



**UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CENTRO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

KAROL DAMASCENO CYSNE

**MICRORREDE INTELIGENTE: UM DESAFIO PARA O SETOR REGULATÓRIO
BRASILEIRO**

FORTALEZA

2018

KAROL DAMASCENO CYSNE

MICRORREDE INTELIGENTE: UM DESAFIO PARA O SETOR REGULATÓRIO
BRASILEIRO

Trabalho Final de Curso apresentado ao Departamento de Energia Elétrica da Universidade Federal do Ceará como parte dos requisitos para a obtenção da Graduação em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Paulo Cesar Marques de Carvalho.

FORTALEZA

2018

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal do Ceará
Biblioteca Universitária
Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

C998m Cysne, Karol Damasceno.
Microrrede inteligente : um desafio para o setor regulatório brasileiro / Karol Damasceno Cysne. – 2018.
96 f. : il. color.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia,
Curso de Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2018.
Orientação: Prof. Dr. Paulo Cesar Marques de Carvalho.

1. Microrredes Inteligentes. 2. Regulação. 3. Geração Distribuída. I. Título.

CDD 621.3

KAROL DAMASCENO CYSNE

MICRORREDE INTELIGENTE: UM DESAFIO PARA O SETOR REGULATÓRIO
BRASILEIRO

Trabalho Final de Curso submetido à
Universidade Federal do Ceará como parte dos
requisitos para obtenção do título de graduada
em Engenharia Elétrica.

Aprovada em ____/____/____.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Paulo Cesar Marques de Carvalho (Orientador)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. Raimundo Furtado Sampaio
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Eng. Obed Leite Vieira
Universidade Federal do Ceará (UFC)

A Deus.

Aos meus pais, Humberto e Liana.

Aos meus familiares.

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar, agradeço a Deus, por nunca ter me abandonado na caminhada da vida, por me dá sabedoria para atravessar barreiras que pareciam impenetráveis, por me ensinar àquilo que meu cérebro não conseguia aprender, por me fortalecer contra os exércitos do mal, por me oferecer a saúde física e mental diante das dificuldades, por me oferecer a amizade mais sincera, por me trazer a paz mesmo quando ela parecia distante, por me amar independente dos meus defeitos e por ter me presenteado com tantos presentes sem me pedir nada em troca.

Agradeço minha mãe por ser minha melhor amiga, por plantar tudo o que há de melhor em mim e regar todos os dias com seu amor para que florescesse assim, um caráter ilibado, uma fortaleza, um equilíbrio, um espírito de Deus, uma réplica da pessoa que mais admiro na vida, Liana.

Ao meu pai agradeço por ser sempre meu porto seguro, por apesar dos meus erros nunca se manter contra mim, por ser presente quando muitos não tem essa oportunidade, por compartilhar experiências, por impor limites quando necessário e por esperar de mim sempre o melhor.

À minha avó agradeço por sempre acreditar que eu era capaz de ir muito além do que eu planejava, por ter me ensinado lições nunca ultrapassadas, por me ensinar o valor de uma família unida nos natais, por quase nunca me dá um não e por ter me dado à oportunidade de ter a melhor avó de todas.

Aos meus familiares, por todo o apoio e incentivo aos meus estudos, em especial, ao Eng. Mario Yves, ao Ramon Monteiro, meus irmãos e ao Fernando Freire, meu avô.

Ao meu orientador Prof. Dr. Paulo Cesar Marques de Carvalho, pela orientação, paciência e todo apoio possível.

Ao membro da banca Prof. Dr. Raimundo Furtado Sampaio pelo estímulo, apoio e orientações acadêmicas.

Ao meu amigo e membro da banca Eng. Obed Vieira Leite, pelos conhecimentos compartilhados e orientações acadêmicas.

Ao Eng. Saulo Campos pelo apoio de dados cedidos e disponibilidade sempre que necessário. E todos aqueles que me ajudaram de alguma forma nessa etapa decisiva.

“Sem instrução, as melhores leis tornam-se inúteis.” (Vincenzo Cuoco).

RESUMO

Neste trabalho será analisado o setor regulatório no sistema elétrico de potência brasileiro ante a um novo modelo de gerenciamento de insumos energéticos chamado de Redes Elétricas Inteligentes. No Brasil, os primeiros projetos físicos desta nova arquitetura começam a aparecer na forma de microrredes inteligentes. Assim, será levado em conta que toda regulação vigente para o ano de 2018 que enquadra as Redes Elétricas Inteligentes brasileiras, também estará enquadrando as microrredes. Para serem discutidos os desafios encontrados em uma abordagem normativa existente, será feito um estudo de caso em um projeto piloto de microrrede inteligente localizado no município do Eusébio/CE. O projeto possui particularidades como a operação em ilha e armazenamento de energia conectado à rede, fazendo deste um bom projeto de estudo. O trabalho começará expondo os principais momentos da história do setor regulatório no Brasil, que influenciaram a legislação atual em 2018. Com isso, fazer-se-á uma apresentação dessa atual regulamentação, abordando os aspectos das redes elétricas inteligentes e da geração distribuída. Dado esse panorama normativo em 2018, as características descritas serão usadas no estudo de caso como uma forma de configurar o projeto de microrrede inteligente de acordo com a legislação brasileira. Por conseguinte, apresentam-se os principais desafios encontrados para um enquadramento normativo na análise de projetos de microrredes inteligentes e similares. Ao fim do trabalho constata-se que a regulação atual é superficial no que concerne a implantação de microrredes inteligentes no sistema elétrico brasileiro e que frente aos desafios pontuados é necessária uma atualização dos textos de lei existentes, bem como uma legislação específica para questões como faturamento, modelos de negócios, modo de operação ilhada e outras. Por fim, também são apresentados alguns modelos de negócios propostos que podem servir de base para trabalhos futuros com aplicações semelhantes.

Palavras-chave: Microrredes Inteligentes. Regulação. Geração Distribuída.

ABSTRACT

This work will analyze the regulatory sector in the Brazilian power system before a new model of management of energy inputs called Intelligent Electric Networks. In Brazil, the first physical projects of this new architecture begin to appear in the form of intelligent micro smart grids. Thus, it will be taken into account that all current regulations for the year 2018 that frames the Brazilian Intelligent Electrical Networks, will also be framed the micro smart grids. In order to discuss the challenges encountered in an existing normative approach, a case study will be carried out in an intelligent micro-pilot pilot project located in the municipality of Eusebio / CE. The project has particularities such as the operation in islanding and storage of energy connected to the network, making this a good study project. The work will begin by exposing the main moments in the history of the regulatory sector in Brazil, which influenced the current legislation in 2018. This will make a presentation of this current regulation, addressing the aspects of intelligent electricity grids and distributed generation. Given this normative outlook in 2018, the characteristics described will be used in the case study as a way of configuring the intelligent micro smart grid project according to the Brazilian legislation. Therefore, the main challenges encountered for a normative framework in the analysis of projects of intelligent micro-grids and the like are presented. At the end of the work it is verified that the current regulation is superficial in what concerns the implantation of intelligent micro smart grid in the Brazilian electrical system and that in front of the punctuated challenges it is necessary an update of the existing law texts, as well as a specific legislation for questions like billing, business models, island mode of operation and others. Finally, we also present some proposed business models that can serve as a basis for future work with similar applications.

Keywords: Micro Smart Grids. Regulation. Distributed Generation.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Área do projeto piloto de microrrede inteligente em estudo.....	19
Figura 2. Principais acontecimentos de 1880-1930.....	24
Figura 3. Principais acontecimentos de 1931-1945.....	28
Figura 4. Principais acontecimentos de 1946-1962.....	32
Figura 5. Principais acontecimentos de 1963-1992.....	36
Figura 6. Mapa do SIN atualizado.....	39
Figura 7. Estrutura organizacional do setor elétrico brasileiro.....	41
Figura 8. Comparação entre as redes elétricas tradicionais e as redes elétricas inteligentes. ..	50
Figura 9. Resumo dos tipos de leilões do ambiente de contratação regulado.	54
Figura 10. Funcionamento do sistema de compensação de energia.....	63
Figura 11. Diagrama geral elétrico e estrutural do projeto de microrrede.	69
Figura 12. Configuração da planta solar conectada ao inversor 1.....	72
Figura 13. Configuração da planta solar conectada ao inversor 2.....	72
Figura 14. Aerogeradores instalados no projeto.....	73
Figura 15. Localização geográfica dos equipamentos de geração na área de lazer.....	74
Figura 16. Conversor back-to-back, a primeira o conversor, a segunda as baterias.	76
Figura 17. Diagrama unifilar de conexão do conversor back-to-back.	76
Figura 18. Localização geográfica dos equipamentos de geração da portaria.	77
Figura 19. Localização geográfica das unidades consumidoras participantes do projeto de microrrede.....	78
Figura 20. Possíveis cenários de operação do projeto microrrede.	80
Figura 21. Localização do religador que conecta a microrrede ao sistema de distribuição da concessionária.....	81

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1. Matrizes elétricas dos anos de 2008 e 2018.	47
Gráfico 2. Quantidade de unidades consumidoras que possuem GD entre 2010 - 2018.	61

LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Principais características regulatórias de 1963 a 1992 (DNAE)	33
Tabela 2. Resumo histórico dos principais fatos e marcos históricos ocorridos no Brasil.....	43
Tabela 3. Projetos pilotos decorrentes da chamada da ANEEL 011/2010.....	57
Tabela 4. Principais definições da resolução 414/2010 para fins normativos.....	58
Tabela 5. Características das cargas elétricas pertencentes a microrrede inteligente.....	70
Tabela 6. Vantagens e desvantagens dos modelos de negócios propostos no projeto de microrrede.....	87

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABRADEE	Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BNDE	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CE	Ceará
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CHESF	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco
CMSE	Cômite de Monitoramento do Sistema Elétrica
Cnaee	Conselho Nacional de Energia Elétrica
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
DNAEE	Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
DNPM	Departamento Nacional da Produção Mineral
Eletronorte	Centrais Elétricas do Norte
Eletrosul	Centrais Elétricas do Sul
ENEL	Ente Nazionale per l'Energia Elettrica
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FFE	Fundo Federal da Eletrificação
FV	Fotovoltaica
GD	Geração Distribuída
IUEE	Imposto Único da Energia Elétrica
MAE	Mercado Atacadista de Energia
MME	Ministério de Minas e Energia
NOS	Operador do Sistema Nacional
P&D+I	Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação
Petrobrás	Petróleo Brasileiro S.A.
PIS	Programa de Integração Social
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
Proinfa	Programa de Fontes Alternativas de Energia
REI	Redes Elétricas Inteligentes
SIN	Sistema Interligado Nacional

LISTA DE SÍMBOLOS

Km	Quilômetros
Hz	Hertz
GW	Gigawatt
MW	Megawatt
%	Por cento
Kw	kilowatt
kWp	kilowatt-pico
TWh	Terawatt-hora
kV	Quilovolt
H	Hora
m/s	Metros por segundo
kVA	Quilovoltampere
V	Volts
S	Segundos

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	17
1.1	OBJETIVOS	19
<i>1.1.1</i>	<i>Objetivos gerais</i>	19
<i>1.1.2</i>	<i>Objetivo específico</i>	19
1.2	ESTRUTURA DO TRABALHO	20
2	HISTÓRIA DA REGULAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA BRASILEIRO	21
2.1	INTRODUÇÃO	21
2.2	1880-1930 AS LIMITAÇÕES E OS AVANÇOS INICIAIS	21
2.3	1931-1945 O DESEMPENHO DO ESTADO	24
2.4	1946-1962 OS INCENTIVOS GOVERNAMENTAIS	28
2.5	1963-1992 A CONSOLIDAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO E SUA CRISE ESTRUTURAL	32
2.6	1993-2010 AS REFORMAS DO SETOR ELÉTRICO	37
2.7	CONSIDERAÇÕES FINAIS	44
3	REGULAÇÃO VIGENTE NO SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA BRASILEIRO: SITUAÇÃO EM 2018	46
3.1	INTRODUÇÃO	46
3.2	ASPECTOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	47
3.3	ASPECTOS DAS REDES INTELIGENTES	49
3.4	PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS DAS REGULAÇÕES VIGENTES	51
<i>3.4.1</i>	<i>Lei N° 10.848/2004 e decreto 5.163/2004</i>	52
<i>3.4.2</i>	<i>Resolução da ANEEL 375/2009</i>	54
<i>3.4.3</i>	<i>Portaria MME 440/2010</i>	55
<i>3.4.4</i>	<i>Chamada ANEEL 011/2010</i>	55
<i>3.4.5</i>	<i>Resolução da ANEEL 414/2010</i>	57
<i>3.4.6</i>	<i>Resolução da ANEEL 502/2012</i>	60
<i>3.4.7</i>	<i>Resoluções da ANEEL 482/2012, 517/2012 e 687/2015</i>	60
<i>3.4.8</i>	<i>Lei N° 13.169/2015</i>	64
3.5	REGULAÇÃO PARA SISTEMAS EM OPERAÇÃO ILHADA	65
3.6	CONSIDERAÇÕES FINAIS	67

4	ESTUDO DE CASO E SUA CONTEXTUALIZAÇÃO NORMATIVA...	68
4.1	INTRODUÇÃO	68
4.2	CARACTERÍSTICAS DAS CARGAS ELÉTRICAS QUE PERTENCEM AO PROJETO MICRORREDE INTELIGENTE	70
4.3	CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS POR ÁREA DO PROJETO DE MICRORREDE INTELIGENTE	71
4.3.1	<i>Área de Lazer</i>	<i>71</i>
4.3.2	<i>Portaria.....</i>	<i>75</i>
4.3.3	<i>Residências prioritárias com e sem sistema de armazenamento.....</i>	<i>77</i>
4.4	CARACTERÍSTICAS OPERACIONAIS DO PROJETO MICRORREDE INTELIGENTE	79
4.4.1	<i>Modos de Operação.....</i>	<i>79</i>
4.4.2	<i>Funcionamento</i>	<i>81</i>
4.5	CONTEXTUALIZAÇÃO NORMATIVA	83
4.5.1	<i>Desafios</i>	<i>83</i>
4.5.2	<i>Adequação da microrrede inteligente a regulação vigente: situação 2018 ...</i>	<i>85</i>
4.6	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	88
5	CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS.....	89
6	BIBLIOGRAFIA.....	92

1 INTRODUÇÃO

Os sistemas elétricos, como são conhecidos hoje, possuem um pouco mais de 120 anos. Diante de sua importância, com as mudanças na economia, na história mundial e os avanços tecnológicos, torna-se cada vez mais importante o conhecimento do setor de regulação no campo da energia elétrica.

Na medida em que se avança na história, são notórias as profundas transformações que o Brasil e mundo sofreram em relação à geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. E como resultado, essas mudanças também foram refletidas na legislação que as cercam.

Por volta de 1876 ainda não se sabia como transmitir a energia elétrica gerada e, por conta disso, não se tinha um modelo regulatório adotado no mundo. Somente no ano de 1880, é que Thomas Alva Edison começou a preconizar o atendimento da demanda, através de instalações de corrente contínua, nas quais os geradores, dínamos, localizavam-se próximos das grandes cidades (Hughes, 1993).

Nos Estados Unidos, na mesma época, havia avanços na utilização de corrente alternada defendida por Nikola Tesla e sustentada George Westinghouse, sob a qual eles propunham a construção de centrais geradoras próximas às fontes primárias, como minas de carvão e água. Destas centrais até os pontos de consumo, a transmissão de energia elétrica deveria ser feita por corrente alternada e por transformadores (Hughes, 1993).

Por quase um século, o setor regulatório evoluiu conforme os sistemas elétricos se adaptavam melhor a alternativa defendida por Nikola Tesla e George Westinghouse. Porém na medida em que as centrais geradoras ficavam cada vez maiores, as distâncias entre estas centrais e os consumidores também crescia, e a potência transmitida se tornava maior.

Em 1980, o grande porte das usinas entrou em choque com as preocupações ambientais seguida do surgimento de crises energéticas e de vazamentos causadores de prejuízos bilionários nas grandes usinas nucleares, tudo impulsionou para que houvesse uma alteração no paradigma da geração centralizada e as leis que a regia (Mendes, 2011).

Neste sentido, visto de que há necessidade de equilíbrio entre eficiência econômica e cuidados ambientais, acredita-se que a descentralização de energia seja uma solução interessante. Surge, portanto, novas arquiteturas para os sistemas elétricos de potência com a possível presença das minigerações e microgerações a partir de fontes alternativas de energia, como a solar, a eólica, a geotérmica, a maremotriz, entre outras (Mendes, 2011).

Logo, aparece também a necessidade de uma reforma regulatória em torno das novas formas de fontes de energia elétrica e das inúmeras e recentes maneiras de como o sistema elétrico de potência pode se organizar.

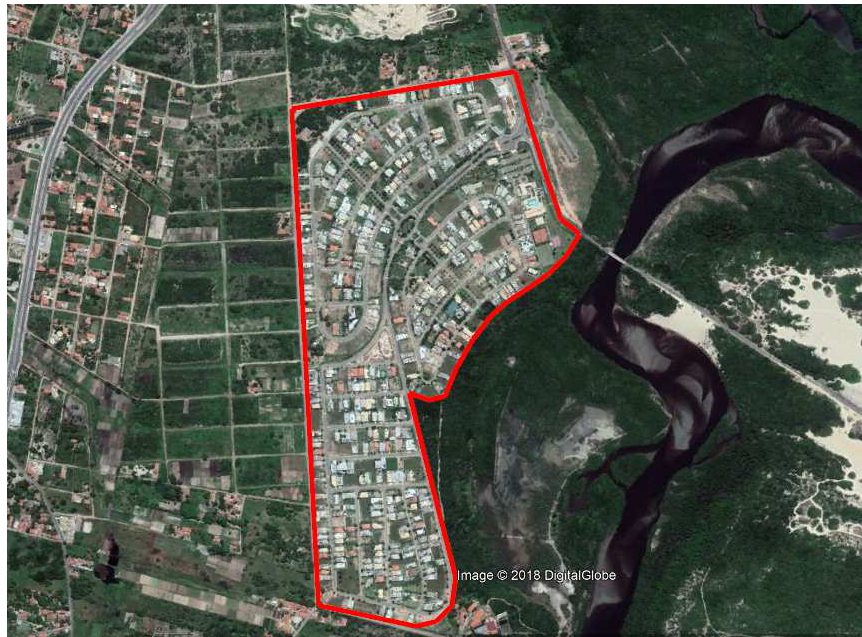
No Brasil, houve um grande avanço regulatório a partir do ano de 2012 devido à publicação da principal norma que regulamenta a geração distribuída no país. Contudo as inovações tecnológicas que estão surgindo introduzem constantemente novas possíveis composições de redes elétricas, criando uma infinidade de combinações, aumentando a complexidade do sistema e criando a carência de novos ajustes na legislação brasileira (Cabello, 2012).

Um novo tipo de arquitetura que vem ganhando espaço é o sistema de redes inteligentes. Embora não haja um conceito bem definido ou consenso sobre sua definição, tem-se que as redes inteligentes contemplam tecnologias de controle, de monitoramento, de armazenamento e de comunicação (Cabello, 2012). No entanto, no Brasil, a regulamentação para implementação dessas não está completa.

Foi entendido para fins deste trabalho, que as microrredes inteligentes são redes inteligentes de pequeno porte, onde utilizam gerações distribuídas para suprir cargas localmente, adaptando sempre que possível a geração à estas cargas elétricas, podendo ou não possuir a capacidade de operação ilhada.

Sob esta perspectiva, este trabalho estuda e aborda os desafios regulatórios em torno de um projeto de microrrede inteligente desenvolvido em escala real, localizado fisicamente no município de Eusébio/CE, mais especificamente em um condomínio residencial particular e que integra gerações distribuídas, armazenamento de energia por meio de baterias, cargas elétricas e a rede de distribuição local sendo assim uma boa opção de estudo. A Figura 1 apresenta a localização física do projeto piloto de microrrede inteligente estudado neste trabalho.

Figura 1. Área do projeto piloto de microrrede inteligente em estudo.



Fonte: Google Earth

1.1 Objetivos

1.1.1 *Objetivos gerais*

Dado o panorama atual do mundo em relação à produção convencional de energia elétrica, às questões ambientais, ao surgimento de novos conceitos e a um crescimento contínuo de demanda energética, o presente trabalho tem como objetivo geral analisar a regulação do setor elétrico brasileiro em torno das redes elétricas inteligentes que começam a ser implementadas, em sua grande maioria, no sistema elétrico brasileiro como microrredes inteligentes.

1.1.2 *Objetivo específico*

Realizar um estudo caso em um projeto piloto de microrrede inteligente implantado em um condomínio residencial particular localizado no município do Eusébio/CE, de maneira a avaliar o possível enquadramento do projeto na regulação vigente do ano de 2018.

1.2 Estrutura do trabalho

No primeiro capítulo é feita uma introdução em torno do assunto abordado neste trabalho, explicando os objetivos e a estrutura do mesmo.

No segundo capítulo é dado um histórico dos principais marcos regulatórios da eletricidade brasileira e dos principais fatos políticos e econômico que influenciaram a base para o desenvolvimento da regulação que está em vigor.

No terceiro capítulo é dito como a situação regulatória brasileira vigente se encontra em relação à geração distribuída com fontes alternativas de produção de energia elétrica e principalmente à implementação de redes elétricas inteligentes no sistema elétrico de potência brasileiro e seus aspectos.

No quarto capítulo é apresentado o detalhamento do projeto piloto de microrrede inteligente que este trabalho adota para fazer um estudo de caso frente aos desafios regulatórios enfrentados por este e algumas possíveis soluções.

No quinto capítulo e último, são apresentadas as conclusões deste trabalho e propostas para trabalhos futuros.

2 HISTÓRIA DA REGULAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA BRASILEIRO

2.1 Introdução

Para que haja um maior entendimento da regulação vigente no ano de 2018, é importante que seja feito uma retrospectiva dos principais marcos históricos, econômicos e políticos ocorridos no Brasil e que são responsáveis por fundamentar o setor regulatório atual.

2.2 1880-1930 As limitações e os avanços iniciais

No início o sistema elétrico brasileiro servia apenas para municípios locais, a geração era próxima aos centros urbanos e alimentava diretamente unidades de serviço doméstico, serviço agrícola, transportes e outros serviços urbanos primários.

Até a constituição do império no Brasil, as poucas normas existentes no país se resumiam a serem convenientes com a exploração ambientalmente não sustentável, estimulando a ação de macropredadores que só visavam assegurar interesses econômicos de Portugal.

A primeira usina hidrelétrica do país foi construída no final do período do império brasileiro em 1883. O empreendimento entrou em operação no Ribeirão do Inferno, na cidade de Diamantina em Minas Gerais. A energia produzida era utilizada para mineração de diamantes da região e já contava com uma linha de transmissão de 2 km (CEMIG, 2006). Até o momento não existia uma constituição puramente brasileira e não havia referências à tutela de recursos naturais, nem tão pouco dos recursos hídricos do país.

Cinco anos depois, mesmo com a queda da monarquia, o direito comum de posse e propriedade dos recursos e riquezas do subsolo, inclusive a água, dada ao proprietário da terra ainda era vigente. De acordo com a Constituição do Império onde estatuiu que o patrimônio privado poderia ser previamente indenizado se o bem público necessitasse do seu uso ou emprego.

