionárias de serviços públicos de energia elétrica, e

4.550, de 27 de dezembro de 2002, que regulamenta a comercialização de energia elétrica gerada pela Eletrobrás Termonuclear S.A. - ELETRONUCLEAR e por ITAIPU Binacional, e dá outras providências., Brasília, DF, 26 nov. 2004d. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5287.htm. Acesso em: 04 fev. 2022.

BRASIL. **Decreto nº 6.353 de 16 de janeiro de 2008.** Regulamenta a contratação de energia de reserva de que trata o § 3o do art. 3o e o art. 3o-A da Lei no 10.848, de 15 de março de 2004, altera o art. 44 do Decreto no 5.163, de 30 de junho de 2004, e o art. 2o do Decreto no 5.177, de 12 de agosto de 2004, e dá outras providências, Brasília, DF, 16 jan. 2008. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2008/decreto/d6353.htm. Acesso em: 02 fev. 2022.

BRASIL. **Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995.** Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no art. 175 da Constituição Federal, e dá outras providências., Brasília, DF, 13 fev. 1995. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l8987cons.htm. Acesso em: 05 fev. 2022.

BRASIL. **Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996.** Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências. Brasília, DF, 26 out. 1996. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9427cons.htm. Acesso em: 27 nov. 2021.

BRASIL. **Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004.** Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis nºs 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências., Brasília, DF, 15 mar. 2004c. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/l10.848.htm. Acesso em: 22 nov. 2021.

BRASIL. **Lei nº 12.111, de 09 de dezembro de 2009.** Dispõe sobre os serviços de energia elétrica nos Sistemas Isolados; altera as Leis nºs 9.991, de 24 de julho de 2000, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e 10.848, de 15 de março de 2004; revoga dispositivos das Leis nºs 8.631, de 4 de março de 1993, 9.648, de 27 de maio de 1998, e 10.833, de 29 de dezembro de 2003; e dá outras providências, Brasília, DF, 09 dez. 2009. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2009/lei/l12111.htm. Acesso em: 27 nov. 2021.

BRASIL. **Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013.** Dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais e sobre a modicidade tarifária; altera as Leis nºs 10.438, de 26 de abril de 2002, 12.111, de 9 de dezembro de 2009, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e 10.848, de 15 de março de 2004; revoga dispositivo da Lei nº 8.631, de 4 de março de 1993; e dá outras providências, Brasília, DF, 11 jan. 2013. Disponível em:

http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2013/lei/l12783.htm. Acesso em: 04 fev. 2022.

BRASIL. **Lei nº 13.360, de 17 de novembro de 2016.** Altera a Lei nº 5.655, de 20 de maio de 1971, a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, a Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, a Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009, a Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, a Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, a Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989, a Lei nº 9.491, de 9 de setembro de 1997, a Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, a Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, a Lei nº 11.488, de 15 de junho de 2007, a Lei nº 12.767, de 27 de dezembro de 2012, a Lei nº 13.334, de 13 de setembro de 2016, a Lei nº 13.169, de 6 de outubro de 2015, a Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009, e a Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015; e dá outras providências. Brasília, DF, 17 nov. 2016. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2015-2018/2016/Lei/L13360.htm. Acesso em: 30 jan. 2022.

CAMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Regras de Comercialização:** Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits - MCSD, Brasília, DF, v. 5, 2022.

CERBRANORTE. **Região de Atuação.** 2020. Disponível em: <https://cerbranorte.org/regiao-de-atuacao/>. Acesso em: 25 jul. 2022.

INSTITUTO ACENDE BRASIL. **Leilões no Setor Elétrico Brasileiro: Análises e Recomendações.** White Paper 7, São Paulo, ed. 7, 2012a.

INSTITUTO ACENDE BRASIL. **INDEXAÇÃO DE CONTRATOS DO SETOR ELÉTRICO E INFLAÇÃO.** White Paper 9, São Paulo, ed. 9, 2012b.

ONS. **O Sistema em Números.** 2021. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>. Acesso em: 25 nov. 2021.

ONS. **Previsão de carga para o Planejamento Anual da Operação Energética ciclo 2019 (2019-2023)1ª Revisão Quadrimestral de 2019.** 2019. Viagem Santa Catarina. **Mapa de Santa Catarina.** 2019. Disponível em: <https://viagensantacatarina.com/mapa-de-santa-catarina/>. Acesso em: 25 jul. 2022.