Sendo assim, a partir de uma iniciativa pública e privada, foi criada a hidrelétrica de grande porte brasileira, Marmelos Zero, sendo inaugurada em 1889 com 250 kW de potência instalada. A usina gerava energia elétrica para uma fábrica de tecidos e para

iluminação pública da cidade de Juiz de Fora em Minas Gerais, esta foi a pioneira em toda América Latina em fornecer energia elétrica para um fim público e particular (CEMIG, 2006).

Dois anos após a implantação da república, a constituição de 1891 tornou um país composto por estados, mantendo e permitindo o entendimento de que as jazidas, as quedas d'água, os recursos hídricos em geral eram acessórios à propriedade da terra, o que deu continuidade dando amplos poderes aos municípios de negociarem com suas respectivas empresas concessionárias (Gomes, 2008).

O serviço de eletricidade no país era todo feito através dos contratos de concessão pública, que se trata de um contrato entre a administração pública vigente e uma empresa privada, neste caso os estados executavam um serviço elétrico público por sua conta e risco mediante tarifas pagas pelos usuários e permissão federal (Pietro, 2006).

Os primeiros contratos tinham prazos bastante longos, atingindo até 80 ou 90 anos. Os estados alegavam como motivo o elevado vulto de investimentos necessários, o extenso período de amortização e o caráter inovador da tecnologia importada necessária a ser aplicada da geração à distribuição de energia elétrica (Corrêa, 2005).

Até a primeira década do século XX, o país era um conjunto de pequenas geradoras espalhadas pelo território nacional, somente com o desenvolvimento das cidades do Rio de Janeiro e São Paulo é que ocorreram investimentos estrangeiros para instalações de companhias de energia elétrica.

As perspectivas para expansão das empresas de energia elétrica eram bastante promissoras desde a abertura nacional para empresas estrangeiras até a adoção da chamada “Cláusula de Ouro” para fixação das tarifas. Esta cláusula permitia o pagamento feito metade em papel moeda e metade em ouro, ao câmbio médio do mês de consumo, facilitando o pronto reajuste do preço dos serviços segundo as variações do câmbio (Corrêa, 2005).

Como resultado, a empresa Light chega ao Brasil em 1899, assim como também o grupo Amforp. Ambas adquiriram de forma rápida e fácil as empresas nacionais, tanto por causa da cláusula de ouro, que permitia as concessionárias corrigir suas tarifas pela depreciação da moeda. Bem como, pelos empresários brasileiros que estavam desesperados para vender, já que não possuíam capital para se expandir.

As duas não entraram em disputa, pois as empresas almejavam uma tácita divisão de mercado. As chegadas dos grupos provocaram um intenso processo de fusão de empresas de energia elétrica. A Light assumiu o eixo Rio - São Paulo, enquanto que a Amforp se

concentrou somente nas atividades do interior das mesmas, já que eram as principais cidades do país (Gomes, 2008).

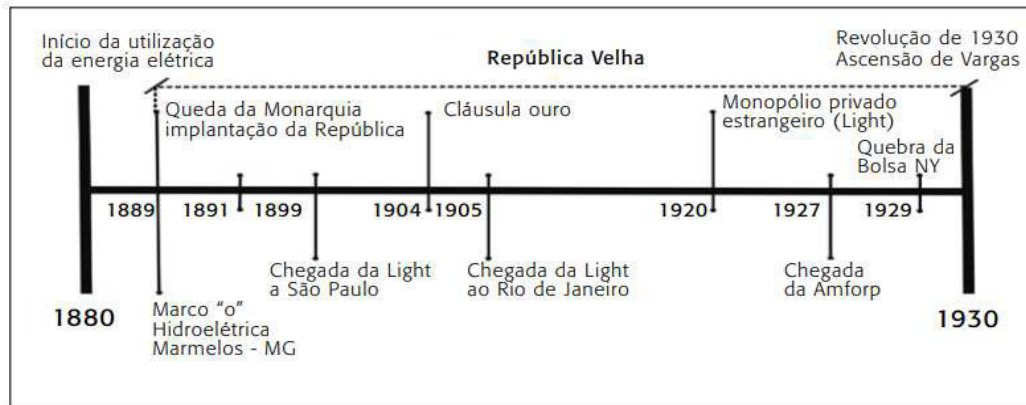
Ainda nas primeiras décadas do século XX, surgem às primeiras iniciativas em relação à implantação de uma legislação específica para atividades vinculadas ao setor elétrico em órbita federal. Surge então o considerado primeiro texto de lei brasileira sobre energia elétrica que autoriza o governo federal a promover administrativamente ou mediante concessão, o aproveitamento da força hidráulica para transformação de energia elétrica aplicada a serviços federais, facultando o emprego do excedente na lavoura e na indústria (Lei Nº 1.145, 1903).

Enquanto que a Lei Nº 1.145/1903 autorizava o governo federal de utilizar a força hidráulica para transformação de energia elétrica aplicada a serviços federais, foi no decreto de 5.407 de 1904 que veio a regulamentação básica para os contratos de concessão aplicados a esse aproveitamento dos recursos hídricos para fins públicos. Cabe destacar, que a partir deste decreto, somente o governo da União passaria a poder fazer concessões de utilização dos recursos hídricos dos rios federais (Decreto nº 5.407, 1904). Porém o alcance deste decreto se resumia apenas em serviços federais, não tendo força sobre as leis estaduais e municipais.

Em 1907, foi organizado o primeiro projeto do Código das Águas ensejando questões relacionadas à caracterização das águas públicas e particulares. O projeto teve uma longa tramitação na câmara dos deputados, passando quase quinze anos sem ser incluído nas pautas de debates. Apenas com as crises hídricas sofridas por São Paulo em 1925, é que a contestação em relação à atuação das concessionárias estimulou uma pressão para o andamento da discussão, porém sem muitos avanços.

Até 1930, o país avançou substancialmente na criação de usinas hidrelétricas espalhadas pelo país, com destaque para usina de Fontes Velha, devido sua capacidade instalada inicial de 12MW e um aumento posterior que resultou em uma capacidade de 49MW, portanto foi considerada uma das maiores da época (Silva, 2008). Porém em relação à regulamentação do setor elétrico no país poucos foram os progressos. A Figura 2 mostra na linha do tempo o resumo dos principais acontecimentos entre o período dos anos 1880 a 1930.

Figura 2. Principais acontecimentos de 1880-1930.



Fonte: (Gomes, 2008)

2.3 1931-1945 O desempenho do Estado

Com a Crise de 1929 nos Estados Unidos que provocou a queda da Bolsa de Valores de Nova York, os países estrangeiros diminuiram muito a importação do café, como consequência, seu preço caiu drasticamente. Devido a economia fragilizada as oligarquias regionais foram derrotadas e conduziram Getúlio Vargas ao poder. O governo de Vargas modificou o papel do Estado no âmbito Nacional, que passava a ter um empenho geral acima dos interesses regionais.

Diferentemente do novo papel do Estado, a eletricidade brasileira, as usinas e as companhias de energia elétrica ainda estavam vinculadas às regiões de atividade industrial intensa, o que ocasionava problemas de suprimento em nível nacional, já que as regiões mais distantes desses polos industriais não conseguiam ter recursos econômicos e tecnológicos suficientes para instalação elétrica (Silva, 2008).

Pensando em sanar tais problemas nacionais, pela primeira vez, a liderança federal começou a promulgar decretos a fim de regularizar o setor elétrico no Brasil. Em 1931, antes da Carta Constitucional do governo Vargas, o presidente decretou que todos os atos de alienação e oneração de cursos perenes e quedas d'águas que produzissem energia hidráulica fossem proibidas (Decreto nº 20.395, 1931), de forma que apenas os proprietários e herdeiros poderiam utilizar do aproveitamento da energia referida, ou seja, retirou toda competência dos municípios para exploração de energia hidráulica com o objetivo de evitar operações de transferências que viessem a dificultar a aplicação de uma nova legislação sobre as águas e energia elétrica.

Ademais, o governo provisório de Getúlio extinguiu a Cláusula de Ouro que era utilizada para fixação de tarifas de energia elétrica, causando impacto especial sobre os negócios desenvolvidos pela Light; e criou a diretoria das águas, uma comissão de estudos de forças hidráulicas, com o objetivo de estudar o potencial hidráulico e a qualidade das águas no país.

Além das questões de suprimento nacional, o governo ainda enfrentou pressão do aumento excessivo da demanda energética nas capitais onde se encontravam os grandes polos industriais e da insatisfação pública com as concessionárias de energia (Corrêa, 2005).

Foi então que em 1934, o primeiro marco regulatório do setor elétrico surgiu. O Código de Águas, que diferentemente do seu primeiro projeto em 1907, incluía um capítulo inteiro sobre a regulamentação do aproveitamento das forças hidráulicas.

Inspirado pela doutrina norte-americana sobre a matéria, o texto estabelecia propósitos nacionalistas e uma centralização administrativa, dissociando a propriedade do solo da propriedade das quedas d'águas e de outras fontes de energia hidráulica. Ainda oficializava que todos os recursos hídricos do país seriam incorporados como patrimônio da união, assim, mesmo em caso de propriedade privada, o aproveitamento industrial ficava vinculado à outorga de concessão ou autorização do Ministério da Agricultura, que três meses antes havia incorporado à Diretoria de Águas, passando a ser denominada de Serviços das Águas, por meio da criação do Departamento Nacional de Produção Mineral (DNPM), o qual tinha as atribuições originais de estudar as águas o país mais as de fiscalizar e controlar a energia elétrica (Decreto nº 24.643, 1934).

Após a publicação do decreto, a estrutura tarifária passaria a ter uma revisão trienal e sob a forma de serviço pelo custo, limitando um lucro máximo de 10% sobre o capital investido, que considerava as despesas com serviços de exploração, de reservas de depreciação e a remuneração do capital, a ser avaliado pelo custo histórico do investimento (Corrêa, 2005).

O Código das Águas assegurou o poder público à possibilidade de controlar rigorosamente as concessionárias de energia elétrica, impedindo que empresas estrangeiras se tornassem distribuidoras, ressaltando os direitos adquiridos por aquelas já instaladas no país. O texto afirmava que os recursos hídricos do país eram essenciais à defesa econômica e militar brasileira e assim as autorizações e concessões eram dadas apenas a brasileiros ou empresas organizadas no Brasil.

Apesar do Código das Águas ter sido um marco regulatório da história do setor elétrico no Brasil, grandes foram as dificuldades enfrentadas para sua aplicação ser efetivada devido o impacto direto que o código teria nas políticas de expansão das empresas estrangeiras que detinham grande poder no setor elétrico do Brasil. Com destaque para a organização do Conselho Federal de Forças Hidráulicas e Energia Elétrica, previsto nas disposições gerais do projeto como sendo o órgão de regulamentação do setor na qual confrontava com os interesses econômicos da Light e Amforp.

De acordo com o código o conselho era supraministerial, ou seja, deveria ter um alcance mais elevado na administração federal com sua vinculação direta com a presidência da República (Corrêa, 2005). Dentre as obrigações previstas para o Conselho Federal de Forças Hidráulicas e Energia Elétrica estava o exame das questões relativas ao aproveitamento hidráulico do país, os estudos pertinentes à indústria de energia elétrica e sua exploração e a resolução de questões entre a administração, contratantes de serviço público e consumidores (Decreto nº 24.643, 1934).

Na constituição de 1937, foi mantida a política naciolista devido o Regime Ditatorial em que se encontrava o país, como resultado o texto divulgava uma proibição total da outorga de concessões de aproveitamento hidráulico a empresas estrangeiras, enquanto que a carta constitucional de 1934 ainda se permitia essas concessões para empresas organizadas no Brasil.

Com a intensificação da Segunda Revolução Industrial acontecendo no país devido uma política patrocinadora de indústrias nacionais, houve um período de ritmo acelerado nos polos urbanos industriais, em especial na região sul e sudeste. Na região nordeste, no entanto, era enfrentado períodos seguidos de secas extremas o que impulsionou o êxodo rural crescente dessas pessoas para as regiões de grande avanço industrial, havendo assim, uma eclosão de crises de suprimento energético em várias regiões do Brasil (Silva, 2008).

Na mesma época o mundo vivia um período extremamente tenso devido a Segunda Guerra Mundial o que criava problemas de importação de equipamentos estrangeiros para o Brasil. Sem conseguir implantar uma nova regulamentação, sem ter capital estatal ou privado para atender à demanda de energia do país e com a Segunda Guerra Mundial, o governo federal decide criar o Conselho Nacional de Energia Elétrica (CNAEE), responsável por tudo referente ao setor elétrico brasileiro (Silva, 2008).

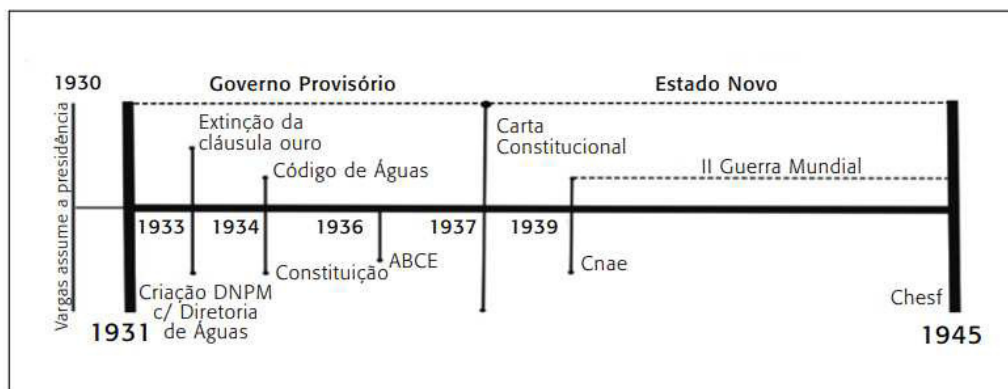
O CNAEE foi encarregado de elaborar uma política de energia elétrica do governo federal, examinando questões relativas aos recursos hídricos nacionais, regulamentando o Código das Águas, estudando possíveis interligações de usinas hidrelétricas, atuando sobre propostas de possíveis criações de impostos federais, entre outros (Lei Nº 1.285, 1939).

Durante quase todo o período de 1930 a 1945, os investimentos externos ficaram estagnados, as empresas Light e Amforp frearam intensamente sua própria política de expansão. O desinteresse permanente persistiu ainda mais por causa do regime autoritário brasileiro, piorando ainda mais o abastecimento de energia elétrica em todo território nacional.

Enquanto o mundo assistia a Segunda Guerra Mundial e o Brasil se desdobrava em um sistema político autoritário, o Nordeste brasileiro enfrentava uma das piores secas já presenciadas. A falta das precipitações no equinócio de Março de 1942 causou quase um pânico na população que migrava desesperadamente para a cidade de Fortaleza e grandes cidades esgotando as reservas de abastecimento da população local. Muitos prefeitos mandavam telegramas para o governo federal relatando a situação em seus municípios e sob esse panorama de situação crítica o governo Vargas decide criar através do Decreto nº 8.031 em 1945, a Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (CHESF) que tinha por finalidade realizar o aproveitamento do potencial energético da cachoeira de Paulo Afonso, no rio São Francisco. Além do propósito de dar uma possível solução para a crise energética instalada no país, a companhia ainda criava empregos e movimentava a economia da região nordeste tão fragilizada (Neves, 2001).

A criação da CHESF marca o final das intervenções diretas do regime autoritário de Getúlio Vargas no setor elétrico, já que poucos meses depois, os regimes autoritários ao redor do mundo viriam a terminar junto com a Segunda Guerra Mundial. A Figura 3Figura 2 mostra na linha do tempo o resumo dos principais acontecimentos entre o período dos anos 1931 a 1945.

Figura 3. Principais acontecimentos de 1931-1945.



Fonte: (Gomes, 2008)

2.4 1946-1962 Os incentivos Governamentais

Uma nova ordem democrática no mundo ocidental se iniciou ao final da Segunda Guerra Mundial, que no Brasil foi marcada pelo término do regime ditatorial de Vargas e a realização de eleições presidenciais, vencidas por Dutra. Durante seu governo não houve muitos registros significativos de mudanças no setor elétrico, porém em 1948, foi iniciada de fato a construção da CHESF e criada a primeira Comissão do Vale do São Francisco com o objetivo de elaborar, coordenar e programar um plano para o aproveitamento hidráulico do Vale do São Francisco (Lei Nº 541, 1948).

Em 1951, Getúlio Vargas volta ao poder e tem como objetivo principal reerguer a economia brasileira por meio da criação de uma comissão mista entre os Estados Unidos e o Brasil. Esta comissão avalizava os problemas que dificultavam o desenvolvimento econômico do país, criando programas concretos de investimento e servia de elo entre bancos internacionais. Os programas atuavam diretamente na produção de energia, nos sistemas de transporte pesado e na produção de combustíveis, considerados por eles capazes de modificar o ritmo do progresso econômico. Foram contemplados assim, os projetos da Comissão Estadual de Energia Elétrica, Centrais Elétricas de Minas Gerais e as Usinas Elétricas de Parapanema (Gomes, 2008).

Os recursos de moeda nacional seriam proporcionados pelo Programa de Reparcelamento Econômico. O programa geraria fontes internas de financiamento, com retornos mediante uma alíquota adicional sobre o imposto de renda, para projetos que abrangessem investimentos nos setores de base, transporte e energia. Vale ressaltar que o

plano previa a exploração de novas fontes de energia elétrica, porém sem muito avanço neste segmento (Landi, 2006).

Como consequência desse programa, foi criado, em 1952, o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico (BNDE), este se tornou a entidade nacional de financiamento e ainda elaborava e discutia projetos setoriais do programa (Lei Nº 1.628, 1952).

No entanto, a comissão entre o Brasil e os Estados Unidos durou apenas três anos, a comissão concluiu em suas avaliações que as crises sistemáticas de fornecimento de energia brasileiro, tinha como motivo o acelerado processo de urbanização, o rápido crescimento industrial e a falta de uma diversificação de matriz energética, predominando apenas petróleo e eletricidade. Ou seja, a demanda crescia em proporções que não se conseguia haver incentivos pra garantir o investimento necessário à aplicação de serviços públicos de qualidade (Landi, 2006).

Como resultado, a comissão defendia saídas econômicas muito semelhantes às saídas mostradas pelas instituições bancárias internacionais, como FMI, o que para o Brasil não seria muito vantajoso. E o Brasil, contudo, instituiu monopólio estatal do petróleo criando a Petrobrás, o que para os Estados Unidos não era vantajoso e assim o governo norte americano suspendeu todas as atividades (Landi, 2006).

Após o fim da comissão mista, o Brasil ainda apresentava problemas com o setor elétrico em nível nacional e apresentava uma dívida exterior alta. Permanecia a grande dificuldade em estabelecer um ambiente favorável, através de aparatos institucionais e regulatórios que criassem condições seguras para remunerar adequadamente investimentos privados e que garantissem a toda sociedade um serviço público viável (Hughes, 1993).

Tentando equacionar o impasse da dívida externa, o governo propõe um projeto de lei que tinha a finalidade de regulamentar o Imposto Único da Energia Elétrica (IUEE) e o Fundo Federal da Eletrificação (FFE).

Somente após a morte do presidente Vargas em 1954, a Lei Nº 2.308 do mesmo ano, estabelece que o IUEE fosse cobrado pela União e destinava que o FFE não seria apenas para financiar investimentos no setor elétrico, mas também para o desenvolvimento da indústria de material elétrico. No novo governo o BNDE se tornou o receptor legal de toda arrecadação, além de gerenciar o FFE e atuar como o banco fomentador dos investimentos setoriais em relação às concessionárias (Landi, 2006).

Ficou evidente que durante todo o período de Vargas no poder, há uma grande preocupação governamental em relação ao desenvolvimento do setor elétrico e a extinção de

crises energéticas no país. Ainda no governo dele foi vislumbrada a criação da Eletrobrás, como agente ativo em relação a uma ou mais empresas do setor elétrico detendo o controle administrativo e políticos dessas empresas através de uma participação acionária majoritária. Assim o governo poderia articular melhor as possibilidades de ampliação em nível federal, porém sofreu severa rejeição por parte das concessionárias estrangeiras.

Até 1956, Brasil passa por um intenso e conturbado período na política do país, somente com a entrada do presidente Juscelino Kubitschek é que o setor elétrico começa de novo a se expandir.

Com a promulgação do plano de metas, o então presidente Juscelino Kubitschek deixa evidente que o país passaria por um crescimento econômico bem acelerado com prioridade emergencial em projetos elétricos. O programa contemplava principalmente as áreas de infraestrutura, ou seja, energia e transporte.

Enquanto isso, o Sudeste enfrentava uma crise de abastecimento energético que só piorava com o tempo, então, para que se evitasse um colapso do sistema, veio a necessidade da criação da Usina Hidrelétrica de Furnas em 1957 com um potencial elétrico dimensionado em 1200MW (CEMIG, 2006). Em uma época na qual os estados ainda manifestavam apenas interesses individuais, a usina enfrentou grandes desafios, tanto de uma formação estrutural administrativa, como também para sua construção, pois seria necessária uma grande desocupação populacional, além de perdas de terras cultiváveis. Porém, esses problemas foram vencidos pelo fato de que Furnas representaria uma produção de mais de um terço de toda energia gerada no país. Até 1963, o país observou inúmeras companhias elétricas sendo fundadas, outras reorganizadas e algumas usinas sendo construídas, incluindo Furnas. Vale destacar ainda, a criação das Centrais Elétricas Brasileiras (Eletrobrás) e o Ministério de Minas e Energia (MME).

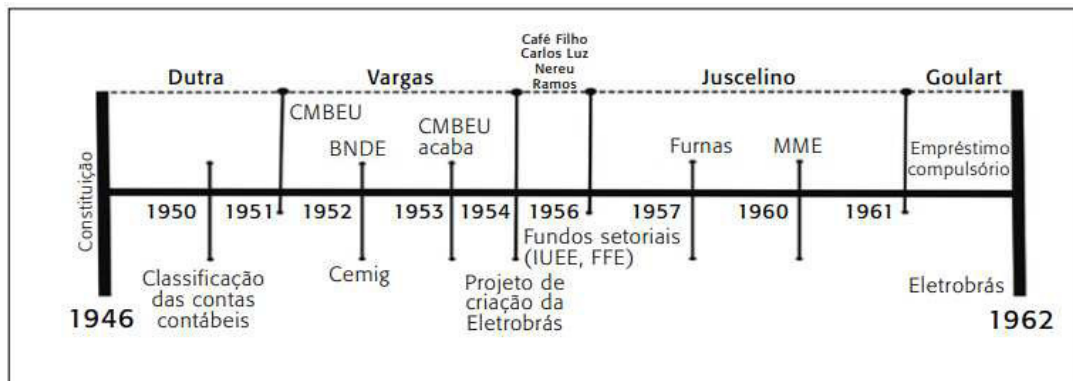
Até 1960, os assuntos de minas e energia eram de competência do Ministério da Agricultura, a partir desse ano foi criado o Ministério de Minas e Energia com a missão de promover o estudo, supervisão e despacho de todos os assuntos relacionados à produção mineral e à energia do país, o ministério incorporou a jurisdição da CHESF, companhia do Vale do Rio Doce, o Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica (Cnaee) e outras (Lei Nº 3.782, 1960). Mesmo incorporando algumas jurisdições ao redor do país, o recente ministério ainda não dispunha de meios para exercer sua função de estudo e supervisão em todos os assuntos relativos à produção mineral e à energia do país (Albuquerque, 2008).

Visando diminuir os interesses individuais manifestados pelos estados, Getúlio Vargas havia elaborado um projeto de criação das Centrais Elétricas Brasileiras, porém na época houve muitos empecilhos políticos e econômicos que fizeram o projeto tramitar lentamente nos anos seguintes, sendo apenas retomado em 1960, quando o presidente Juscelino o aprovou. Porém, somente em 1962, é que as Centrais Elétricas Brasileiras foi instalada oficialmente, já ancorava a CHESF e Furnas e teve seu funcionamento como previsto por Vargas no projeto inicial (Gomes, 2008). A Eletrobrás foi consolidada como o executor da política federal de energia elétrica (Decreto nº 60.824, 1967), porém mesmo controlando as grandes companhias de Furnas e CHESF, além de outras empresas, ainda não detinha a maior influência sobre as demais organizações, já que estava iniciando sua estruturação.

No período de Juscelino e João Goulart no poder, o Brasil necessitava de uma rápida industrialização para que fosse impulsionada a criação de estatais. Frente à rígida burocracia da administração direta, ao número de empresas estrangeiras no poder e ao incipiente setor privado nacional, a criação de estatais prometiam uma solução por ter características como uma agilidade administrativa, autonomia financeira e uma flexibilidade na gestão de pessoal. Portanto, nesse período, devido à política fortemente desenvolvimentista de Juscelino e aos empréstimos compulsórios na época de João Goulart, foi criado todo um ambiente favorável para que as empresas estatais viessem a surgir (Landi, 2006).

Enquanto isso no mundo, a Guerra Fria avançava e o petróleo passava a ser uma ferramenta geopolítica. Neste sentido, os grandes países exportadores de petróleo ao redor do mundo e que na grande maioria estavam localizados no Oriente Médio, decidiram fundar uma organização intergovernamental com o objetivo da centralização da elaboração das políticas sobre produção e venda de petróleo. Esta organização daria o principal motivo da crise do petróleo em 1973 ao redor do mundo. A Figura 4Figura 3Figura 2 mostra na linha do tempo o resumo dos principais acontecimentos entre o período dos anos 1946 a 1962.

Figura 4. Principais acontecimentos de 1946-1962.



Fonte: (Gomes, 2008).

2.5 1963-1992 A consolidação do setor elétrico brasileiro e sua crise estrutural

Instaurado o regime militar brasileiro em 1964, o setor elétrico passou por um período de intenso apoio, tanto político como econômico.

A economia mundial passou um grande processo de expansão, desde a década de 60. Houve um excesso de liquidez no mercado internacional de crédito o que forçou uma profunda queda das taxas de juros, bem como um alongamento dos prazos (Veloso, 2008).

O governo militar observando esse panorama externo o tomou como instrumento para o desenvolvimento econômico e ampliação da participação do Estado por meio das empresas estatais.

O setor elétrico foi contemplado com inúmeras ações para estimular seu crescimento, o caixa da Eletrobrás recebeu transferências de recursos de outros setores e marcou o início da nacionalização do setor com a compra de todas as empresas geridas pela empresa Amforp (Silva, 2008).

O objetivo em nacionalizar o setor foi encorajado pela crescente afirmação da Eletrobrás como agência planejadora e financiadora em todo território nacional, e a capacidade restaurada das companhias de energia elétrica de autofinanciamento por meio do realismo tarifário adotado pelo governo, que previa a aplicação de correção monetária sobre o ativo imobilizado das concessionárias de energia elétrica (Decreto nº 54.936, 1964). Tem-se por ativo imobilizado o conjunto de bens necessários à manutenção da concessionária, bem como o custo das benfeitorias realizadas em bens locados (ANEEL, 2015).

Enquanto que a Eletrobrás planejava e financiava o setor elétrico, o governo criou o Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE) que ficava responsável pela

regulamentação dos serviços de energia elétrica. O MME, DNAEE e a Eletrobrás formavam o tripé da estrutura do planejamento da eletricidade brasileira.

Até a criação do DNAEE a regulação era basicamente em função da conta de energia que o cliente deveria pagar ao final de 30 dias corridos de utilização, quais as taxas deveriam ser usadas, as condições gerais do atendimento e qual o procedimento que as concessionárias deveriam tomar em caso de inadimplência por parte do consumidor. Com a criação do DNAEE, as resoluções normativas ganharam um maior nível de detalhamento, sendo possível saber sobre procedimentos e padrões adotados pela concessionária e qual as responsabilidades cabíveis aos consumidores. A Tabela 1 detalha as principais características regulatórias adotadas pelo DNAE na época e que serviram de base para normatizar o serviço de energia elétrica atual (Portaria nº 222, 1987).

Tabela 1. Principais características regulatórias de 1963 a 1992 (DNAE)

Limites de Fornecimento	Tensão Secundária de Distribuição: Carga Instalada $\leq 50\text{kW}$	Tensão Primária de Distribuição: Carga Instalada $50\text{kW} \leq$ Carga Instalada $\leq 2.500\text{kW}$	Tensão Transmissão: Carga Instalada $\geq 2.500\text{kW}$
Ponto de Entrega	O ponto de entrega de energia será a conexão do sistema elétrico do concessionário com as instalações de utilização de energia do consumidor, devendo situar-se no limite da via pública com o imóvel em que se localizar a unidade consumidora.		
Consumidor	Entender-se-á por consumidor a pessoa física ou jurídica a, que solicitar ao concessionário o fornecimento e assumir a responsabilidade pelo pagamento das contas e pelas demais obrigações legais, regulamentares e contratuais.		
Unidade Consumidora	Caracterizar-se-á a unidade consumidora pela entrega de energia em um só ponto, com medição individualizada, às instalações de um único consumidor.		
Classificação da Unidade Consumidora	I - Residencial, II - Industrial, III - Comercial, Serviços e Outras Atividades, IV - Rural, V - Poder Público, VI - Iluminação Pública, VII - Serviço Público e VIII - Consumo Próprio.		
Medição	O concessionário será obrigado a instalar equipamentos de medição nas unidades consumidoras.		
Leitura e Faturamento	O concessionário efetuará as leituras, bem como os faturamentos, em intervalos de aproximadamente 30 (trinta) dias, de acordo com o calendário, podendo, observadas as disposições do art. 41, adotar intervalo de até 12 (doze) meses.		

Fonte: Elaborada pelo próprio Autor.

Na era do regime militar, o congresso aprovou a unificação da frequência de operação dos sistemas, todos passariam a operar em 60Hz. Além disso, também foi criado a Centrais Elétricas do Sul (Eletrosul) e a Centrais Elétricas do Norte (Eletronorte). A Eletrosul

incorporando várias empresas de energia do sul do país e a Eletronorte incorporou várias empresas de energia do norte do país, incluindo a usina de Tucuruí, uma das principais e maiores usinas nacionais.

No governo Médici, foi atribuída à Eletrobrás a competência para promover, construir e operar o sistema de transmissão em alta e extra-alta tensões, visando à integração dos sistemas e transporte de energia elétrica de Itaipu (Lei Nº 5.899, 1973). Observa-se que o intuito governamental era adquirir um sistema unificado e que operasse de maneira integrada, portanto, foi constituída uma política de tarifa unitária administrada pela Eletrobrás, ou seja, o preço de cada unidade de energia seria igual para todos os consumidores em território nacional independente da distribuidora monopolista local. Implicitamente, as empresas que possuíam menor rentabilidade receberiam parte da lucratividade das empresas concessionárias de energia superavitárias (Lopes, 2003).

Ainda no mesmo governo, se decide lançar o Segundo Plano de Desenvolvimento, impondo uma nova expansão de energia. A ideia era a exploração dos amplos recursos hídricos no país, então veio o esforço para construção de Itaipu, até hoje uma das maiores hidrelétricas do mundo. Além disso, o Brasil firma uma sociedade mista com Alemanha para desenvolver o programa de produção com energia nuclear, contemplando as três usinas nucleares em Angra dos Reis (Albuquerque, 2008).

Ainda em 1973, a organização mundial dos grandes países exportadores de petróleo quadruplicou o preço do petróleo provocando assim a crise do petróleo de 1973, que assolou o mundo inteiro sendo motivo de falência e quebra de indústrias. Esse evento serviu como gatilho para alguns países repensarem sua dependência com o petróleo e passarem a buscar alternativas. A partir dessa necessidade associada à preocupação da extinção de recursos naturais, antes tratados como inesgotáveis, o mundo começou a investir em pesquisa com o propósito de criar saídas para geração de energia elétrica por meio de fontes renováveis e limpas.

No Brasil, as principais fontes de produção de energia elétrica se dividiam entre fontes hidráulicas e fontes petrolíferas. As usinas hidrelétricas e térmicas detinham uma participação significativa dentro da matriz elétrica brasileira. Com a crise do petróleo, o governo passou a incentivar as empresas que utilizassem energia elétrica a partir de fontes renováveis principalmente hidráulicas, o que intensificou ainda mais a procura por essa fonte e forçou a pesquisa por outras fontes renováveis. O grande crescimento da procura por novas

fontes contribuiu para o crescimento da indústria de equipamentos eletromecânicos e novas tecnologias.

Ao final da década de 70, o país possuía um crescimento em capacidade instalada acelerado e optou pela estatização da empresa Light Serviços de Eletricidade que alegava dificuldade financeira para sua expansão. O Brasil terminou a década passando de 4,8 GW de capacidade instalada a 11GW, com uma matriz elétrica predominantemente de hidráulica cerca de 80%, enquanto que o restante era partir de fontes térmicas, utilizando principalmente derivados do petróleo (SPE/MME, 2016).

Com a segunda crise do petróleo, o cenário mundial sofreu severas mudanças comprometendo diretamente o panorama econômico vivido pelo Brasil. Foi gerada uma inflação mundial e, como consequência, as taxas de juros no mercado internacional cresceram significativamente. Para custear a ampliação da capacidade energética, como também custear o segundo Plano Nacional do Desenvolvimento, o país teve que fazer altos empréstimos, porém com a conjuntura desfavorável da época, os juros ficaram altos e fizeram com que os financiamentos ficassem mais caros (Albuquerque, 2008).

Com o grande endividamento externo das empresas do setor elétrico e a escassez de crédito nacional e internacional, os investimentos no Brasil foram praticamente interrompidos e as obras e projetos praticamente paralisados ou adiados. A crise no setor elétrico piorou com as mudanças promovidas pela constituição de 1988 que extinguiu o imposto único sobre a energia elétrica e transferiu à arrecadação tributária através do ICMS (Silva, 2008).

Através da constituição de 1988 também ficou estabelecido que os potenciais de energia hidráulica são considerados bens da União, assim como a permissão dos serviços, instalações de energia elétrica e o aproveitamento energético dos cursos de água, em articulação com os Estados onde se situam os potenciais hidroenergéticos. O texto da constituição ainda deixa incontestável que o aproveitamento potencial de energia renovável de capacidade reduzida não depende de autorização ou concessão federal. Com isso o governo não só incentiva o aproveitamento potencial de energia renovável, como também legitima os governos estaduais como participantes da União, isto é, perante a lei, o setor elétrico passa a responder diretamente ao poder federal do país.

Com a redemocratização do país e a legitimação dos governos estaduais, as distribuidoras começaram a adiar o pagamento dos tributos federais e deixaram de honrar o

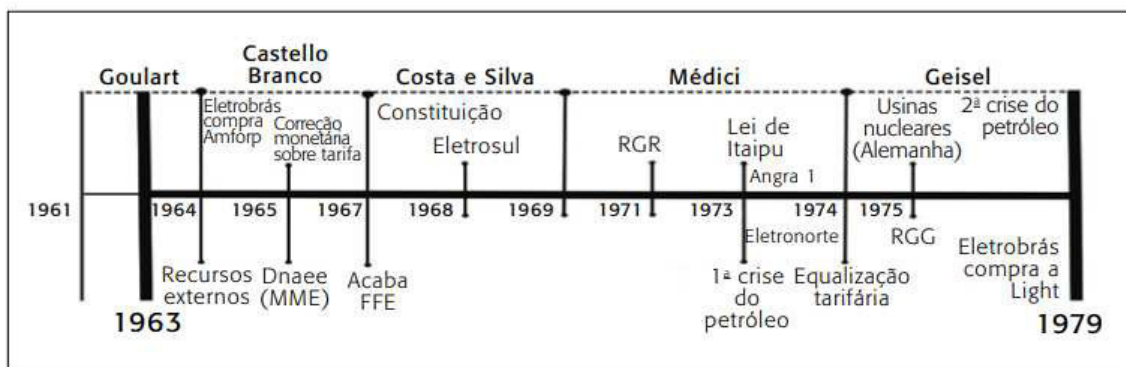
pagamento de energia fornecida pelas geradoras federais, iniciando um grave problema de inadimplência no país e agravando ainda mais a crise do setor elétrico.

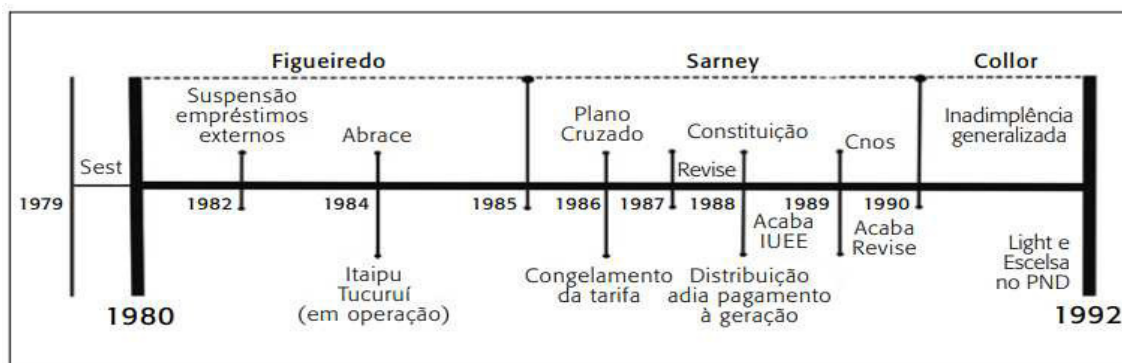
Um fator adicional que também contribuiu para a crise foi o comprometimento financeiro com duas obras consideradas monumentais: Itaipu e o Programa Nuclear Brasileiro em parceria com a Alemanha. Além da questão financeira, surgem as primeiras preocupações com o meio ambiente, a Eletrobrás reconhecia os graves danos causados em várias regiões do país e criou seu próprio departamento de cuidado ao meio ambiente.

Vale destacar a Conferência das Nações Unidas sobre o Meio Ambiente e Desenvolvimento, ocorrida no Rio de Janeiro em 1992. Com o intuito de diminuir a degradação ambiental e garantir a existência de outras fontes de geração de energia, a conferência destacou pontos sobre as mudanças climáticas, o uso de transportes alternativos, redução do desperdício e outros. Desde a primeira Conferência Mundial do Meio Ambiente feita em Estocolmo na Suécia, vinte anos antes, o Brasil vem desempenhando um papel ativo na preocupação ambiental.

Em 1992, as condições de funcionamento do setor elétrico brasileiro estavam se deteriorando. O Estado alegava que não tinha condições de investir e com as empresas endividadas, surgia uma possível solução alternativa na mudança qualitativa na atuação do Estado, de maneira que o governo Collor lança o Plano de Desestatização com o objetivo de privatizar empresas estatais, começando com a venda das concessionárias federais de energia elétrica atuantes no ramo de distribuição (Albuquerque, 2008). A Figura 5 mostra na linha do tempo o resumo dos principais acontecimentos entre o período dos anos 1963 a 1992.

Figura 5. Principais acontecimentos de 1963-1992.





Fonte: (Gomes, 2008).

2.6 1993-2010 As reformas do setor elétrico

O marco inicial do período é a preocupação com a operação do sistema elétrico total e com o planejamento de qual estruturação e modelo adotado a energia elétrica estaria como uma mercadoria livre das “forças do mercado”. Então em 1993, é promulgada a lei que ficou conhecida como Lei Elizeu Resende, esta oficializou o fim da equalização tarifária, a assinatura obrigatória de contratos de suprimento entre geradoras e distribuidoras e permitiu um encontro para quitação de dívidas entre as empresas de energia elétrica e a União (Lei Nº 8.631, 1993).

Com a privatização em estágio mais avançado, o governo de Fernando Henrique Cardoso decidiu criar através do ministério de Minas e Energia e pela Lei Nº 9.427/1996, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) em substituição ao antigo Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE) com o objetivo de regular, permitir, autorizar e fiscalizar os serviços prestados à população pelo setor elétrico nacional e pelas empresas recém privatizadas. Vale ressaltar outra grande mudança instituída pela mesma lei, que seria a determinação da exploração dos potenciais hidráulicos por meio de concorrência ou leilão, em que o maior valor oferecido pelo uso do bem público venceria (Lei Nº 9.427, 1996; Lopes, 2003).

Na mesma época surgem três novos conceitos, o de Consumidor Livre, o de Autoprodutor e o de Produtor Independente.

O Consumidor Livre é considerado aquele que esteja de acordo com a legislação vigente tem a liberdade de escolha de seu fornecedor de energia, podendo negociar livremente com este as cláusulas contratuais de fornecimento (Gomes, 2008).

O Produtor Independente é considerado como a pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam autorização para produzir energia destinada ao comércio, um veículo de energia fornecida a terceiros, desde que estes terceiros sejam concessionários de serviço público ou consumidores avulsos (Lei Nº 9.074, 1995). Enquanto que o Autoprodutor é considerado a pessoa física ou jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebem concessão para produzir energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo, podendo comercializar seus excedentes (Lei Nº 9.427, 1996). Portanto, se estabelece a possibilidade de uma empresa privada produzir e comercializar energia elétrica, além de estabelecer os primeiros passos rumo à competição na comercialização de energia elétrica.

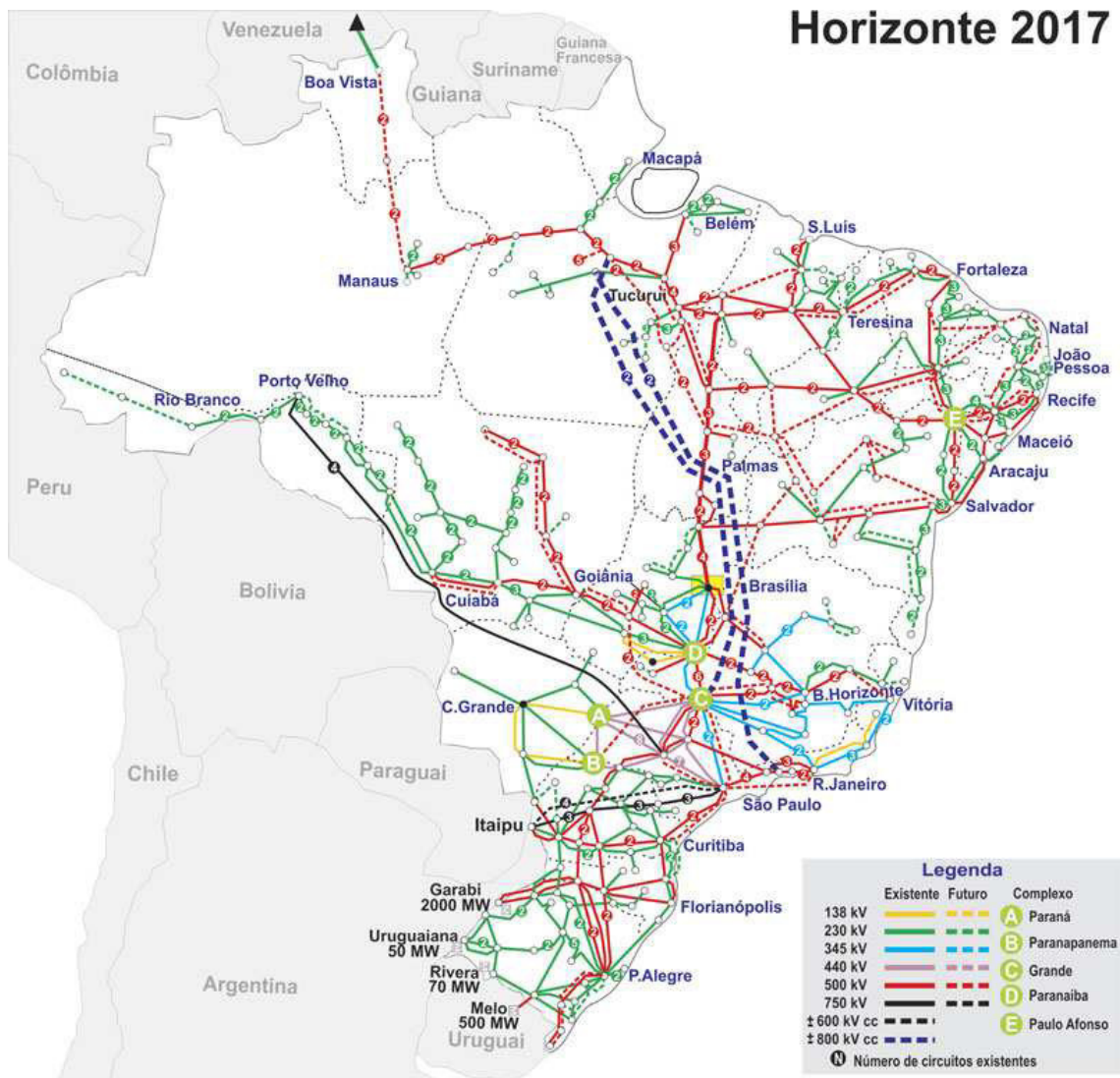
No âmbito nacional foi publicada a Lei Nº 8.987/1995 que dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos. Em que o poder concedente, a União, dar permissão ou concessão às empresas privadas de prestação de um serviço público, por meio de uma prévia licitação e desde que ofereça um serviço adequado ao pleno atendimento dos usuários (Lei Nº 8.987, 1995).

Grandes foram as mudanças no que concerne o sistema organizacional das empresas estatais que foram privatizadas. Estas realizaram fusões, incorporações, construção de filiais, redução de capital e outros. Na questão da transmissão, o procedimento de coordenação de repartição da energia entre as geradoras e distribuidoras passou a ser feito pelo Operador do Sistema Nacional (ONS). Além disso, o órgão financiador do setor elétrico seria transferido da Eletrobrás para o Banco Nacional de Desenvolvimento (BNDES), o planejamento do setorial elétrico transferido também da Eletrobrás para o MME (Gomes, 2008) e ainda houve a criação o Mercado Atacadista de Energia (MAE) (Lei Nº 9.648, 1998).

No mesmo ano de 1998, surge o conceito do Sistema Interligado Nacional (SIN), como sendo, a constituição de vários subsistemas existentes interconectados por meio da malha de transmissão. Como já foi mencionado na secção 2.5, na década de 80 foi feito as interligações do Norte-Nordeste e do Sul-Sudeste por meio das empresas Eletronorte e Eletrosul respectivamente. Mas em 1º de Março de 1999 estes subsistemas foram interligados através da linha Norte-Sul com pouco mais de 1.200 km de extensão, que uniu as bacias hidrográficas do Norte, Nordeste, Sul e Sudeste. Eletricamente, um tronco de transmissão estendendo-se, no sentido leste-oeste, do norte da Bahia ao Pará e, no sentido norte-sul, do Maranhão à Goiás seguindo rumo ao sul, através de Minas, São Paulo, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul criando fisicamente o SIN (Potência, 1999).

A Figura 6 mostra o mapa do SIN com horizonte em 2017, como pode ser observado o SIN está conectando todo o país eletricamente. Esta interconexão propiciou a transferência de energia entre os subsistemas, permitiu o atendimento ao mercado com mais segurança e economicidade e garantiu uma maior comunicação entre a geração e o consumo.

Figura 6. Mapa do SIN atualizado.



Fonte:ONS.

Enquanto que o ONS coordena e controla a operação da geração e transmissão do sistema interligado, o MAE contempla os trabalhos de contabilização e liquidação financeira do mercado, utilizando mecanismos de alocações de energia e excedentes financeiros. Ambos estavam subordinados a ANEEL e tinham suas responsabilidades reguladas por esta.

Até 2001, o Brasil investia em uma imagem que o produto “energia elétrica” era um investimento extremamente vantajoso e seguro, para que assim as empresas privadas continuassem com o interesse em participar dos leilões de energia e financiassem obras para o serviço público de eletricidade, o problema é que o país passou por um longo período de estiagem e os reservatórios de água estavam com seus níveis reduzidos drasticamente. Como matriz elétrica brasileira da época era formada basicamente pelo uso de fontes hidráulicas, não foi possível uma produção de energia suficiente para atender o consumo, tanto industrial como residencial e resultou em um *blackout* geral do país.

Para evitar o colapso do sistema elétrico, o presidente Fernando Henrique implantou uma política de racionamento de energia elétrica e para impedir um esvaziamento ainda maior das usinas hidrelétricas, de imediato o governo determinou uma redução compulsória de 20% do consumo, em longo prazo foi incluído cotas de consumo para os consumidores industriais, comerciais e residenciais podendo posteriormente transferências de metas de consumo (Globo, 2001).

Como resultado da crise do “Apagão”, os leilões reduziram visivelmente e o governo começa a contratação de térmicas emergenciais. Com grande preocupação em diversificar a matriz energética do país, o presidente promulga a Lei Nº 10.438, em abril de 2002, criando o Programa de Fontes Alternativas de Energia (Proinfa), conseqüentemente surgem novos projetos mencionando o uso da energia eólica no país.

No ano de 2003, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), criado em 1997 e que tem por finalidade assessorar o presidente da república formulando políticas e diretrizes energéticas (Lei Nº 9.478, 1997) é reforçado e assegurado pela Lei Nº 10.683 do mesmo ano.

Em 2004, houve um marco regulatório no Brasil, a publicação das Leis 10.847 e 10.848. Ambas determinavam a estrutura organizacional do setor elétrico atual, assim como dispõe sobre a comercialização de energia elétrica.

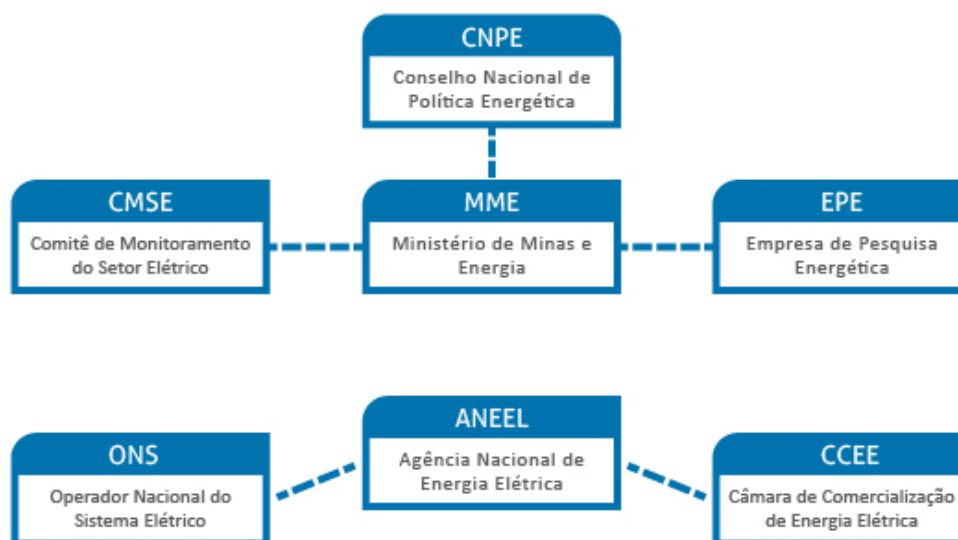
Ainda no mesmo ano, foi determinada a criação da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) que tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor elétrico, tais como fontes energéticas renováveis, energia elétrica, petróleo e outras (Lei Nº 10.847, 2004).

Enquanto que a criação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica tem por finalidade viabilizar a comercialização de energia elétrica em substituição ao MAE e sob

autorização, regulação e fiscalização da ANEEL, além de seguir fielmente o modelo de comercialização proposto pela Lei Nº 10.848/2004.

Além destes órgãos, também foi autorizado à criação do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico, com a função de acompanhar e avaliar perpetuamente a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético em todo território nacional (Lei Nº 10.848, 2004). Desta maneira tem-se na Figura 7 a nova estrutura organizacional do setor elétrico nacional, onde o MME está subordinado apenas ao CNPE, órgão que está diretamente ligado ao presidente da república. Em nível federal, os órgãos CMSE, EPE e MME são responsáveis pelo planejamento, as políticas e diretrizes do setor elétrico. Também em nível federal tem-se a ANEEL, o ONS e a CCEE como tripé para operação, regulação e comercialização de energia elétrica do país.

Figura 7. Estrutura organizacional do setor elétrico brasileiro.



Fonte:CCEE

Ainda na Lei Nº 10.848/2004, foi mencionado pela primeira vez o termo geração distribuída, onde de acordo com esta no ambiente de contratação da totalidade do mercado das distribuidoras, deve ser considerada dentre outras a energia elétrica proveniente de geração distribuída observando os limites de contratação e de repasse de tarifas baseadas em valores de referência do mercado regulado (Lei Nº 10.848, 2004).

Após alguns meses, houve a expedição do decreto 5.163 que regula e explicita a comercialização, o processo de outorga de concessões e autorizações de geração de energia

elétrica. Vale ressaltar dentre o texto os dois ambientes de comercialização de energia elétrica pontuados na Lei Nº 10.848/2004: o ambiente de contratação livre e o ambiente de contratação regulada. O ambiente de contratação regulada é o segmento onde ocorrem as operações de compra e venda entre os consumidores e os vendedores de energia elétrica precedidas de licitação. Já o ambiente de contratação livre é o segmento no qual se realizam operações de compra e venda de energia elétrica com contratos livremente negociáveis entre os agentes envolvidos (Decreto nº 5.163, 2004).

A partir desse decreto, definiu-se oficialmente o conceito de geração distribuída como sendo toda geração conectada diretamente ao sistema de distribuição do comprador que não seja hidrelétrica com capacidade superior a 30MW e termelétricas com eficiência energética inferior a 75% (Decreto nº 5.163, 2004).

Na fase considerada como a consolidação do processo de comercialização de energia no Brasil, o período de 90 dias de transição da MAE para o CCEE mais os primeiros trabalhos desenvolvidos por esta. Vale ressaltar em 2004, o primeiro leilão de energia proveniente de empreendimentos existentes no país, assim como um ano após, o primeiro leilão de energia proveniente de empreendimentos futuros, novos. Estes leilões marcam o desenvolvimento da nova estrutura especificada pela Lei Nº 10.848/2004 sobre o processo de comercialização de energia elétrica

Outro grande avanço que deve ser destacado foi em relação às fontes alternativas de energia. O decreto 5.163 de 2004 e o decreto 6.048 de 2007 legalizam o processo de comercialização de energia elétrica a partir de fontes eólicas, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa, tanto por meios de leilões de energia provenientes de empreendimentos existentes como de empreendimentos futuros. Desta forma, em 2009, ocorreu o primeiro leilão para contratação de energia elétrica a partir de empreendimentos de geração eólica.

Desde a criação do Proinfa, esta fonte de energia elétrica representou um aumento de 22MW em 2003 para 602MW em 2009 na matriz elétrica brasileira (EPE, 2018). Estes números mostraram o resultado do anseio de políticas públicas desenvolvidas para criar uma matriz energética brasileira mais diversificada.

É notório que até 2010, o país passou por diversas mudanças ao longo do tempo e que estas sempre estavam associadas ao período político e econômico do Brasil. A Tabela 2 mostra um resumo histórico dos principais fatos ocorridos no Brasil.

Tabela 2. Resumo histórico dos principais fatos e marcos históricos ocorridos no Brasil.

Panorama Mundial	Ano	Marco Histórico	Governo
Segunda Revolução Industrial	1883	Ribeirão do Inferno	República Velha
	1889	Marmelos Zero	
		República e Queda da monarquia	
	1891	Constituição Republicana	
	1899	Chegada da Light ao Brasil	
	1903	Primeiro texto de Lei na história da energia elétrica	
	1904	Regula o objetivo do artigo 23 da Lei 1145	
	1907	Primeiro projeto do código das águas	
	1927	Chegada da Amforp ao Brasil	
	1929	Queda da bolsa de valores de Nova York	
	1930	Getúlio Vargas	Governo Provisório
1931	Getúlio proíbe a transferência de recursos hídricos		
1934	Código das águas		
	DNPM		
II Guerra Mundial	1939	Criação da CNAEE	Estado Novo
	1942	Seca Extrema	
	1945	Criação da CHESF	
Guerra Fria	1948	Criação da Companhia do Vale do São Francisco	Dutra
	1951	Comissão entre o Brasil e os Estados Unidos	
	1952	Criação do BNDES	Getúlio Vargas
		Criação da CEMIG	
	1953	Fim da Comissão entre o Brasil e os Estados Unidos	
	1953	Criação da Petrobrás	
	1954	Morte de Vargas	
Criação da OBEP	1957	Criação de Furnas	Jucelino
	1960	Criação do MME	
Guerra Fria	1962	Criação da Eletrobrás	Goulart
	1964	Compra da Amforp	
	1965	Criação do DNAE	Castello Branco
	1968	Surge a Eletrosul	
	1972	Surge a Eletronorte	Médici
	1973	Equalização Tarifária	
	1973	Projeto Itaipu	

Crise do Petróleo	1975	Associação da Alemanha ao Brasil pelo desenvolvimento de usinas nucleares	Geisel
Guerra Fria	1979	Compra da Light	Figuereido
	1984	Entra em operação Itaipu e Tucuruí	
	1993	Lei Elizeu Resende	Itamar
Pactos de Democratização e Mundo Monopolar	1994	Plano Real	FHC
	1995	Definição de Produtor Independente	
	1996	Definição de Autoprodutor	
	1996	Criação da ANEEL e substituição do DNAE	
	1998	Criação do NOS	
	1998	Criação do MAE	
	1998	Surge o Sistema Interligado Nacional	
Mundo Multipolar	2001	Apagão	Lula
	2002	Criação do Proinfa	
	2003	Comprovação da atuação do CNPE	
	2004	Criação do EPE	
	2004	Criação do CCEE e substituição do MAE	
	2004	Criação do CMSE	
	2004	Definição dos ambientes de Contratação	
	2004	Conceito de Geração Distribuída	
	2004	1º Leilão Energia Velha	
	2005	1º Leilão Energia Nova	
	2009	1º Leilão Energia Eólica	

Fonte: Elaborada pela própria autora.

2.7 Considerações finais

O desenvolvimento do setor elétrico brasileiro foi associado intensamente pelos fatos históricos ocorridos no país, sempre refletindo os períodos econômicos e históricos vividos no Brasil. A partir da década de 90, o sistema elétrico de potência ganhou importantes modificações e foi quando de fato ocorreram os primeiros textos de lei que estabeleciam regras de como os usuários do sistema deveriam proceder.

Outro fato importante que deve ser destacado, é que a expansão do setor elétrico brasileiro sempre esteve vinculada ao aumento de geração centralizada, principalmente marcada pelo uso de usinas hidrelétricas, e a implantação ou manutenção de grandes empreendimentos de transmissão. Apenas com as crises hídricas e do petróleo que o Brasil começou de fato a incentivar novas fontes de produção de energia elétrica, como consequência surgiu à necessidade de uma nova legislação.

3 REGULAÇÃO VIGENTE NO SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA BRASILEIRO: SITUAÇÃO EM 2018

3.1 Introdução

O setor elétrico brasileiro passou por intensas modificações desde 1903, primeiro texto de lei na história do sistema elétrico no Brasil (Gomes, 2008). Tendo em vista o histórico do desenvolvimento elétrico do Brasil, fica evidente que tanto a regulação como o próprio sistema elétrico físico refletia o momento histórico vivido pelo país em cada período.

No Brasil, assim como muitos países ao redor do mundo, passa por mais um período de transição energética, os principais motivos já vinham sendo mostrados ao longo do tempo, porém somente agora estas questões se tornaram tão intrínsecas ao desenvolvimento de um país.

O sistema brasileiro se depara com uma demanda elétrica crescente, de acordo com a EPE o Brasil deverá crescer sua carga de demanda elétrica instantânea do SIN 33,6% em dez anos, devendo suprir um valor de consumo total de 744 TWh no ano de 2026 (EPEa, 2017). Além deste motivo ainda há as questões ambientais, que de acordo com o compromisso feito do Brasil no combate às mudanças climáticas em 2016, consta, dentre outros compromissos, que até 2030 as fontes renováveis na matriz energética deverão ser de 45%. Esta meta torna-se muito desafiadora, pois se estima que apenas 13% da demanda em 2030 deverá ser suprida por fontes não renováveis (EPEb, 2016).

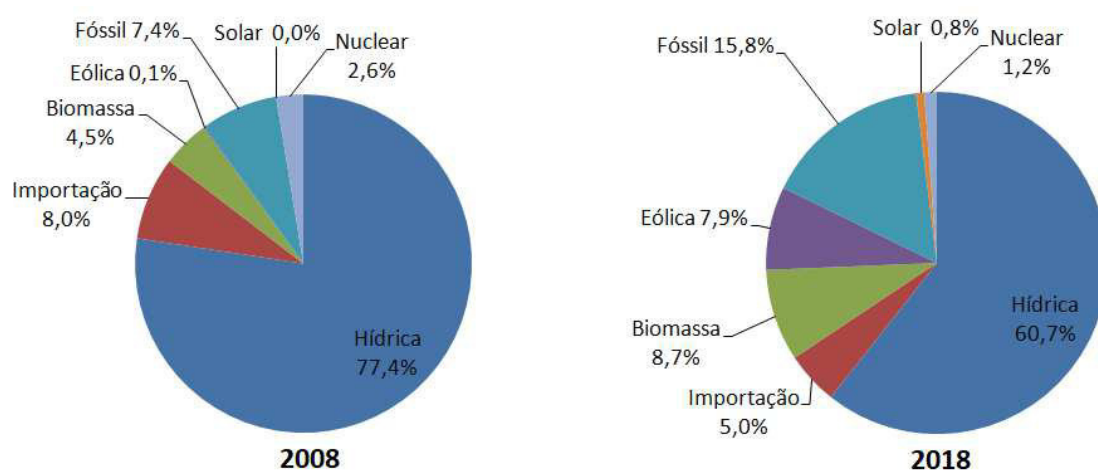
Durante toda história do sistema elétrico de potência brasileiro, ficou bem evidente a preferência do país pela opção da fonte hidráulica e o incentivo à utilização dos derivados da cana-de-açúcar na matriz de combustíveis. A hidroeletricidade tem sido a principal opção brasileira pelo fato do baixo valor na competitividade econômica atrelada ao fato de ser um recurso abundante no país. Além dessas vantagens, ainda pode ser citado de que se trata de uma tecnologia madura, apresenta baixas emissões de carbono quando comparada a geração termelétrica fóssil e apresenta certa capacidade de armazenamento em seu reservatório que permite uma flexibilidade operativa (EPEb, 2016). Porém as recentes crises hídricas no país tem mostrado uma vulnerabilidade no sistema antes não vista.

Portanto, o sistema elétrico vem buscando naturalmente uma saída em fontes alternativas para produção de energia elétrica e novas formas de arquiteturas físicas possíveis

de ter uma maior eficiência energética perante um cenário de crescimento de demanda, questões ambientais e crises hídricas recorrentes.

Observando o Gráfico 1, onde mostra as matrizes elétricas de 2008 e 2018, pode-se ver que em dez anos se obteve um crescimento significativo nas fontes eólica e solar em contraste com uma redução da dependência hídrica, tanto pela diversificação da matriz elétrica como pelo o transtorno de falta d'água. Porém, a oferta de energia elétrica a partir de fontes oriundas de compostos fósseis cresceu significativamente, podendo demonstrar que o aumento do uso de fontes eólica, solar e biomassa não foi suficiente para suprir o crescimento da demanda elétrica nacional, e que este foi sustentado principalmente pelo o uso de termelétricas.

Gráfico 1. Matrizes elétricas dos anos de 2008 e 2018.



Fonte: Adaptado de (EPEc, 2008) e (ANEELa, 2018) .

3.2 Aspectos da geração distribuída

O aumento histórico mostrado no Gráfico 1 do uso de fontes alternativas de energia ocorreu principalmente devido a um incentivo público legislativo, onde se instituiu e se definiu um novo tipo arquitetural de produção de energia elétrica dentro do sistema elétrico de potência convencional, a geração distribuída (GD). Na qual o uso de fontes eólicas, solar, biomassa, biogás, de pequenas centrais hidrelétricas, entre outras, são incentivadas pela lei nas características atribuídas a este tipo de geração.

A GD ganhou importância mundial já que esse tipo de geração possui uma possibilidade de uma maior variação nas tecnologias empregadas, o que leva a um uso mais racional das fontes de produção de energia elétrica. Pode também proporcionar um melhor aproveitamento da sazonalidade à qual algumas fontes de geração estão submetidas, fazendo com que haja uma complementação à geração hidráulica, por exemplo, as fontes eólica e solar, onde muitos estudos já comprovaram essa complementaridade (Luiz, 2012).

No que diz respeito à economia financeira, tem-se que com a GD há uma diminuição nos investimentos na transmissão e distribuição de energia além de um baixo custo de investimento para construção de unidades de geração quando comparada a geração centralizada (Luiz, 2012).

Sob o ponto de vista ambiental, há uma redução dos grandes impactos ambientais causados pelas grandes áreas de reservatório das centrais hidrelétricas, além de grande redução nas emissões de gases causadores de efeito estufa já que há um grande incentivo legislativo de que essas gerações distribuídas sejam feitas por meio de fontes renováveis de energia (Luiz, 2012).

Analisando o histórico neste contexto de GD e fontes alternativas de energia, pode ser observado na secção 2.5 que já se falava acerca do tema na década de 1990, porém ainda havia uma necessidade de aperfeiçoamento legislativo. Com o histórico dado na secção 2.6, mostra que ao longo do tempo ocorreu uma evolução de leis que afetaram diretamente o desenvolvimento da inserção da GD no país. Ainda na secção 2.6, pode ser visto que a primeira lei que tratava acerca do assunto foi a de nº 9.074 de 1995 e a de nº 9.427 de 1996 em que regulamentava a produção de energia do produtor independente e do autoprodutor.

Em 1999, a ANEEL publicou a resolução 112, que pela primeira vez definia os requisitos mínimos para a obtenção de autorização para a implantação, ampliação ou reopontencialização do uso de fontes alternativas de energia em potência mais baixas (Sousa, 2016).

Porém, a Lei Nº 10.848 promulgada em 2004, o decreto 5.163 publicado no mesmo ano e a resolução 077/2004 da ANEEL, foram responsáveis por definir o conceito de GD, bem como também criar todo um campo que estabelece os interesses em investir na produção de energia elétrica. Por exemplo, através da resolução 077/2004, a ANEEL permite que, empreendimentos com potências instaladas inferiores a 30MW, solicitem descontos de até 50% nas tarifas de uso do sistema de transmissão e distribuição (Resolução nº 77, 2004).

Anos depois, existia uma carência de uma regulamentação específica para GD conectada à rede elétrica sendo criada com isso a resolução normativa de número 482 de 2012 da ANEEL que definia as regras para instalação de sistemas de geração de pequeno porte. Em 2015, esta resolução obteve pequenas alterações através das resoluções de números 517 de 2012 e 687 de 2015 da ANEEL. Ainda no mesmo ano, foi promulgada a Lei Nº 13.169 acerca das alíquotas referentes aos impostos PIS e CONFINS.

De maneira mais ampla sob o ponto de vista de sistema elétrico, há a resolução de número 414/2010 da ANEEL vigente e que estabelece as condições gerais de fornecimento de energia elétrica.

3.3 Aspectos das redes inteligentes

Paralelamente, vem surgindo e sendo discutida a introdução da implantação de redes inteligentes em sistemas elétricos de potência. Embora não haja consenso sobre sua definição, pode-se afirmar que as redes inteligentes envolvem tecnologias de controle, de monitoramento, de armazenamento e de comunicação com um objetivo geral de fazer um melhor uso de recursos existentes, sendo assim torna-se cada vez mais comum o uso de GD vinculada a essas redes (Cabello, 2012).

Sob o contexto de que sistemas elétricos de potência em crescimento exigem inovações e adaptações constantes ao cenário de atendimento desejado, bem como a crescente importância relacionada às questões de vulnerabilidade a desastres, necessidade de resposta por parte da demanda, rápido reconhecimento e restabelecimento do sistema diante de distúrbios e falhas, eficientização da transmissão e distribuição e redução de perdas, a implantação de redes inteligentes acaba se tornando uma adaptação dos sistemas elétricos atuais às necessidades citadas.

As redes elétricas inteligentes (REI) requerem uma maior automação e o uso de protocolos de operação dinâmicos que devem responder com velocidade a uma dada informação do consumidor, neste caso o consumidor passa ter papel ativo e o sistema pode se adequar a cada perfil usuário.

Ademais, essas redes quando associadas à GD permitem um fluxo biunívoco de energia, de forma que o consumidor final pode ser um microgerador de energia ao se conectar a rede inteligente, e esta por sua vez, pode fornecer energia elétrica para a distribuidora quando conveniente. Além de permitir também um fluxo biunívoco de informações, no qual a

distribuidora e o consumidor podem acompanhar em tempo real o uso da energia e de acordo com qualquer alteração do sistema (Cabello, 2012). A Figura 8 mostra a comparação entre as redes elétricas tradicionais e as REIs.

Figura 8. Comparação entre as redes elétricas tradicionais e as redes elétricas inteligentes.



(a) Redes Elétricas Tradicionais



(b) Redes Elétricas Inteligentes

Fonte: (Muchaluat-Saade, 2016)

Dependendo do grau de inteligência que a rede contempla, esta ainda tem a capacidade de detectar, analisar e corrigir eventuais problemas, evitando situações de blecautes. Assim, muitos países vêm fomentando projetos nos campos de pesquisa e desenvolvimento, de forma a definir as aplicações e tecnologias de REI que atendem às suas demandas específicas. Podem ser citadas organizações dos Estados Unidos (EUA), Canadá, China, Coreia do Sul, Austrália e União Europeia (Kumar, 2010).

Com o principal objetivo de gerir da melhor maneira possível os recursos existentes, as redes inteligentes prometem uma redução de consumo por meio de uma melhor gestão do uso de energia elétrica e de um maior incentivo para o uso das fontes alternativas de energia como minigeração e microgeração dentro dessas redes. Com o uso do armazenamento de energia, essas redes ainda podem gerir de melhor maneira a intermitência das fontes solares e eólicas, por exemplo. Quanto maior o uso dessas fontes alternativas em um sistema elétrico de potência, mais importante é a adaptação do sistema elétrico às dificuldades consequentes da influência dos fatores exógenos na geração (Cabello, 2012).

A implantação desse tipo de rede está em fase de testes no Brasil, com projetos pilotos que visam investigar a melhor maneira possível de tornar esta tecnologia viável em escala comercial e com uma relação custo-benefício adequada, com a promessa de que essas redes possam trazer benefícios para as distribuidoras, os consumidores e a sociedade. Acredita-se ainda que com o monitoramento de rede e aquisição de dados possibilite uma queda expressiva nas perdas sofridas pelas concessionárias com fraudes (Cabello, 2012).

Há uma grande expectativa em relação aos investimentos em REI no Brasil. Esses investimentos teriam impactos não somente nas concessionárias e no consumidor, mas em diversos segmentos da cadeia produtiva, visto que novas tecnologias devem ser desenvolvidas, por exemplo, o mercado de produtores de medidores inteligentes.

Pensando nisto, o Ministério de Minas e Energia promulga a portaria 440 em 2010, criando um grupo de trabalho para subsidiar o estabelecimento de políticas públicas para implantação de um Programa Brasileiro de Rede Elétrica Inteligente. Enquanto que a ANEEL realiza a chamada 011 de 2010 estabelecendo o projeto estratégico do mesmo programa.

Vale destacar ainda as resoluções da ANEEL 375/2009 e 502/2012. Em que a primeira regulamenta a permissão da utilização das instalações elétricas de distribuição de energia elétrica como meio de transporte para a comunicação digital ou analógica de sinais. Já a resolução 502/2012 trata dos sistemas de medição de energia elétrica em unidades consumidoras do Grupo B, incluindo a adição de quatro postos tarifários e comunicação remota.

3.4 Principais características das regulações vigentes

Apresentam-se as principais características do principal arcabouço regulatório existente e vigente que serve de instrumento para regulamentar sobre as REI e o uso de gerações distribuídas no Brasil.

3.4.1 Lei Nº 10.848/2004 e decreto 5.163/2004

A Lei Nº 10.848/2004 é considerada um marco regulatório, pois introduz mudanças significativas na estrutura do modelo do setor elétrico, especialmente no que concerne a comercialização de energia elétrica.

Nessa lei e no decreto nº 5.163/2004 não há nenhuma menção às REI, porém essas redes estão normalmente associadas ao uso de GD e por conta disso há necessidade de saber como funciona o processo de comercialização de energia elétrica no que concerne a GD e as fontes alternativas como solar e eólica.

A comercialização de energia elétrica depende de uma complexa regulamentação, mesmo pequenas distorções podem resultar em graves problemas em longo prazo, isso se deve ao fato de que o governo coordena toda a expansão do parque gerador brasileiro por meio de leilões. Nestes leilões de energia são negociados os contratos de suprimento de energia elétrica e que apesar da vantagem de permitirem a seleção de empreendedores de forma a prestarem um serviço ao menor custo, pequenos detalhes da sistemática do leilão podem ter impactos grandes sobre os resultados (Brasil, 2012).

Pensando nisso, a legislação que gere o sistema de leilões regulados de geração e transmissão é a Lei Nº 10.848/2004, acompanhada do decreto 5.163 do mesmo ano, que regulamenta todo o setor de comercialização de energia.

Há dois ambientes de contratação bem definidos através do decreto 5.163 de 2004 e que foram apontados na secção 2.6, ambiente de contratação livre e o ambiente de contratação regulado. A Lei Nº 10.848/2004, regimenta a expansão do Sistema Interligado Nacional e a comercialização de energia elétrica para consumidores regulados, ou seja, dentro do ambiente de contratação regulado.

Desta forma, se tem os leilões de energia nova, de energia existente, de reserva e de transmissão.

A expansão do parque gerador é promovida por meio dos leilões de energia nova, isto é, leilões de compra de energia proveniente de novos empreendimentos de geração. Neste tipo, os empreendedores concorrem para instalação e operação de usinas de geração para atender o crescimento da demanda prevista. Podem ser subdivididos em leilões estruturantes, A-5, A-3 e fontes alternativas (Brasil, 2012).

Os leilões A-5 e A-3 são leilões de compra de energia realizados com cinco e três anos, respectivamente, antes da data de início da entrega de energia elétrica. Tal antecedência visa proporcionar o tempo necessário para a instalação dos novos empreendimentos de energia contratados no leilão (Brasil, 2012). Já os leilões estruturantes são leilões específicos unicamente para a contratação de energia dos empreendimentos classificados como de interesse público.

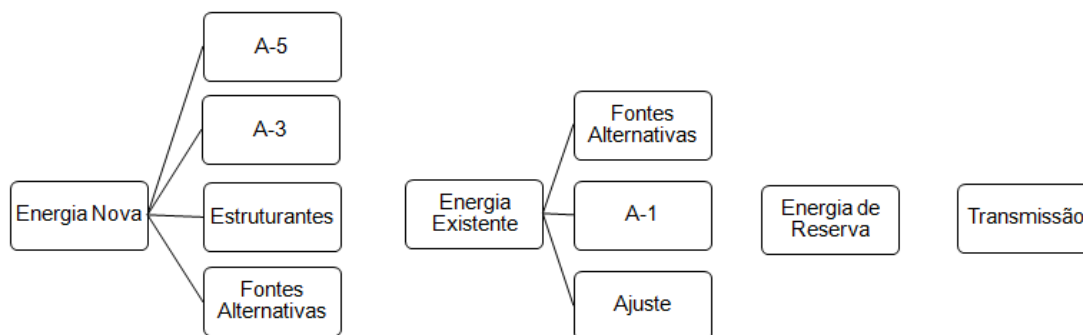
O leilão de fontes alternativas foi uma forma escolhida pelo governo para aumentar a participação das fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa. De acordo com o decreto 5.163 de 2004, os leilões provenientes dessas fontes prevê a possibilidade de leilões A-1 e A-5, ou seja, com um ano e com cinco, respectivamente, antes da data de início da entrega de energia elétrica. Além disso, os empreendimentos em operação comercial para atendimento de consumidores regulados cuja energia elétrica é originada dessas fontes alternativas podem participar dos leilões de recontração, os leilões de energia existente (Brasil, 2012).

Os leilões de ajuste têm por objetivo complementar os montantes de energia contratados com antecedência maior (Leilões A-5, A-3 e A-1). Trata-se de um mecanismo de mitigação de risco para os distribuidores para possibilitar o ‘ajuste fino’ na contratação para pleno atendimento de sua carga (Brasil, 2012).

O leilão de energia de reserva é uma das inovações promovidas pela Lei Nº 10.848/2004, que introduz a possibilidade de contratação de energia elétrica de reserva para aprimorar a segurança de fornecimento para os consumidores do sistema elétrico de potência.

Há ainda o leilão de transmissão que promovem a expansão das redes de transmissão que compõem a rede básica do SIN de propriedade de concessionárias de serviço público de transmissão. A Figura 9 mostra o resumo dos tipos de leilões definidos pela Lei Nº 10.848/2004.

Figura 9. Resumo dos tipos de leilões do ambiente de contratação regulado.



Fonte: Adaptado de (Brasil, 2012).

Como já foi mencionado na secção 2.6, foi através do decreto 5.163 de 2004 que se obteve pela primeira vez um conceito de GD como sendo a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes autorizados e conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador (Decreto nº 5.163, 2004).

A contratação de energia elétrica proveniente de empreendimentos de GD deve ser, de acordo com o decreto 5.163 de 2004, precedida de chamada pública promovida diretamente pelo agente de distribuição, não poderá exceder 10% da carga do agente de distribuição e no contrato de compra e venda de energia elétrica proveniente de empreendimentos de GD deverá prever, em caso de atraso do início da operação comercial ou de indisponibilidade da unidade geradora, a aquisição de energia no mercado de curto prazo pelo agente de distribuição por segurança de atendimento (Decreto nº 5.163, 2004).

Devido ao crescimento acelerado no número de gerações distribuídas de pequeno porte na rede de distribuição do sistema elétrico brasileiro, a Lei Nº 10.848/2004 e o decreto 5.163 do mesmo ano podem ser considerados legislações superficiais sob o ponto de vista de inserção deste tipo de geração no sistema elétrico, sendo assim, com necessidade de uma regulamentação mais objetiva a ANEEL publicam as resoluções 482/2012, 517/2012 e 687/2012 que são responsáveis por estabelecer as condições gerais relacionadas à GD e serão melhor detalhadas na subsecção 3.4.7.

3.4.2 Resolução da ANEEL 375/2009

Esta resolução foi publicada em 25 de agosto de 2009 para regulamentar a utilização das instalações de distribuição de energia elétrica como meio de transporte para a comunicação digital ou analógica de sinais (Resolução nº 375, 2009).

Definiu o sistema de telecomunicações que utiliza a rede elétrica como meio de transporte para a comunicação digital ou analógica de sinais, tais como: internet, vídeo, voz, entre outros como PLC. E descreveu os critérios de relações contratuais entre os prestadores de serviço de PLC e as distribuidoras (Resolução nº 375, 2009).

Desta forma, o sistema elétrico passa a ter estrutura para comunicação de dados em lugares distantes e isto facilita a interconexão de toda rede elétrica. Esta resolução facilitou a prática das REIs, em que a comunicação interna a rede é fundamental.

3.4.3 Portaria MME 440/2010

O ministério de Minas e Energia publica em 15 de abril de 2010 a portaria 440 com o objetivo de criar um grupo de trabalho com intuito de analisar e identificar ações necessárias para subsidiar o estabelecimento de políticas públicas para implementação de um Programa Brasileiro de Rede Elétrica Inteligente (Portaria nº 440, 2010).

Esta portaria estabeleceu os principais aspectos que o grupo de trabalho deveria abordar, o estado da arte de programas do tipo redes inteligentes, propostas de adequação de regulamentações nos serviços de distribuição de energia elétrica no país, como também de novas possibilidades de atuação de acessantes no mercado, incluindo a possibilidade de usuários operarem tanto como geradores de energia como consumidores, isto através da GD. Além de contribuir com a identificação de recursos de financiamento e incentivos à produção de equipamentos no país para o uso de redes inteligentes (Portaria nº 440, 2010).

Ainda no texto da portaria, estabelece que o grupo de trabalho seja composto por representantes do Ministério de Minas e Energia - MME, da Empresa de Pesquisa Energética - EPE, do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CEPEL, da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL e do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS (Portaria nº 440, 2010).

Por meio desta publicação, o MME dá ao Brasil a primeira política pública voltada de fato para o sistema de redes inteligentes, dando um grande incentivo para estudos e desenvolvimentos de pesquisa sobre este assunto.

3.4.4 Chamada ANEEL 011/2010

A ANEEL realiza em julho de 2010, uma chamada pública de um projeto estratégico de realização de estudos e pesquisas para elaboração de propostas para um plano

nacional de migração tecnológica do setor elétrico brasileiro, como consequência da portaria 440/2010 do MME.

Dentre as considerações feitas na chamada a ANEEL reconhece a tendência mundial de substituição da tradicional infraestrutura do sistema de energia elétrica por uma configuração associada às recentes tecnologias de informação e comunicação e que grandes empresas do setor elétrico mundial já tem migrado de uma topologia de redes unidirecional e constituída pelas grandes fontes de geração para outra multidirecional e mais interativa com os consumidores (Chamada nº 011, 2010).

No texto da chamada pública, a agência discrimina alguns desafios encontrados no Brasil para instituição física das redes inteligentes, dentre estes vale ressaltar o desenvolvimento de tecnologias de mercado como plataformas de *softwares* adequados, tecnologias para conexões de GD e fontes renováveis às redes de distribuição e tecnologias para formas de comunicação através da rede. Além dos desafios de infraestrutura, capacitação profissional e análises socioeconômicas e tarifárias (Chamada nº 011, 2010).

A chamada pública fomenta a área de pesquisa, desenvolvimento e inovação da ANEEL e propõe que as empresas interessadas em financiar projetos na área os desenvolvessem a partir do subtema principal de redes inteligentes e que adotassem premissas que envolvessem as possíveis soluções aos desafios encontrados. Como resultados do projeto a chamada discrimina o dever de abordagem sobre equipamentos de medição, automação fontes de geração, tecnologia da informação, políticas públicas e sobre a perspectiva do consumidor às mudanças proporcionadas as redes inteligentes.

Como resultado foram instalados no país nove projetos pilotos, distribuídos pelos estados do Amazonas, Ceará, Minas Gerais, Paraná, Pernambuco, Rio de Janeiro e São Paulo, os dois últimos com dois projetos cada. A Tabela 3 mostra as principais características de cada projeto, ressalva para aqueles onde não foram encontrados os dados específicos de GD.

Tabela 3. Projetos pilotos decorrentes da chamada da ANEEL 011/2010.

Local dos Projetos Pilotos	Concessionária	Automação	Recursos de Geração Distribuída			Ano
			Solar	Eólica	Armazenamento	
Amazonas	Eletronbras Amazonas Energia	16 Religadores	120 kWp	-	-	2011
Ceará	Coelce/Endesa	7 Religadores	Possui	-	-	2013
Minas Gerais	Cemig	30 pontos Reconfiguráveis	50 kWp	-	100 kW	2011
Paraná	Copel	Chaves Telecomandadas	1,4 kWp	-	-	2014
Pernambuco	CELPE	3 Religadores	27 kWp	-	-	2012
Rio de Janeiro	Ampla/Endesa Brasil	17 Chaves Automatizadas	45 kWp	9 kW	200 kW	2011
	Light	1.200 Religadores	Possui	-	Possui	2014
São Paulo	AES Eletropaulo	Autoreconfiguração do Sistema	-	-	-	2013
	EDP Bandeirante	Religadores telecomandados	70 kWp	-	-	2013

Fonte: Adaptado de (Ministério da Ciência, 2014).

3.4.5 Resolução da ANEEL 414/2010

A resolução 414 foi anunciada em 9 de setembro de 2010 e em substituição a resolução normativa 456 de 2000, pode ser considerada o código de direitos e deveres dos consumidores de energia elétrica. A resolução estabelece as condições gerais de fornecimento de energia elétrica, como deve ser o atendimento inicial, quais as modalidades tarifárias, como são os contratos, as medições e o faturamento, as formas de pagamentos, os esclarecimentos sobre a fatura, os procedimentos irregulares, as responsabilidades da distribuidora e do consumidor, a suspensão do fornecimento, como deve ser o atendimento ao público e o ressarcimento de danos elétricos (Santiago, 2011).

Primeiramente o texto traz as definições para fins e efeitos normativos, dentre as oitenta e nove definições, para este trabalho ressalta-se as definições para unidade consumidora, potência disponibilizada, consumidor, distribuidora, medição, grupo A, grupo B e ciclo de faturamento. A Tabela 4 mostra as principais definições encontradas na resolução 414/2010 e que servem de base para as questões discutidas acerca das redes inteligentes e os aspectos regulatórios vigentes deste trabalho.

Tabela 4. Principais definições da resolução 414/2010 para fins normativos.

Termo	Definição para Fins Normativos
Ciclo de Faturamento	Período correspondente ao faturamento de determinada unidade consumidora. Corresponde ao período de aproximadamente 30 dias, no mínimo de 27 dias e no máximo de 33 dias.
Consumidor	Pessoa física ou jurídica, de direito público ou privado, legalmente representada, que solicite o fornecimento, a contratação de energia ou o uso do sistema elétrico à distribuidora, assumindo as obrigações decorrentes deste atendimento à(s) sua(s) unidade(s) consumidora(s).
Distribuidora	Agente titular de concessão ou permissão federal para prestar o serviço público de distribuição de energia elétrica.
Grupo A,	Grupamento composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão igual ou superior a 2,3 kV. Subdivididos em: Subgrupo A1 – tensão de fornecimento igual ou superior a 230 kV; Subgrupo A2 – tensão de fornecimento de 88 kV a 138 kV; Subgrupo A3 – tensão de fornecimento de 69 kV; Subgrupo A3a – tensão de fornecimento de 30 kV a 44 kV; Subgrupo A4 – tensão de fornecimento de 2,3 kV a 25 kV; Subgrupo AS – tensão de fornecimento inferior a 2,3 kV, a partir de sistema subterrâneo de distribuição.
Grupo B	Grupamento composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão inferior a 2,3 kV. Subdivididos em: Subgrupo B1 – residencial; Subgrupo B2 – rural; Subgrupo B3 – demais classes; Subgrupo B4 – Iluminação Pública.
Medição	Processo realizado por equipamento que possibilite a quantificação e o registro de grandezas elétricas associadas à geração ou consumo de energia elétrica, assim como à potência ativa ou reativa.
Potência Disponibilizada	Potência que o sistema elétrico da distribuidora deve dispor para atender aos equipamentos elétricos da unidade consumidora, de acordo com: Unidade consumidora do grupo A: a demanda contratada, expressa em quilowatts (kW); Unidade consumidora do grupo B: a resultante da multiplicação da capacidade nominal de condução de corrente elétrica do dispositivo de proteção geral da unidade consumidora. Pela tensão nominal, observado o fator específico referente ao número de fases, expressa em quilovolt-ampère (kVA).

Fonte: (Resolução nº 414, 2010)

Ainda no texto resolutivo afirma que é de responsabilidade das distribuidoras exigirem das unidades consumidoras que possuam geração e que possam provocar distúrbios ou danos no sistema elétrico, a instalação de equipamentos corretivos bem como o ressarcimento à distribuidora de indenizações por danos a equipamentos elétricos (Resolução nº 414, 2010).

Para aumento de carga ou geração a resolução 414 de 2010 afirma ser de responsabilidade de o consumidor submeter previamente à apreciação da distribuidora o projeto de elevação da potência injetada ou de potência demandada, com vistas à verificação de adequação do sistema elétrico para resultar na nova potência disponibilizada pela distribuidora (Resolução nº 414, 2010).

Na secção VIII da mesma resolução trata dos empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras, esta secção pode ser considerada importante para regulação das redes inteligentes tendo em vista que estas quase sempre se comportam como este tipo de

empreendimento. No texto, caracteriza-se um empreendimento de múltiplas unidades consumidoras aquele que a utilização de energia elétrica para o atendimento das áreas de uso comum constitui uma unidade consumidora de responsabilidade do condomínio e ainda há utilização de energia elétrica de forma independente, onde a fração é caracterizada por uso individualizado constituindo uma unidade consumidora cada (Resolução nº 414, 2010).

Em relação ao faturamento desse tipo de empreendimento, que normalmente está enquadrado no grupo A, o texto resolutivo afirma que deve ser instalado um ponto de medição totalizadora para o ciclo de faturamento entre o ponto de entrega e a entrada do barramento geral e um ponto de medição em cada unidade do grupo B, responsável pela sua própria fatura. A diferença positiva entre a medição geral e a integração das unidades consumidoras pertencentes ao grupo B, é o valor que deve ser faturado com responsabilidade do condomínio (Resolução nº 414, 2010).

Em relação à infraestrutura básica das redes de distribuição de energia elétrica internas aos empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras o texto estabelece ser de responsabilidade exclusiva do empreendedor interessado.

Quando há GD em unidades consumidoras pertencentes a esse tipo de empreendimento a resolução 414/2010 estabelece que a apuração dos créditos alcançados pela GD deve ser realizada em cada unidade consumidora, exceto quando a central geradora pertencer ao condomínio, onde os créditos devem ser divididos em porcentagens previamente acordadas entre todos participantes do empreendimento.

Desta forma, a resolução 414/2010 estabelece de maneira geral o fornecimento de energia elétrica para as unidades consumidoras, com isso as unidades consumidoras das redes inteligentes também devem seguir as condições instituídas por este texto de lei. Como já foi dito, empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras interligadas por uma rede elétrica de distribuição podem caracterizar uma rede inteligente quando feitas adaptações, como a inserção de medidores inteligentes, uso de GD, possível armazenamento de energia, entre outros.

No estudo de caso que é mostrado detalhadamente no capítulo 4, o empreendimento em análise está enquadrado como um empreendimento de múltiplas unidades consumidoras que passou por adaptações para que se tornasse uma microrrede inteligente. Sendo assim, o projeto físico estudado está claramente submetido aos direitos e deveres impostos pela resolução 414 de 2010.

3.4.6 Resolução da ANEEL 502/2012

Esta resolução foi promulgada em 7 de agosto de 2012 e teve como principal objetivo regulamentar os sistemas de medição de unidades consumidoras do grupo de baixa tensão, ou seja, aqueles que são atendidos pelo fornecimento de energia elétrica sob uma tensão de até 1kV, com exceção dos consumidores residenciais classificados como baixa renda (Resolução nº 502, 2012).

A partir desta resolução, os consumidores puderam ter a aquisição de diversos dados sobre o consumo, como valores de tensão, corrente e interrupções de fornecimento. Vale ressaltar ainda que a resolução permitiu a opção do medidor incluindo a aplicação dos postos tarifários, quando optado pelo uso da modalidade tarifária branca e o consumidor responsável pelos custos entre os sistemas de medição (Resolução nº 502, 2012).

De acordo com a ANEEL, pode se entender como posto tarifário, o período de tempo em horas para aplicação de tarifas de forma diferenciada ao longo do dia. No Ceará, estes postos tarifários são divididos em ponta, fora ponta e intermediário respectivamente nos horários de 17:30h às 20:30h, 21:30h às 16:30h e 16:30h às 17:30h / 20:30h às 21:30h.

Além disso, a resolução regulamenta o sistema de medição provido de sistema de comunicação remota, responsabilizando a distribuidora de adotar procedimentos e tecnologias que assegurem a segurança dos dados trafegados.

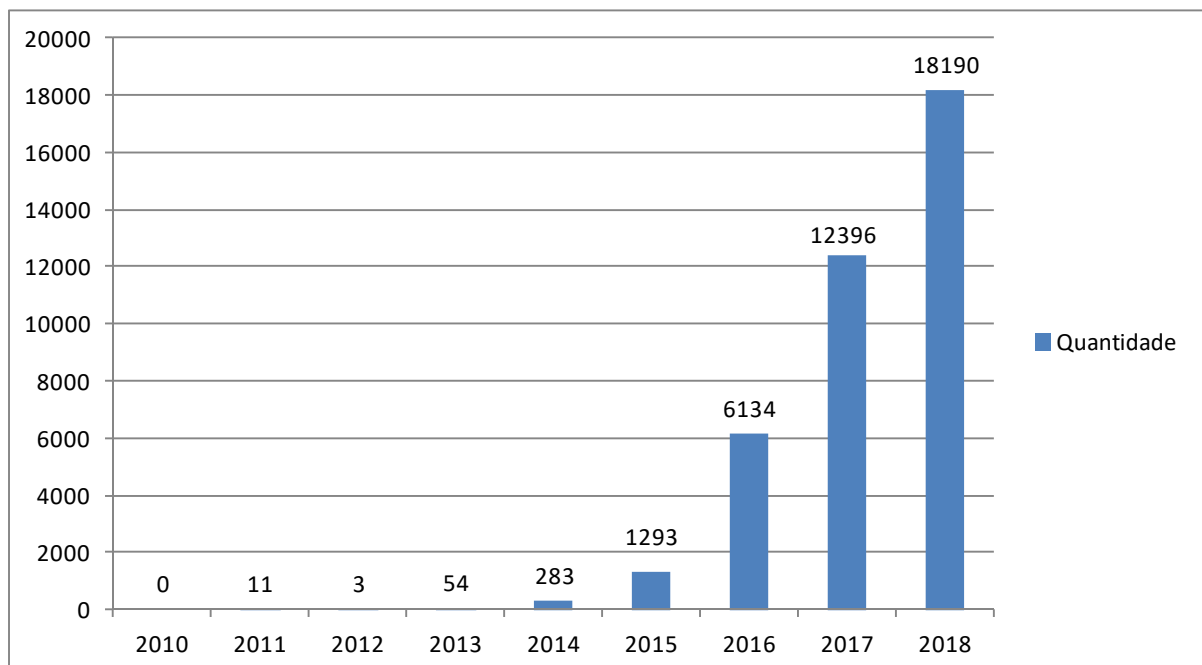
Enfim, esta resolução permitiu um maior acesso de dados pelo consumidor, facilidades tarifárias e regulamentou a comunicação remota dos sistemas de medição, princípios necessários para implantação de REI de qualidade.

3.4.7 Resoluções da ANEEL 482/2012, 517/2012 e 687/2015

A resolução 482 veio com a ausência de uma regulação específica no campo de abordagem de GD, a legislação brasileira teve um avanço visível com a promulgação da resolução da ANEEL 414/2010, porém ainda havia a necessidade de atribuições regimentais que estabelecessem as condições gerais para o acesso desse tipo de geração nos sistemas de distribuição de energia elétrica. Sendo assim, em 17 de abril de 2012, a ANEEL publica a resolução 482 que estabelece as tais condições gerais de acesso e instaura o sistema de compensação de energia elétrica para esses consumidores geradores.

Apesar de essa resolução ter sido um marco histórico no setor regulatório do sistema elétrico brasileiro, havia necessidade de aprimoramento e por isso foi alterada duas vezes. A primeira vez foi através da resolução 517 instituída em dezembro de 2012 pela ANEEL, porém das alterações feitas nenhuma permaneceu e está vigente atualmente. Com a segunda alteração, por meio da resolução normativa 687 publicada em 24 de novembro de 2015, o texto legislativo foi aprimorado, dando um grande incentivo aos consumidores de instalarem usinas geradoras no sistema elétrico e até o momento está vigente sem novas alterações. O Gráfico 2 demonstra o impacto no número de unidades consumidoras que possuem geração após a publicação dos textos de lei.

Gráfico 2. Quantidade de unidades consumidoras que possuem GD entre 2010 - 2018.



Fonte: (ANEELa, 2018)

Observa-se que as primeiras unidades consumidoras com usinas de geração surgiram de fato após a publicação da resolução 414 do ano de 2010, antes desta o número era insignificante. Nos anos de 2013, 2014 e 2015, o número continuou subindo visivelmente o que evidencia o impacto da resolução 482 do ano de 2012 no sistema elétrico brasileiro. No ano de 2016, o número de unidades consumidoras com usinas de geração mais que dobrou, desta vez como uma consequência das alterações dadas pela resolução 687 do ano de 2015. Portanto, o Gráfico 2 mostra um crescimento contínuo ao longo dos anos, e que para muitos

especialista continuará. Com o advento das redes inteligentes é muito provável que estimule ainda mais a taxa de crescimento anual dessas gerações no sistema.

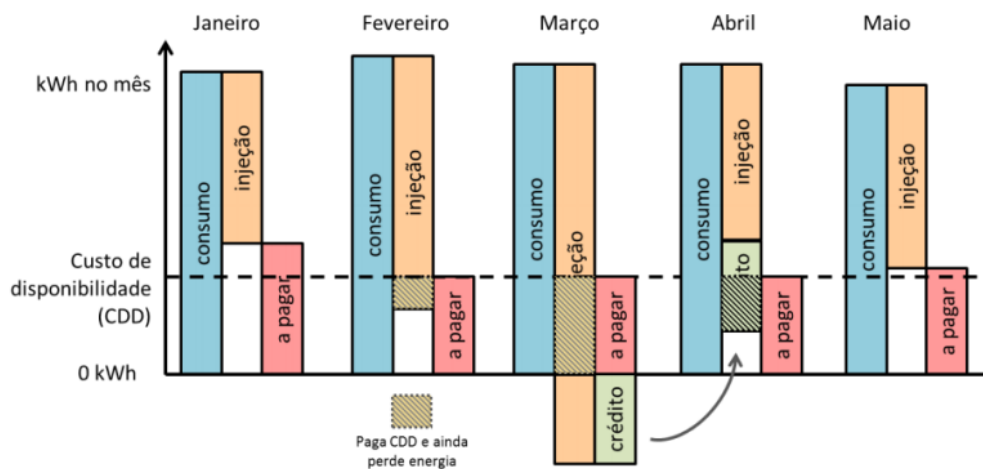
Dentre os inúmeros avanços que esse texto de lei trouxe, devem ser destacadas as definições de microgeração e minigeração distribuída e o sistema de compensação de energia. A microgeração e minigeração distribuída tratam-se de centrais geradoras conectadas na rede de distribuição que utilizem cogeração qualificada ou fontes renováveis de energia. A diferença de ambas é o limite de potência instalada, para a microgeração distribuída o valor deve ser menor ou igual a 75 kW, enquanto que para minigeração distribuída a potência instalada deve estar compreendida em acima de 75 kW e abaixo de 5 MW (Resolução nº 482, 2012).

Entende-se como o sistema de compensação de energia, o sistema na qual a energia ativa injetada pelo consumidor que possui usina geradora é, por meio de um empréstimo gratuito, utilizada pela distribuidora local e posteriormente compensada com a geração de créditos que são abatidos ao fim de cada ciclo de faturamento do consumidor (Resolução nº 482, 2012).

Pelo texto de lei deve ser cobrado no mínimo o valor referente ao custo de disponibilidade para consumidores enquadrados no grupo B ou para os consumidores enquadrados no grupo A, a demanda contratada. A Figura 10 mostra o raciocínio de funcionamento do sistema de compensação de energia.

Deve ser observado que sempre há o custo de disponibilidade ou demanda a pagar, o que diferencia ao longo dos meses é a compensação que há em cima do consumo. Isto quer dizer que quando a energia injetada pela GD ultrapassa o consumo e o custo de disponibilidade, haverá crédito para o próximo ciclo de faturamento, e este crédito compensará em cima apenas do valor de consumo para este ciclo de faturamento que se inicia e a unidade consumidora ainda deverá pagar o custo de disponibilidade ou a demanda contratada, caso o empreendimento estiver enquadrado no grupo A.

Figura 10. Funcionamento do sistema de compensação de energia.



Fonte: (Galdino, 2014)

O custo de disponibilidade, nada mais é do que a taxa mínima cobrada a qualquer consumidor que possui geração distribuída e pode ser interpretado como o custo que a distribuidora cobra para garantir a potência disponibilizada em caso de desligamento da usina e suprimento total de energia elétrica do consumidor por parte somente da distribuidora local.

Podem aderir ao sistema de compensação de energia os consumidores que possuem micro ou minigeração caracterizados como autoconsumo remoto, gerações compartilhadas e integrantes de empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras.

O autoconsumo remoto ocorre quando a central geradora está no mesmo nome do titular que outras unidades consumidoras instaladas distante do local da central, ou seja, o mesmo consumidor pode gerar e consumir em locais distintos. Os créditos devem ser divididos entre as unidades de mesma titularidade de acordo com o contrato estabelecido entre a distribuidora e o responsável (Resolução nº 687, 2015).

A geração compartilhada ocorre quando os consumidores de uma mesma distribuidora local realizam um consórcio ou cooperativa de forma que os créditos obtidos sejam divididos entre os integrantes de acordo com contratos firmados entre estes e a distribuidora (Resolução nº 687, 2015).

Como já foi mencionado na subsecção 3.4.5, consumidores localizados em empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras que possuem geração a compensação é feita diretamente com o titular da usina geradora, porém se a central de produção de energia elétrica for pertencente ao condomínio, os créditos apurados devem ser divididos em

porcentagens previamente acordadas entre as unidades consumidoras do condomínio e esclarecidas para a distribuidora por meio de contratos (Resolução nº 687, 2015).

A potência instalada das centrais geradoras independentes de serem micro e minigeração distribuída fica limitada à potência disponibilizada pela distribuidora local para a unidade consumidora que será conectada com geração. Para que a central possa fornecer acima da potência disponibilizada pela concessionária de energia elétrica, o responsável deve solicitar o aumento de potência disponibilizada, e assim se manter a potência instalada da central geradora igual à potência disponibilizada pela distribuidora à unidade consumidora (Resolução nº 414, 2010) (Resolução nº 482, 2012).

Com isso a resolução garante que se o consumidor gerador tiver problemas técnicos em sua geração local, a distribuidora consiga suprir todo o fornecimento elétrico que ele venha a demandar após o desligamento da sua usina, de maneira que não haja danos elétricos aos demais consumidores ligados à rede de distribuição.

Vale ressaltar que a resolução 482 veta de maneira rígida o enquadramento como microgeração ou minigeração distribuída das centrais geradoras que já tenham entrado em operação comercial ou tenham tido sua energia elétrica contabilizada no âmbito da CCEE ou comprometida diretamente com concessionária de distribuição de energia elétrica, isto é, as centrais geradoras que possuam algum tipo de comercialização de energia através do CCEE com as distribuidoras locais não podem ser enquadradas como micro ou minigeração (Resolução nº 482, 2012).

Desta forma, pode-se dizer que com a resolução 482 o sistema elétrico de potência brasileiro ganhou uma nova perspectiva no que concerne às gerações distribuídas, observa-se ainda que com sua publicação houvesse um grande incentivo para os consumidores passassem a ter uma central geradora em suas residências, comércios e outros. Consequentemente, as redes elétricas inteligentes foram também incentivadas, já que o uso da GD é uma característica intrínseca a proposta desse tipo de rede.

3.4.8 Lei Nº 13.169/2015

A Lei Nº 13.169 foi publicada em 6 de outubro de 2015 e teve como principal objetivo estabelecer as alíquotas referente a contribuição do Programa de Integração Social (PIS) e Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS).

Sendo a partir dessa promulgação reduzidas a zero as alíquotas da contribuição para o PIS e o COFINS incidentes sobre a energia elétrica ativa fornecida pela distribuidora à unidade consumidora, na quantidade correspondente à soma da energia elétrica ativa injetada na rede de distribuição pela mesma unidade consumidora com os créditos de energia ativa, originados na própria unidade consumidora no mesmo mês, em meses anteriores ou em outra unidade consumidora do mesmo titular, nos termos do Sistema de Compensação de Energia Elétrica para microgeração e minigeração distribuída, conforme regulamentação da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL (Lei Nº 13.169, 2015).

3.5 Regulação para sistemas em operação ilhada

Em microrredes inteligentes é bem comum a proposta ousada de operação em regime de ilhamento, a grande questão é como a regulação brasileira enxerga este tipo de operação. Para normatizar este tipo de regime operacional, o setor elétrico brasileiro possui nos módulos 1, 3 e 4 do PRODIST, itens específicos que tratam desse assunto.

Primeiramente o módulo 1 do PRODIST trata das definições para fins normativos e entende que o ilhamento é a operação em que a central geradora supre uma porção eletricamente isolada do sistema de distribuição da acessada e que possui a mesma definição que operação ilhada. E microrrede como uma rede de distribuição de energia elétrica que pode operar isoladamente do sistema de distribuição, atendida diretamente por unidades de GD (PRODIST, 2016).

No módulo 3 do PRODIST que trata do acesso ao sistema de distribuição afirma que para centrais geradoras com potências instalada inferiores a 300 kW e que operam em regime de ilhamento devem possuir sistemas de controle de tensão e frequência. Para aquelas que têm potência instalada superior a 300 kW, deve ser feito uma avaliação técnica prévia da possibilidade de operação ilhada sem que haja danos elétricos envolvendo as unidades consumidoras atendíveis pela central e as demais atendidas pela distribuidora. O texto ainda determina ser feito uma avaliação da qualidade de energia elétrica entregue associada à microrrede e que existam normas de segurança com instruções claras e específicas para a operação ilhada (PRODISTb, 2017).

O módulo 4 do PRODIST estabelece os procedimentos operativos do sistema de distribuição, onde coloca que toda central geradora em que a distribuidora local permite a

condição de operação ilhada deve ser feito um acordo operativo com a central, transmissora e distribuidora (PRODISTc, 2010).

A central geradora ainda deve contar com um controle de frequência da parcela eletricamente isolada por meio de um controle automático de geração ou tecnologia que seja capaz de desempenhar a mesma função em casos que a operação ilhada seja utilizada, além de fornecer todas as informações necessárias à distribuidora para a elaboração de estudos de regime permanente e dinâmico, com o propósito de garantir o desempenho adequado do sistema de microrrede e a não afetação das demais unidades consumidoras ligadas à rede da distribuidora (PRODISTc, 2010).

O regime de contingência ou a operação ilhada ocorre quando há uma falta no suprimento de energia elétrica da unidade consumidora pela distribuidora local, o empreendimento que possui essa capacidade de operação entra com o fornecimento temporário de energia elétrica para uma área isolada da rede de distribuição e permite que os clientes ligados a esta parcela da rede fiquem energizados e não sintam a falta de suprimento da concessionária de energia elétrica local.

A grande questão de preocupação pelo o que foi visto é a frequência do sistema elétrico. Tradicionalmente, quando a fonte convencional fornece energia elétrica a um consumidor, este consumidor entra na frequência sistêmica da geração de todo o sistema elétrico nacional, pois devido ao SIN cada unidade consumidora pertencente à rede elétrica brasileira possui a mesma frequência. Quando ocorre uma falta de suprimento por parte da distribuidora e a microrrede entra em operação ilhada, a frequência das unidades consumidoras atendidas por essa, passa a ser estabelecida pela central geradora do regime de ilhamento.

Ocorrendo o reestabelecimento do suprimento pela concessionária de energia elétrica, há a necessidade de que a frequência dos consumidores da microrrede seja igual à frequência da distribuidora local que por sua vez tem a frequência igual a do sistema interligado nacional. Se não houver esta equivalência de valores, todo o sistema elétrico pode entrar em colapso, já que variações de frequência pode acarretar desequilíbrio de velocidade de motores e geradores que, por principio, necessitam estar em sincronismo para garantir a relação, valor de geração igual a perdas mais demanda.

Desta maneira, os módulos do PRODIST antes de tudo garantem que as centrais geradoras possuam um controle adequado de frequência, porém sob a questão de regulação para operação ilhada de microrredes, a legislação brasileira pode ser considerada muito aquém

de uma normatização específica e que estabelece as condições gerais para este tipo de operação e, por conseguinte para redes inteligentes que possuam a capacidade de ilhamento.

3.6 Considerações finais

O Brasil, assim como em muitos países ao redor do mundo, vem sofrendo intensas modificações energéticas. A hidroeletricidade sempre foi a principal opção brasileira, porém com as crises hídricas que o país vem sofrendo, evidenciou a vulnerabilidade do sistema e instaurou a importante preocupação em se pesquisar uma saída economicamente viável e rápida como fontes alternativas de energia.

Paralelamente se fez necessário um arcabouço regulatório para que as novas características de rede fossem reconhecidas adequadamente, com isso, houve o marco regulatório das resoluções 482/2012, 502/2012 e 687/2015, que forneceram a base para implantação das primeiras GD do país. Em relação as REIs, é visto que o Brasil necessita avançar pois na sua grande maioria, as regulações são possíveis de várias interpretações e não possuem um texto específico para este tipo de arquitetura de rede.

4 ESTUDO DE CASO E SUA CONTEXTUALIZAÇÃO NORMATIVA

4.1 Introdução

O estudo de caso foi realizado em um projeto piloto de uma microrrede inteligente, localizada fisicamente no município de Eusébio/CE. O padrão de fornecimento de atendimento é em primária de distribuição, isto é, com a tensão de 13,8 kV e é atendida pela concessionária de energia elétrica ENEL Distribuição Ceará.

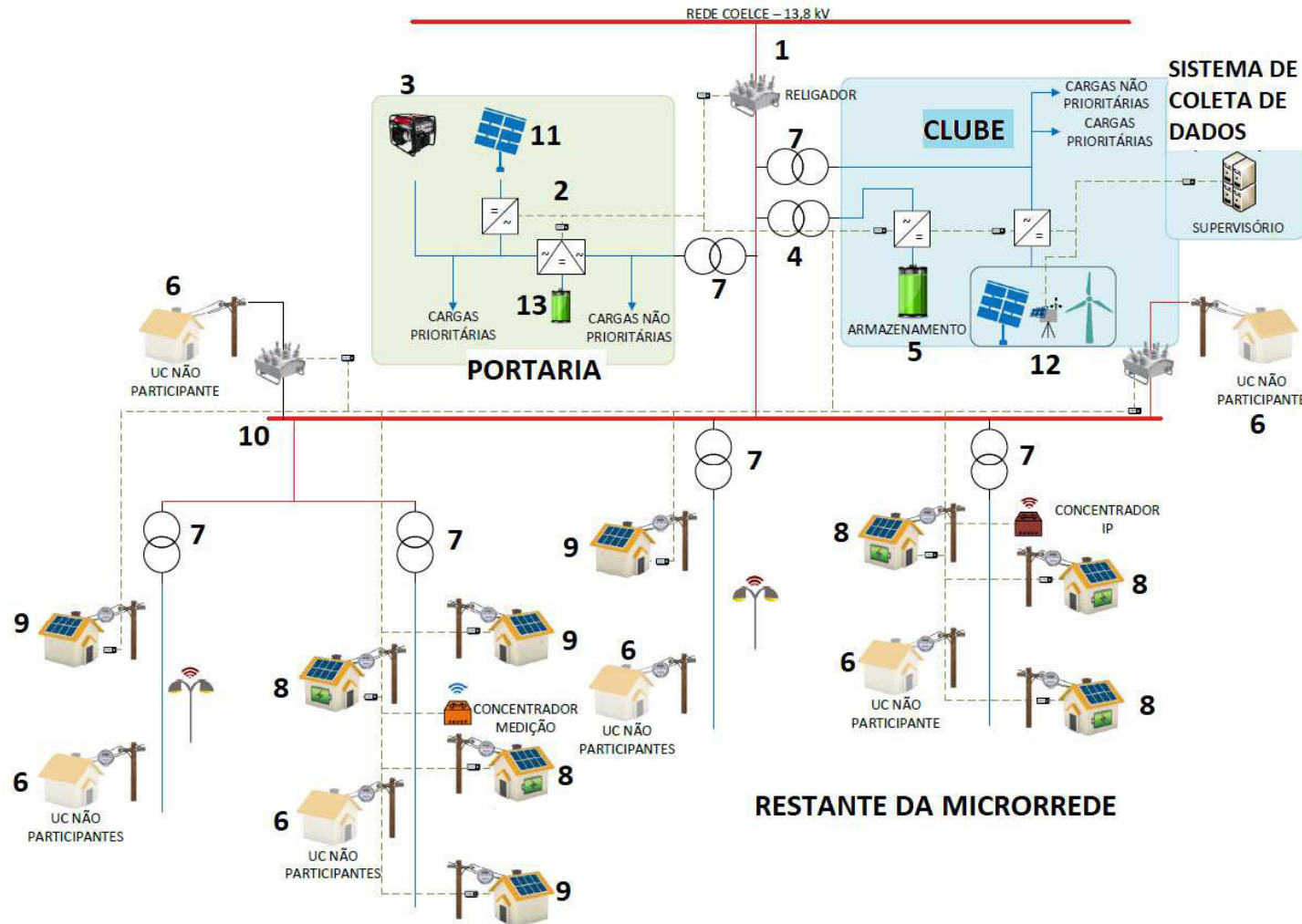
Trata-se de um condomínio residencial particular com 296 domicílios enquadrados no grupo B, 720 lotes de área para expansão, área de lazer com clube enquadrado no grupo A, portaria, 321 pontos de iluminação pública e rede interna de distribuição de aproximadamente 3 km de comprimento.

O projeto de microrrede inteligente contempla 296 quadros inteligentes, sistema de telegestão para iluminação pública, medidores polifásicos, religadores monitorados pelo centro de controle da distribuidora local, portal para monitoramento de consumo em tempo real, dispositivos de gestão de demanda, controladores de carga, aplicativos móveis para monitoramento e controle entre outros.

Em relação à GD o projeto conta com sistemas de geração fotovoltaica em algumas residências, sistema de geração híbrida com fonte fotovoltaica e eólica para área de lazer. Para a função em operação ilhada, o projeto possui um sistema de armazenamento central de energia elétrica por meio de uma bateria.

Para melhor visualização vide o diagrama geral elétrico e estrutural do projeto piloto em questão na Figura 11.

Figura 11. Diagrama geral elétrico e estrutural do projeto de microrrede.



- 1 – Religador Geral trifásico do ramal de entrada.
- 2 – Conversor back-to-back.
- 3 – Gerador à Diesel.
- 4 – Transformador elevador de potência: 220 V/13,8 kV.
- 5 – Sistema de Armazenamento Central.
- 6 – Cargas não prioritárias.
- 7 – Transformador abaixador de potência: 13,8 kV/220 V.
- 8 – Cargas prioritárias com armazenamento local.
- 9 – Cargas prioritárias sem armazenamento local.
- 10 – Rede de distribuição em média tensão do condomínio.
- 11 – Geração local Solar da portaria.
- 12 – Geração local Solar + Eólica do clube.

Fonte: Adaptação do diagrama unifilar desenvolvido pelo próprio projeto.

4.2 Características das cargas elétricas que pertencem ao projeto microrrede inteligente

As unidades consumidoras residenciais pertencentes à microrrede inteligente estão enquadradas no grupo B de acordo com a resolução 414/2010, exceto pelo clube da área de lazer que está enquadrada no grupo A da mesma resolução.

Das residências apenas 3,38% participam da microrrede inteligente, esta parcela é equivalente a dez domicílios, onde cinco possuem sistema de armazenamento de energia local. Com isso, as cargas residenciais podem ser subdivididas em três categorias conforme a relevância de atendimento em operação ilhada:

- Cargas prioritárias e sem bateria local;
- Cargas prioritárias e com bateria local;
- Cargas não prioritárias.

As cargas prioritárias e sem bateria local são as cargas elétricas de maior relevância, isto é, na falta de suprimento de energia elétrica da distribuidora as cargas prioritárias não são desligadas. As cargas prioritárias e com bateria local são cargas elétricas de mesma relevância em atendimento que as primeiras, porém estas diferem por possuírem um sistema de armazenamento local, que as mantêm ligadas por um período de tempo após a falta elétrica local por completo. As cargas não prioritárias constituem as cargas elétricas que não apresentam relevância para atendimento e em operação ilhada estas cargas são desligadas. A Tabela 5 mostra o resumo das características das cargas elétricas que pertencem ao projeto de microrrede inteligente.

Tabela 5. Características das cargas elétricas pertencentes a microrrede inteligente.

Tipos de Cargas	Regime de Operação		
	Fornecimento elétrico pela distribuidora	Fornecimento elétrico pela bateria central da microrrede	Sem fornecimento total temporário
Cargas Prioritárias sem bateria	Energizada	Energizada	-
Cargas Prioritárias com bateria	Energizada	Energizada	Energizada
Cargas não prioritárias	Energizada	-	-

Fonte: Elaborada pela própria autora.

4.3 Características elétricas por área do projeto de microrrede inteligente

O projeto de microrrede inteligente possui usinas de geração de energia elétrica a partir das fontes renováveis, eólica e solar. As usinas de geração estão localizadas em áreas específicas ao longo do empreendimento residencial.

4.3.1 Área de Lazer

Praticamente toda a área de lazer é composta pelo o clube do condomínio e área adjacentes, como piscina, estacionamentos, academia, salão de jogos e outros. Nesta área, há um sistema solar fotovoltaico (FV) conectado a rede interna do condomínio, um sistema eólico e uma central de armazenamento de energia elétrica.

A planta de geração FV é composta por 96 módulos com capacidade de potência fornecida de 260 Wp cada, distribuídos em dois telhados, com sua disposição feita de acordo com a área disponibilizada. Pesquisas indicam que plantas instaladas em áreas localizadas próximas a linha do equador, possuem baixo impacto negativo de geração quando não estão viradas para o norte e nem possuem a necessidade de uma inclinação acentuada quando comparadas as outras áreas. Desta forma, os módulos foram instalados da seguinte forma:

- Inversor de frequência 1;
 - 48 módulos FV conectados em duas fileiras, uma com vinte e outra com vinte e oito. A Figura 12 mostra a configuração adotada para instalação física da planta FV conectada pelo inversor 1.
- Inversor de frequência 2;
 - 48 módulos FV montados em três fileiras, a primeira com quinze, a segunda com dezesseis e a terceira com dezessete. Na Figura 13 pode ser visto a disposição física desses módulos.

Figura 12. Configuração da planta solar conectada ao inversor 1.



Fonte: Projeto da microrrede.

Figura 13. Configuração da planta solar conectada ao inversor 2.



Fonte: Projeto da Microrrede.

Portanto a potência injetada total oriunda da planta solar instalada no clube é de 25 kWp.

Como já foi mencionado, na área de lazer há também um sistema de geração suplementar eólico conectado a rede. São dois aerogeradores com potência nominal de 3,5 kW cada conforme mostrado na Figura 14. Os aerogeradores foram instalados em torres de

concreto com 16 metros e conectados a rede por meio de dois inversores e dois reguladores eólicos.

Figura 14. Aerogeradores instalados no projeto.



Fonte: Projeto da Microrrede.

Os reguladores eólicos possuem a função de controlar a velocidade da rotação das pás quando há uma velocidade excessiva do vento no local, além de permitirem que os aerogeradores gerem energia elétrica em qualquer frequência de operação, pois possuem uma ponte retificadora. Cada ponte de retificação é conectada a um inversor de frequência monofásico, assim a saída de tensão disponível é 220 V.

Foi realizado um estudo para o levantamento da velocidade média de vento no local da instalação dos aerogeradores, o valor encontrado foi de 7 m/s. Levando em consideração a curva de potência fornecida gerada do próprio fabricante e que o fator de capacidade é uma forma de avaliar o potencial eólico da região, e pode ser interpretado como o percentual de aproveitamento, efetivo ou estimado, do total da potência máxima instalada (Amaral, 2011).

Como resultado, foi calculado um fator de capacidade igual a 32,86%, este valor estima um bom aproveitamento eólico futuro quando comparado à média mundial, onde o fator de capacidade em parques eólicos é em torno de 25% (Oliveira, 2017).

Em operação ilhada, a principal fonte de suprimento de energia elétrica é feita pela central de armazenamento que também está instalada fisicamente na área de lazer, mais

especificamente na área atrás do clube em frente ao estacionamento. Esta central de armazenamento é formada a partir de uma bateria de tecnologia íon-lítio o que permite requerimento de potência específica elevada e proporciona baixos níveis de autoaquecimento de células quando comparado a outras tecnologias químicas.

A máxima potência fornecida é de 250 kW em baixa tensão trifásica. A bateria é conectada a um inversor de frequência também trifásico cuja saída está ligada a um transformador elevador com potência nominal de 300 kVA e tensão de saída em 13.8 kV que permite a integração da fonte de armazenamento ao sistema de distribuição interna do projeto de microrrede.

Outra característica da bateria central é que esta detém um centro de controle integrado fisicamente a ela e que admite operação em 50 ou 60 Hz fazendo um sincronismo automático de frequência com o resto da rede na qual está ligada, isto garante que não haja problemas sérios de subfrequência ou sobrefrequência.

Além disso, o sistema de armazenamento trabalha com entrada a frio e saída a quente, com previsão de quatro segundos de tempo para o início da entrada do sistema de armazenamento e de um minuto de sensibilidade visual do reconhecimento da saída da rede de suprimento tradicional até o resultado visível da energia nos ambientes da microrrede.

A Figura 15 mostra a disposição geográfica das instalações físicas dos equipamentos de geração de energia elétrica na considerada área de lazer.

Figura 15. Localização geográfica dos equipamentos de geração na área de lazer.



Fonte: Google Earth

4.3.2 Portaria

A portaria principal do condomínio possui dois tipos de sistemas de geração, uma planta FV e um gerador a diesel, devido à alta prioridade no fornecimento de energia, por questões de segurança e monitoramento total do empreendimento. Para integração dos sistemas de geração da portaria à rede de distribuição do projeto, é utilizado o conversor back-to-back mostrado na Figura 16.

A planta de geração FV instalada fisicamente ao lado da portaria principal é composta por oito módulos de capacidade de potência fornecida de 260 Wp cada, distribuídos em duas fileiras com quatro módulos em série, conectados a rede de distribuição por meio de um inversor de frequência trifásico.

O gerador a diesel será acionado somente em caso de emergência e em última estância, ou seja, somente no caso de uma falta de fornecimento elétrico geral e por questões de segurança do condomínio. A capacidade instalada do gerador é de 25 kVA e é conectado por meio do conversor back-to-back, com uma previsão de tempo início de operação em 10 segundos medidos a partir do instante em que for identificado a necessidade de seu acionamento até esse ser efetivamente conectado pelo conversor.

O conversor back-to-back realiza a integração entre a rede de alimentação, um sistema de armazenamento próprio, as gerações de fontes alternativas de energia e as cargas elétricas, atuando em todos os modos de operação da microrrede inteligente. O sistema do conversor está conectado na rede de baixa tensão, isto é, 380 V e seu sistema de armazenamento próprio é formado por 36 baterias ligadas em série como é mostrado na Figura 16.

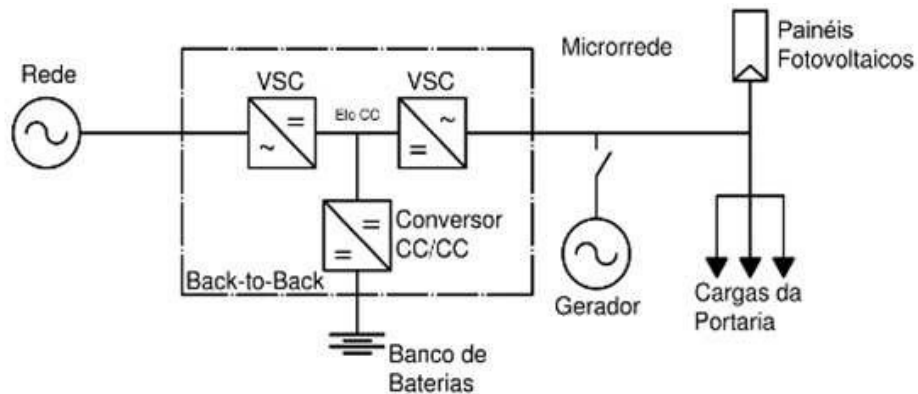
Figura 16. Conversor back-to-back, a primeira o conversor, a segunda as baterias.



Fonte: (Suplier, 2018)

O conversor é o responsável por garantir o suprimento das cargas prioritárias da portaria, desta forma o seu sistema de armazenamento interno alimentam as cargas prioritárias até o limite de sua capacidade acionando após o gerador a diesel, em caso de ilhamento do condomínio de acordo com o digrama unifilar mostrado na Figura 17.

Figura 17. Diagrama unifilar de conexão do conversor back-to-back.



Fonte: Projeto Microrrede.

Esse conversor ainda garante a estabilidade de tensão e frequência do fornecimento elétrico para as cargas e gerencia, quando há excedente, a potência injetada pelas fontes alternativas de energia elétrica para o restante das cargas do empreendimento.

A Figura 18 mostra a localização geográfica da instalação física dos equipamentos de geração da portaria.

Figura 18. Localização geográfica dos equipamentos de geração da portaria.



Fonte: Google Earth

4.3.3 Residências prioritárias com e sem sistema de armazenamento

Cada uma das dez residências considerada prioritária possui uma planta FV e dentre as dez, cinco possuem um sistema de armazenamento de energia elétrica local.

As plantas FV integradas às residências possuem oito módulos dispostos de acordo com cada área de telhado disponível e possuem uma potência de geração de 2 kWp cada domicílio sendo conectadas por meio de um inversor de frequência trifásico em baixa tensão, isto é 380 V.

Para as cinco residências que possuem sistema de armazenamento de energia elétrica, há também a inserção de oito baterias em dois arranjos série de quatro baterias conectadas por um inversor de frequência em baixa tensão, ou seja, 380 V. A vantagem dessas residências quando comparada as outras cinco prioritárias sem baterias, é que em operação ilhada e com a exaustão do sistema de armazenamento central do empreendimento, os domicílios que possuem o banco de baterias ainda podem ser supridos eletricamente por cerca de meia hora prevista.

Todas as residências possuem equipamentos específicos de controle e gerenciamento de cargas. São estes:

- Módulos SmartQ: São dispositivos desenvolvidos para ser instalado em cada circuito terminal elétrico em que se deseja monitorar, controlar e medir as grandezas elétricas desses circuitos;

- Smart quadros: São quadros de distribuição desenvolvidos para substituição dos quadros de distribuição tradicionais. Nestes quadros, são instalados os módulos smartQ e um sistema inteligente de corte que em operação ilhada da microrrede tira 70% da carga elétrica de cada residência como forma de economia de energia;
- Quadro Geral de Força e Dados: Como o próprio nome deduz, são quadros que deve ser instalado em cada uma das unidades residenciais participantes, é um quadro de sobrepor que deverá conter os smart quadros, os barramentos de terra e neutro, bem como nobreak e as saídas dos inversores da planta FV e do banco de baterias, quando houver.

Além dos equipamentos físicos também foi criado um aplicativo móvel, que permite os moradores das unidades consumidoras participantes monitorar a própria geração doméstica solar, bem como visualizar os históricos de consumo de energia elétrica e acompanhá-lo em cada circuito e no quadro geral. Ademais, através do aplicativo há a possibilidade de priorizar as cargas elétricas a partir do perfil de cada consumidor, isto é, há a possibilidade do próprio consumidor efetuar ou agendar o corte ou religamento remoto de circuitos elétricos, conforme sua necessidade.

A Figura 19 mostra a localização geográfica das unidades consumidoras residenciais participantes do projeto microrrede.

Figura 19. Localização geográfica das unidades consumidoras participantes do projeto de microrrede.



Fonte: Google Earth

4.4 Características operacionais do projeto microrrede inteligente

O funcionamento do projeto de microrrede inteligente se assemelha ao funcionamento de uma rede tradicional, porém à medida que se observa os equipamentos inteligentes e a possibilidade de autossuprimento da rede a operação e funcionamento desta se tornam mais complexos.

4.4.1 Modos de Operação

No projeto de microrrede inteligente há dois modos de operação e conseqüentemente quatro cenários bem definidos variando de acordo com a geração local. Portanto, a microrrede inteligente pode operar em Regime Normal ou Operação Normal e em Regime de Contingência ou Operação Ilhada.

4.4.1.1 Primeiro cenário

O primeiro cenário ocorre quando o sistema elétrico está em operação normal, a fonte de suprimento de energia elétrica é feita a partir da concessionária de energia, ou seja, todas as cargas elétricas do condomínio estão ligadas a rede da distribuidora, sendo atendidas pela fonte convencional de energia e sem a presença de gerações locais ativas.

Sob o ponto de vista da distribuidora local este é o cenário mais crítico, pois é necessário haver disponibilidade da energia elétrica demandada de todo condomínio no sistema convencional de distribuição.

4.4.1.2 Segundo cenário

No segundo cenário todas as cargas elétricas estão ligadas e sendo atendidas também pela distribuidora local, o que difere do primeiro cenário é a presença ativa das gerações locais, isto é, sob o ponto de vista da concessionária há um alívio de potência demandada pelo condomínio e caracteriza um cenário menos crítico que o primeiro com o consumidor passando a exercer um papel presente dentro da rede.

4.4.1.3 Terceiro cenário

O terceiro cenário ocorre quando o projeto de microrrede está em modo de operação ilhada e sem geração local ativa. Portanto, somente as cargas elétricas participantes do projeto são ligadas ao sistema de distribuição interno do condomínio e são atendidas unicamente pela a fonte de armazenamento central.

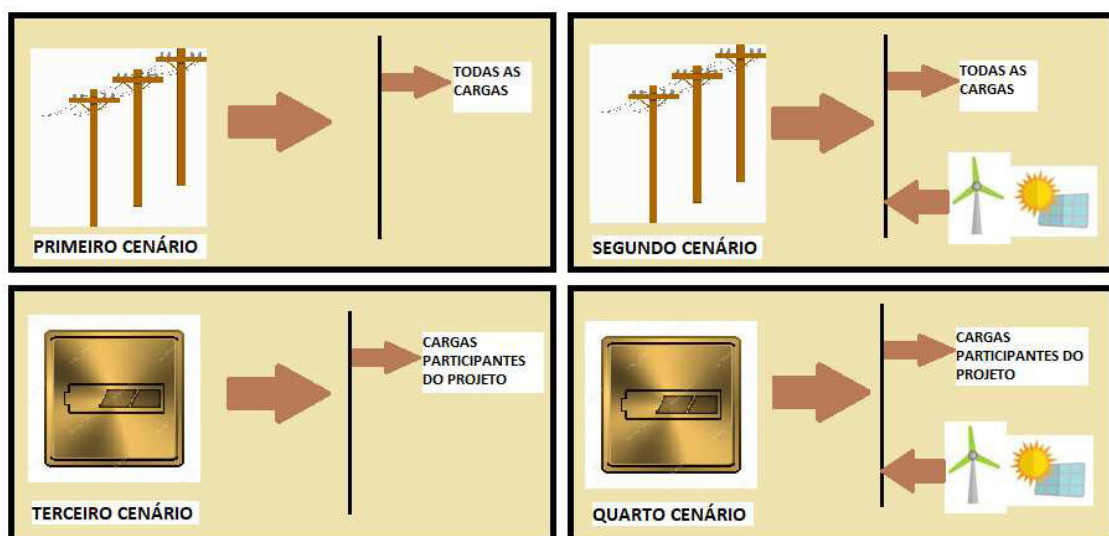
Sob o ponto de vista do armazenamento central este é o cenário mais crítico, já que sem as gerações locais ativas, toda a potência demandada pelas unidades consumidoras participantes é fornecida pela bateria central.

4.4.1.4 Quarto cenário

No quarto cenário, ainda em operação ilhada, somente as cargas elétricas participantes do projeto estão conectadas ao sistema de distribuição interno do condomínio e supridas pela fonte de armazenamento central, porém as gerações estão ativas. Desta forma, isto pode ser interpretado como um alívio de carga sob o ponto de vista do armazenamento central que pode como consequência vir a aumentar o tempo de duração para descarga da bateria.

A Figura 20 resume todos os possíveis cenários de operação do projeto de microrrede inteligente.

Figura 20. Possíveis cenários de operação do projeto microrrede.



Fonte: Própria Autora.

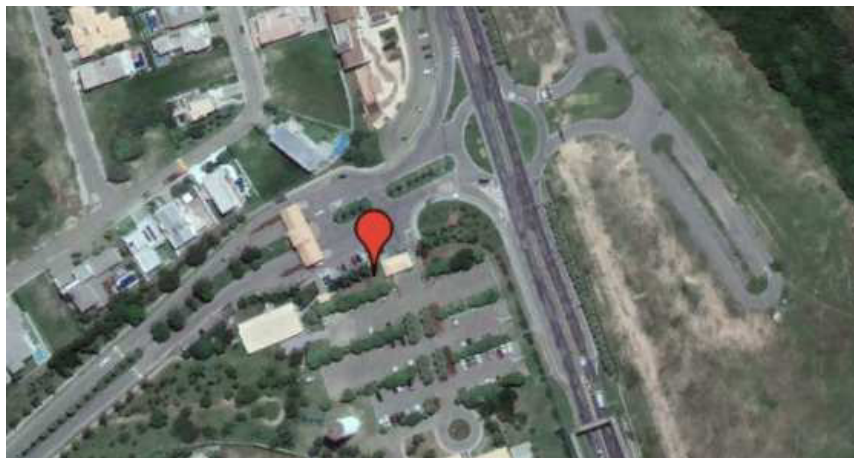
4.4.2 Funcionamento

As distribuidoras locais de energia elétrica são as responsáveis pela conexão, atendimento e fornecimento da grande maioria das unidades consumidoras conectadas à rede.

Como já foi dito na subsecção 3.3 o modelo convencional de distribuição de energia elétrica é representado pela geração centralizada, consumidores passivos e um fluxo unidirecional de potência. Com a transição para uma REI, o consumidor detém um maior controle de seu consumo e por meio das gerações distribuídas, utilizando normalmente as fontes alternativas de energia, passa a ser um cliente ativo em um sistema com fluxo bidirecional de potência.

Ademais o projeto piloto de microrrede inteligente possui a vantagem de no ato de falta de fornecimento de energia elétrica por parte da distribuidora, suprir momentaneamente parte das cargas elétricas do interior do condomínio. De forma que, o religador trifásico que está fisicamente instalado no ramal entrada, conforme indicado na Figura 21, detecta e isola a rede em média tensão do condomínio. Este religador trifásico é comandado e monitorado pela área responsável por todo o controle da rede de distribuição da concessionária local, sendo responsável por permitir o isolamento da microrrede no caso da falha do fornecimento convencional e garantir a sinalização da parte do sistema que esta operando em regime de contingência para segurança de equipes de manutenção e demais pessoas.

Figura 21. Localização do religador que conecta a microrrede ao sistema de distribuição da concessionária.



Fonte: Google Earth.

Todas as unidades consumidoras que estão internas ao condomínio possuem medidores polifásicos inteligentes chamados de smart bases, estes medidores possuem relés de cortes internos, para que seja feito a exclusão das cargas não prioritárias em regime de contingência.

Desta forma, os smart bases, como são chamados os medidores polifásicos inteligentes, identificam o religador aberto através de super capacitores que fornecem energia para os relés de corte os forçando a operar de forma que selecione as unidades consumidoras participantes do projeto das cargas do tipo não prioritárias.

Após a seleção de cargas do tipo prioritária com ou sem armazenamento, os smart quadros de cada casa do tipo carga prioritária remanescente do sistema operam de forma a selecionar somente 30% da carga total envolvida em cada cliente. Estes 30% de carga em cada cliente é o que é suprido de fato pelo sistema de armazenamento interno da microrrede, esta porcentagem é referente à carga considerada essencial de cada unidade consumidora participante do projeto.

O clube, a portaria e o restante do condomínio possuem uma seleção diferente de 30%, porém com o mesmo propósito de restar apenas a carga essencial para o armazenamento central suprir, por exemplo, é cortado parte da iluminação pública do condomínio.

Ao término de cada seleção é enviada uma informação de confirmação de corte para o sistema de coleta de dados da própria microrrede, quando a coleta de dados interpreta a última confirmação da triagem, envia uma sinal para que comece o sincronismo de frequência do sistema de armazenamento central e das cargas elétricas, ou seja, entre em operação.

O armazenamento central de banco de baterias possui uma previsão de permanecer operando por trinta minutos, em condições de carga máxima remanescente restante dos cortes feitos e sem considerar as gerações distribuídas ativas. Sendo assim, a previsão de trinta minutos é para a conjuntura mais agressiva possível do modo de operação em ilhamento.

Neste momento, por meio dos aplicativos móveis, os clientes podem escolher qual cômodo da casa ele prefere manter ligado, ou qual aparelho ele deseja desligar, dando a cada um a liberdade e comodidade de utilizar a sua parte da energia conforme sua necessidade.

Quando o sistema de armazenamento central se exaure por completo, as cargas essenciais da portaria começam a serem supridas pelo banco de baterias que está locado no conversor back-to-back. Quando este banco de baterias não possui mais energia, a portaria

passa a receber o fornecimento de energia elétrica diretamente do gerador a diesel, instalado fisicamente no local. De maneira que, em nenhum momento a portaria do condomínio fique sem o sistema de segurança e monitoramento do empreendimento. Já as casas do tipo cargas prioritárias com armazenamento passam a ser supridas pelas baterias locais por mais trinta minutos previstos.

Com o retorno da fonte de energia elétrica convencional, há um sincronismo de frequência entre o sistema de armazenamento central e a rede elétrica da distribuidora, do jeito que, o retorno do total da carga elétrica do empreendimento seja gradual, primeiro os smart bases retornam as cargas descartadas e depois os smart quadros começam a devolver todos os circuitos para a rede residencial.

Como já foi dito na subsecção 4.3.1, se estima 60 s para que o cliente tenha um resultado visível de energia após a falta da distribuidora e uma previsão que o tempo de reconexão seja de maneira ininterrupta.

4.5 Contextualização normativa

4.5.1 Desafios

Atualmente a expansão do setor elétrico nacional é visível, o ingresso das gerações distribuídas é sentido na medida em que se começa a causar um aumento significativo na injeção da energia distribuída no sistema e a causar impactos econômicos reais, além disso, ainda há as redes inteligentes, que mesmo apresentando apenas um tímido movimento, o desenvolvimento de projetos concretos já começa a aparecer.

Essa nova tendência tecnológica em torno das redes elétricas cria a oportunidade de um novo mercado para rede de dados, medidores inteligentes e *displays* interativos, equipamentos para automação da rede de distribuição em média tensão, equipamentos para geração distribuída, sistemas inteligentes de suporte a gestão, entre outros.

Quando existem mecanismos de mercado não regulados pelo Estado, resultados econômicos indesejados aparecem na sociedade. Isto se deve ao fato de que lacunas são criadas na medida em que não se tem uma total capitalização dos benefícios de um determinado produto, neste caso as REIs (Lima, 2017).

Benefícios como eficiência energética, diminuição das emissões de gases que causam o efeito estufa, inclusão do consumidor como agente ativo dentro do sistema elétrico e outros, como já foram mostrados na subsecção 3.3, devem ser considerados maiores que os investimentos feitos pelas distribuidoras e empresas privadas na instalação das REIs, porém com a falta de uma regulação específica fica inviável mensurar e enquadrar essas redes, bem como avaliar de fato a balança econômica de custos e benefícios para sociedade além dos direitos e deveres de cada participante.

Nesse contexto, foram desenvolvidas políticas públicas voltadas às REIs, tais como as descritas na subsecção 3.4, que fomentam a área de pesquisa, desenvolvimento e inovação (P&D+I) e acercam assuntos como geração distribuída, medidores inteligentes, operação ilhada e outros, de forma que privilegiou a execução dos primeiros projetos de REI com financiamentos oriundos de fundações federais de amparo à pesquisa, bancos regionais e outros (Teixeira, 2013).

O grande desafio para o modelo regulatório atual frente à inserção das REIs, é que o modelo atual é pautado basicamente por um massivo investimento financeiro em infraestrutura de geração e transmissão, com foco em manutenção de um sistema elétrico de potência existente. Conseqüentemente, quando se considera o acréscimo de uma rede onde existe uma rápida evolução tecnológica e adoção de recursos digitais na sua gestão há um notável conflito de características construtivas, operacionais, regulatórias e de longo prazo.

Por exemplo, o Brasil adota o modelo de compensação de energia, onde a energia excedente produzida pelo consumidor é injetada no sistema para ser consumida posteriormente, sem envolver remuneração. Com isso, a evolução natural do mercado leva ao entendimento, por parte do consumidor, de que com o uso da GD há uma redução de seus custos com energia e o incentiva cada vez mais. Como resultado, o mercado reagiu positivamente aos marcos regulatórios implementados pelas resoluções 482/2012, 517/2012 e 687/2015 claramente evidente pelo Gráfico 2 mostrado na secção 3.4, entretanto essa reação pode causar a longo prazo um impacto negativo no faturamento das concessionárias, uma vez que o consumidor está gerando seu próprio consumo de energia elétrica, o que demonstra mais uma vez a necessidade de mudanças regulatórias neste caso no que concerne as formas de comercialização de energia.

Como já foi indicado, o modelo regulatório atual não privilegia a adoção das REIs no país pois não prevê mecanismos para investimento necessários em tecnologia refletindo a

baixa maturidade do mercado nessa área (Lima, 2017). Devido a esta complexidade intrínseca à implantação e operação das REIs, cabe ao Estado exercer o papel de interlocutor na condução da modernização das redes elétricas existentes para que haja modificações nesse cenário, da mesma forma que foi feito ao longo dos anos mostrados na secção 2, onde foi comprovado que o desenvolvimento do setor elétrico brasileiro está intimamente vinculado ao Estado.

4.5.2 Adequação da microrrede inteligente a regulação vigente: situação 2018

De acordo com as legislações abordadas na secção 3, o projeto piloto de microrrede inteligente está enquadrado como um empreendimento de múltiplas unidades consumidoras de geração condominial, apresenta uma rede de distribuição interna com clientes enquadrados nos grupos A e B, onde estes clientes possuem sistemas GD conectadas a rede, todas enquadradas como microgeração residencial, havendo ainda a possibilidade de operação ilhada.

O projeto de microrrede inteligente está enquadrado como um empreendimento de múltiplas unidades consumidoras de geração condominial por possuir uma central geradora pertencente ao condomínio, com consumidores atendidos pela mesma distribuidora local de energia e localizados em uma mesma propriedade (Resolução nº 414, 2010).

Todas as GD conectadas à rede do condomínio apresentam potência gerada abaixo de 75 kW, e por conta disso são enquadradas como microgeração distribuídas desde que a central de armazenamento não esteja fornecendo ou absorvendo energia, ou seja em equilíbrio de atuação e independente do grupo a qual pertença a unidade consumidora (Resolução nº 482, 2012).

Todas as residências participantes apresentam padrão de fornecimento com tensão inferior a 2,3 kV, portanto são enquadradas no grupo B e sub grupo B1. Já o clube do empreendimento possui um padrão de fornecimento acima de 2,3 kV de forma que está enquadrado no grupo A e subgrupo A4. Para as unidades consumidoras do grupo B a geração distribuída deve obedecer à potência disponibilizada de acordo com o dispositivo de proteção geral da unidade, enquanto que a unidade consumidora do clube pertencente ao grupo A deve obedecer a sua demanda contratada atual de 84 kW, ambos não podendo ultrapassar dos valores de potência disponibilizada (Resolução nº 414, 2010).

Em relação ao faturamento, as unidades consumidoras participantes da microrrede fazem parte do sistema de compensação. Para os clientes do grupo B, o valor mínimo que deve ser cobrado ao final de um ciclo de faturamento é referente ao custo de disponibilidade, enquanto que para o cliente do grupo A o valor mínimo é referente a demanda contratada, o grande impasse é que para o primeiro e o segundo cenários de operação o modelo regulatório atende a necessidade, porém nos terceiro e quarto cenário não há arcabouço regulatório que determina quais parâmetros e contratos devem ser seguidos.

Há três possíveis modelos proposto de comercialização de energia com projeto microrrede. No primeiro modelo proposto todas as unidades consumidoras são consideradas independentes pela distribuidora, de forma que a mesma entende que todas são clientes finais e que deve ser analisado um ciclo de faturamento para cada uma separadamente. Com isso, na operação ilhada como a concessionária está fora, a energia circulante dentro do projeto não é contabilizada pela mesma, apenas as tarifas de energia e de uso do sistema de distribuição, pois apesar de interno ao condomínio a rede de distribuição é considerada da distribuidora local.

No segundo modelo, a microrrede inteligente é um consumidor único, tudo que está dentro do projeto pertence à unidade administradora do condomínio. Isto é, neste modelo a concessionária enxerga o projeto inteiro como consumidor final, o operador administrativo do condomínio é responsável pela comercialização de energia elétrica em toda microrrede inteligente e em todos os cenários de operação, a distribuidora local negocia com o operador e este com os demais participantes por meio de contratos.

Neste modelo, há uma particularidade, pois neste caso, pode ser entendido que operador do condomínio funciona como um agente distribuidor de energia elétrica e de acordo com a Lei Nº 8.987/1995, a União deve permitir a prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica, através de uma prévia licitação. Sendo assim, é notório que haverá de ter uma atualização das leis existentes se optado por esse modelo de negócio, já que é somente o grupo ENEL que detém o contrato de concessão de distribuição de energia elétrica do Ceará.

Em regime de contingência, as cargas participantes são atendidas por meio das gerações do empreendimento, e os contratos estabelecidos entre o operador do condomínio e as cargas continuam da mesma forma que o primeiro modelo.

No terceiro modelo proposto, a microrrede continua sendo um único consumidor perante a concessionária de energia elétrica, porém em caso de um problema de fornecimento elétrico imposto pelo operador administrativo da microrrede, a distribuidora local pode assumir o fornecimento elétrico de maneira independente a cada unidade consumidora participante do condomínio, ou seja, cada unidade consumidora tem a liberdade de estabelecer um contrato direto com a distribuidora local para possíveis faltas de fornecimento pelo operador da microrrede. Ressaltando que as gerações pertencentes ao condomínio continuam a serem as mesmas especificadas em 4.3.1 e 4.3.2, as demais microgerações são de responsabilidade da unidade consumidora residencial a qual pertence.

Neste caso em regime de ilhamento, assim como nos outros modelos, a distribuidora fatura as tarifas de energia e de uso do sistema de distribuição e são feitos contratos entre o condomínio e os demais integrantes.

Nos três modelos de negócios o faturamento em cima da operação ilhada é dado pela cobrança da tarifa de energia mais a tarifa de uso do sistema de distribuição por parte da distribuidora e contratos pré-estabelecidos entre os integrantes do empreendimento por parte do condomínio. Porém para o primeiro e o segundo cenário de operação da microrrede há algumas variações, em que se podem perceber vantagens e desvantagens mostradas na Tabela 6 sob os pontos de vista da concessionária e dos integrantes do empreendimento.

Tabela 6. Vantagens e desvantagens dos modelos de negócios propostos no projeto de microrrede.

Modelos	Pontos de Vista	Vantagem	Desvantagem
1	Cliente	Possui uma maior liberdade contratual maior com a distribuidora local. Por exemplo aumento de geração.	Possui apenas uma opção de fornecimento de energia que é por meio da distribuidora. O faturamento do condomínio deve ser rateado por todos os clientes do grupo B.
	Concessionária	Possui uma maior liberdade contratual com os clientes. Sem mudança no modelo atual.	Lida com um maior número de contratos de geração distribuída.
2	Cliente	O condomínio possui a liberdade de estabelecer contratos entre os integrantes.	Possui apenas uma opção de fornecimento de energia que é por meio do operador da microrrede. Faturamento rateado igualmente.
	Concessionária	Facilidade de estabelecer contrato de fornecimento.	Perda de liberdade com os demais integrantes do condomínio.
3	Cliente	Possui de opções de fornecimento.	Custo de disponibilidade de energia que nem sempre será usada.
	Concessionária	Liberdade para estabelecer contratos com o operador da microrrede e seus integrantes.	Garantir maior confiabilidade ao sistema.

Fonte: Elaborado pela própria autora.

Além da questão do faturamento, há uma grande dificuldade em como definir os direitos e deveres do projeto de microrrede, da distribuidora local e dos clientes finais em regime de contingência. De acordo com os módulos do PRODIST a operação ilhada deve obedecer alguns procedimentos de segurança quanto à qualidade de fornecimento de energia principalmente relacionados à frequência sistêmica da rede, porém a qualidade da energia entregue tanto aos clientes ligados a microrrede inteligente como aos clientes remanescentes vai muito além de problemas relacionados somente a frequência, então para estes casos fica difícil discernir quem de fato é responsável pelo o quê.

A priori o modelo proposto foi que em operação ilhada é de responsabilidade do operador da microrrede estabelecer os critérios de qualidade de energia dispostos no módulo 8 do PRODIST para todos os clientes participantes do projeto sem que afete os clientes remanescentes do próprio empreendimento e do alimentador da distribuidora. E em caso de regime normal, é de responsabilidade que todos os critérios de qualidade de fornecimento de energia elétrica sejam ofertados igualmente à todas unidades consumidoras pela concessionária de energia elétrica local.

Apesar de não existirem as devidas regulações para o enquadramento de projetos como o da microrrede inteligente, as premissas gerais descritas na Constituição Federal do ano de 1988 devem ser seguidas como está escrito no Artigo 22. De forma que, a atualização dos textos normativos continue incentivando a exploração do uso de fontes renováveis de capacidade reduzida, como está previsto no Artigo 176, sendo acrescentados artigos que impulsionem a implantação de redes elétricas inteligentes no Brasil.

4.6 Considerações finais

Diante das características descritas no capítulo 4 e das regulações abordadas no capítulo 3, se tem a melhor adequação regulatória encontrada para o projeto piloto de microrrede inteligente, porém é visto que muitas lacunas faltam ser preenchidas por uma legislação adequada específica e muitas das regulações existentes devem ser adaptadas para que não haja dúvidas em questões como faturamento e operação ilhada.

5 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

Visto todo o contexto histórico do sistema elétrico de potência brasileiro, pode-se concluir que o modelo clássico de fornecimento de energia elétrica não é mais a única opção. Na medida em que surgem os avanços na tecnologia das redes elétricas inteligentes, o setor regulatório do país deve ser adequado nas mesmas proporções, para que se evite um descontrole em cadeia dentro do setor elétrico.

Constata-se através do estudo de caso feito neste trabalho, que o Brasil se depara com a necessidade de elaboração de uma base legislativa específica, neste caso no que concerne as microrredes inteligentes e redes elétricas inteligentes no geral. A implantação das microrredes inteligentes podem proporcionar muitos benefícios dentro de um sistema elétrico existente, dentre esses o aumento da confiabilidade do fornecimento de energia e uma maior eficiência energética. Soma-se a isso, a redução dos custos operacionais das concessionárias de energia e gradual expansão dos recursos distribuídos de geração que obrigam a modernização das redes elétricas e avanços tecnológicos dos equipamentos e sistemas de distribuição para acomodação adequada destas redes.

Os primeiros projetos surgem muito timidamente no país e ao mesmo tempo em que ocorre esse crescimento, desafios surgem com abrangência nacional, como é o caso das questões de faturamento, comercialização de energia em regime de contingência, a remuneração da distribuidora decorrente das novas implantações tecnológicas da rede, quais as responsabilidades dos integrantes das REIs e outros.

A partir da análise sobre as questões regulatórias que impactam a implantação das REIs no Brasil apresentada nesse trabalho conclui-se que é necessário a elaboração de um texto de lei específico para essas, tendo em vista que não há condições estabelecidas para o acoplamento de redes inteligentes que possuem sistemas de armazenamento integrado à rede elétrica.

Além disso, é constatado que a inserção de redes inteligentes ao sistema elétrico de potência tradicional permite novos modos de operação que afetam diretamente os diversos agentes que interagem com o sistema. Portanto, um aperfeiçoamento da regulação já existente é imprescindível, de modo que sejam levados em consideração os diferentes interesses por todos os agentes envolvidos, neste caso, distribuidoras, fabricantes e clientes, devendo ser

criada condições claras para que todos os benefícios possam ser apreciados por ambos os lados.

Averigua-se ainda que seja de responsabilidade do Estado a coordenação de políticas públicas, a fim de superar as barreiras naturais da inserção dessas redes. Vale salientar, que as premissas gerais da Constituição Federal de 1988 que incentivam a exploração de fontes renováveis de capacidade reduzida não devam ser retiradas e sim, adicionadas de novos artigos que impulsionem a implantação das microrredes inteligentes.

Com o objetivo de demonstrar claramente a superficialidade da legislação brasileira neste assunto, foi utilizado um projeto piloto de microrrede inteligente para estudo de uma adequação normativa.

A partir da planta do projeto mostrada na Figura 11, foram encontradas algumas características do projeto que se enquadraram na legislação vigente do ano de 2018, como o fato do projeto se encaixar como um empreendimento de múltiplas unidades consumidoras que faz uso de microgeração distribuída condominial e residencial. Contudo ainda houve muitas questões indeterminadas, como:

1. O modelo de negócio que deve ser adotado entre a distribuidora local e a microrrede inteligente em regime de ilhamento;
2. O estabelecimento de um padrão de qualidade e condutas a seguir na operação ilhada;
3. O procedimento padrão para conexão do sistema de armazenamento central integrado à rede;
4. Operador do sistema como um possível distribuidor intermediário de energia elétrica.

Por fim, ainda foram mostrados possíveis modelos de negócios relacionados ao faturamento. No primeiro modelo as unidades consumidoras são tratadas de maneiras independentes pelo sistema, o segundo todas as unidades consumidoras pertencem à unidade administrativa do condomínio, logo toda a microrrede inteligente é vista pela distribuidora como um único cliente. Por último, no terceiro modelo, a distribuidora funciona como uma garantia ao fornecimento do condomínio em uma possível falha do armazenamento central, nos três casos há vantagens e desvantagens que apenas com futuros estudos comparativos mais aprofundados podem ser evidenciadas. Contudo, perante um cenário sem modelos normativos relacionados ao tipo de faturamento que deve ser adotado em microrredes inteligentes e redes

similares, os três modelos podem ser considerados o início para uma nova regulação no que campo das negociações entre agentes ativos do sistema.

6 BIBLIOGRAFIA

ABRADEE. (2018). **Dados de Mercado - Empresas Distribuidoras Associadas ABRADEE**. Brasília: Instituto ABRADEE de Energia.

Albuquerque, Á. R. (2008). **Fluxo de Caixa em Risco: Uma Nova Abordagem para o Setor de Distribuição de Energia Elétrica**. Tese de Doutorado. Rio de Janeiro: Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Amaral, B. M. (2011). **Modelos VARX para Geração de Cenários de Vento e Vazão Aplicados à Comercialização de Energia**. Rio de Janeiro: Universidade Católica do Rio de Janeiro.

ANEEL. (2015). **Manual de Contabilidade do Setor Elétrico**. Brasil.

ANEELa. (2018). **Banco de Informações de Geração**.
<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoCapacidadeBrasil.cfm>:
Acessado em 02 de Setembro de 2018.

Brasil, W. P. (2012). **Leilões no Setor Elétrico Brasileiro: Análises e Recomendações**. São Paulo: Instituto Acende Brasil.

Cabello, A. F. (2012). **Redes Elétricas Inteligentes no Brasil: a necessidade de uma avaliação adequada de custos e benefícios**. Radar, 47-52.

CEMIG. (2006). **Usinas da CEMIG**. Belo Horizonte: Centro da Memória da Eletricidade do Brasil.

Chamada nº 011 (ANEEL Julho de 2010).

Corrêa, M. L. (2005). **Contribuição para uma História da Regulamentação do Setor de Energia Elétrica no Brasil: o Código de Águas de 1934 e o Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica**. Revista Sociologia, 255-291.

Cruz, J. L. (2013). **Sistema de Geração**. O Setor Elétrico, Edição 93.

Decreto nº 2.003, Página 17917 (Poder Executivo 10 de Setembro de 1996).

Decreto nº 20.395, Página 15.575 (Poder Executivo 15 de Setembro de 1931).

Decreto nº 24.643, Página 14.738 (Poder Executivo 10 de Julho de 1934).

Decreto nº 5.163, (Poder Executivo 30 de Julho de 2004).

Decreto nº 5.407, Página 56 (Poder Executivo 27 de Dezembro de 1904).

Decreto nº 54.936, Página 10.023 (Poder Executivo 4 de Novembro de 1964).

Decreto nº 60.824, Página 6.211 (Poder Executivo 7 de Junho de 1967).

EPE. (2018). **Balanco Energético Nacional**. Rio de Janeiro: Ministério de Minas e Energia.

EPEa. (2017). **Projeção da demanda de energia elétrica**. Rio de Janeiro: Ministério de Minas e Energia.

EPEb. (2016). **Compromissos do Brasil no Combate às Mudanças Climáticas: Produção e Uso de Energia**. Rio de Janeiro: Ministério de Minas e Energia.

EPEc. (2008). **Balanco Energético Nacional**. Rio de Janeiro: Ministério de Minas e Energia.

Galdino, H. R. (03 de Abril de 2014). **Os Impactos da Regulamentação ANEEL/482 e da Legislação Tributária no Retorno Financeiro de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede**. Congresso Brasileiro de Energia Solar, p. Recife.

Globo, J. O. (21 de Maio de 2001). **Da falta de estrutura fez-se a ‘crise do apagão’ no Brasil do início do século XXI**. Brasil.

Gomes, J. P. (2008). **O campo da energia elétrica no Brasil** . Revista de Administração Pública.

Hughes, T. P. (1993). **Networks of Power - Electrification in Western Society** . Baltimore: The Johns Hopkins University Press.

Kumar, K. M. (2010). **A Reliability Perspective of the Smart Grid**. Estados Unidos: IEEE Transactions on Smart Grid.

Landi, M. (2006). **Energia Elétrica e Políticas Públicas:A Experiência do Setor Elétrico Brasileiro no Período de 1934 a 2005**. São Paulo: Universidade de São Paulo - USP.

Lei Nº 1.145 (Poder Executivo 31 de Dezembro de 1903).

Lei Nº 1.285 (Poder Executivo 18 de Maio de 1939).

Lei Nº 1.628 (Poder Executivo 20 de Junho de 1952).

Lei Nº 10.847 (Poder Executivo 15 de Março de 2004).

Lei Nº 10.848 (Poder Executivo 15 de Março de 2004).

Lei Nº 13.169, Página 1 (Poder Executivo 6 de Outubro de 2015).

Lei Nº 3.782, Página 10.509 Diário Oficial (Poder Executivo 22 de Julho de 1960).

Lei Nº 5.899 (Poder Executivo 5 de julho de 1973).

Lei Nº 541 (Poder Executivo 15 de Dezembro de 1948).

Lei Nº 8.631 (Poder Executivo 4 de Março de 1993).

Lei Nº 9.074 (Poder Executivo 7 de julho de 1995).

Lei Nº 8.987 (Poder Executivo 13 de fevereiro de 1995).

Lei Nº 9.427 (Poder Executivo 26 de Dezembro de 1996).

Lei Nº 9.478 (Poder Executivo 6 de Agosto de 1997).

Lei Nº 9.648 (Poder Executivo 27 de Maio de 1998).

Lima, R. H. (2017). **A Expansão das Redes Inteligentes sob a Ótica da Regulamentação do Setor Elétrico Brasileiro: Uma Análise Crítica**. Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Curitiba.

Lopes, M. T. (2003). **Análise e Evolução da Tarifa Social de Energia Elétrica no Brasil**. São Paulo: Universidade de São Paulo.

Luiz, C. M. (2012). **Avaliação dos Impactos da Geração Distribuída para proteção do Sistema Elétrico**. Belo Horizonte: Universidade Federal de Minas Gerais.

Mendes, A. L. (2011). **Autoprodução e Produção Independente de Energia Elétrica a partir de Fontes Renováveis no Brasil**. ELECS.

Ministério da Ciência, T. e. (2014). **Redes Elétricas Inteligentes: Diálogo Setorial Brasil-União Europeia**.

MME. (Junho/2018). **Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro**. Brasília/DF.

Muchaluat-Saade, Y. L. (2016). **Geração Distribuída de Energia: Desafios e Perspectivas em Redes de Comunicação**. Rio de Janeiro: Universidade Federal de Fluminense.

Neves, F. d. (2001). **Getúlio e a seca: políticas emergenciais na era Vargas**. Revista Brasileira de História.

Oliveira, V. M. (2017). **Avaliação de Fontes de Dados utilizadas para Estimativa de Potencial Eólico através de Estudos de Casos**. Juiz de Fora: Universidade Federal de Juiz de Fora.

Pietro, M. S. (2006). **Direito Administrativo**. São Paulo: Jurídico Atlas.

Portaria nº 222 (DNAEE 22 de Dezembro de 1987).

Portaria nº 440 (MME 15 de Abril de 2010).

Potência, G. d. (1999). **Interligação Norte-Sul: DESAFIOS, PROBLEMAS, SOLUÇÕES E PERSPECTIVAS PARA A**. Paraná: Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia.

PRODIST. (2016). **Módulo 1 - Introdução**. ANEEL.

PRODISTb. (2017). **Módulo 3 - Acesso ao Sistema de Distribuição**. ANEEL.

PRODISTc. (2010). **Módulo 4 - Procedimentos Operativos do Sistema de Distribuição**. ANEEL.

Resolução nº 375 (ANEEL 25 de Agosto de 2009).

Resolução nº 414 (ANEEL 9 de Setembro de 2010).

Resolução nº 482 (ANEEL 17 de Abril de 2012).

Resolução nº 502 (ANEEL 7 de Agosto de 2012).

Resolução nº 517 (ANEEL 14 de Dezembro de 2012).

Resolução nº 687 (ANEEL 24 de Novembro de 2015).

Resolução nº 77 (ANEEL 18 de Agosto de 2004).

Ribamar, J. (2009). **Como escrever um texto**. São Paulo: Saraiva.

Santiago, L. H. (2011). **Resolução Normativa Nº 414/2010: Aspectos e Mudanças sobre a Regulamentação do Fornecimento de Energia Elétrica**. Fortaleza: Universidade Federal do Ceará.

Silva, E. B. (2008). **Estudo da Evolução do Sistema Elétrico Nacional**. Monografia. Londrina: Universidade Estadual de Londrina.

Sousa, B. R. (12 de Agosto de 2016). **Aspectos Regulatórios da Geração Distribuída no Brasil e no estado do Piauí**. XXIII Congresso Nacional de Estudantes de Engenharia Mecânica, p. Universidade Federal do Piauí.

SPE/MME, N. d. (2016). **Estudo de Capacidade de Energia Elétrica**. Brasília: MME.

Supplier. (2018). **Catálogo Conversor Multifuncional para Microrredes de Energia**. Santa Catarina: SUPPLIER Indústria e Comércio de Eletro-Eletrônicos Ltda.

Teixeira, R. R. (2013). **Redes elétricas inteligentes (smart grid): oportunidade para adensamento produtivo e tecnológico local.** Revista do BNDS, Páginas:43-84.

Veloso, F. A. (2008). **Determinantes do "milagre" econômico brasileiro (1968-1973): uma análise empírica.** Revista Brasileiro de Economia.