



FUNDAÇÃO
GETULIO VARGAS

ISAE/FGV

MBA do Setor Elétrico – Turma 1/12

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO
**IMPACTOS DO NOVO CENÁRIO DA
EXPANSÃO DA GERAÇÃO SOBRE O
PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA
TRANSMISSÃO**

Elaborado por:

Marcio Elizeu Machado

Trabalho de Conclusão de Curso de
MBA do Setor Elétrico

Prof. Orientador: Fabiano Coelho

Curitiba
2016

MARCIO ELIZEU MACHADO

IMPACTO DO NOVO CENÁRIO DA EXPANSÃO DA GERAÇÃO SOBRE O PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

Coordenador Acadêmico: Fabiano Coelho

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao curso MBA do Setor Elétrico de Pós-Graduação *lato sensu*, Nível de Especialização, do Programa FGV Management como pré-requisito para a obtenção do título de Especialista do Setor Elétrico - TURMA 1/12.

Curitiba – PR
2016

O Trabalho de Conclusão de Curso

**IMPACTO DO NOVO CENÁRIO DA EXPANSÃO DA
GERAÇÃO SOBRE O PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA
TRANSMISSÃO**

Elaborado por Marcio Elizeu Machado e aprovado pela Coordenação Acadêmica foi aceito como pré-requisito para a obtenção do **MBA do Setor Elétrico, Curso** de Pós-Graduação *lato sensu*, Nível de Especialização, do Programa FGV Management.

Data da aprovação: _____ de _____ de _____

Coordenador Acadêmico
Prof. Fabiano Coelho – FGV/ISAE-PR

Professor orientador
Prof. Fabiano Coelho – FGV/ISAE-PR

*Ao meu filho Afonso, minha esposa Lúcia, minha família, amigos, colegas, professores,
funcionários do ISAE/FGV e demais profissionais que me ajudaram a completar esta
etapa.*

TERMO DE COMPROMISSO

O aluno Marcio Elizeu Machado, abaixo-assinado, do Curso MBA do Setor Elétrico, do Programa FGV Management, realizado nas dependências da instituição conveniada Instituto Superior de Administração e Economia, ISAE/FGV, no período de 19 de outubro de 2012 a 01 de junho de 2014, declara que o conteúdo do trabalho de conclusão de curso intitulado: IMPACTO DO NOVO CENÁRIO DA EXPANSÃO DA GERAÇÃO SOBRE O PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO é autêntico, original, e de sua autoria exclusiva.

Curitiba, 12 de setembro de 2016.

Marcio Elizeu Machado

LISTA DE ABREVIATURAS E SÍMBOLOS

- ACL Ambiente de Contratação Livre
 - ACR Ambiente de Contratação Regulada
 - ANEEL Agência Nacional de Energia Elétrica
 - BIG Banco de Informações de Geração
 - BNDES Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
 - CCEE Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
 - CEEE Comissão Estadual de Energia Elétrica (Rio Grande do Sul)
 - CEMIG Centrais Elétricas de Minas Gerais
 - CESP Centrais Elétricas de São Paulo
 - CHESF Companhia Hidroelétrica do São Francisco
 - CNPE Conselho Nacional de Política Energética
 - CMSE Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
 - DNAEE Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
 - DNPM Departamento Nacional de Produção Mineral
 - ELETROBRAS Centrais Elétricas Brasileiras
 - ELETRONORTE Centrais Elétricas do Norte do Brasil
 - ELETROSUL Centrais Elétricas do Sul do Brasil
 - EPE Empresa de Pesquisa Energética
 - FCF Função de Custo Futuro
 - FMI Fundo Monetário Internacional
 - FND Fundo Nacional de Desestatização
 - FRM Fontes Renováveis Modernas (Fontes Alternativas de Energia)
-

- FURNAS Furnas Centrais Elétricas
 - GCOI Grupos Coordenadores da Operação Interligada
 - GCPS Grupos Coordenadores de Planejamento do Sistema Elétrico
 - MME Ministério das Minas e Energia
 - MP Medida Provisória
 - Novo Modelo Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro
 - ONS Operador Nacional do Sistema Elétrico
 - PCH Pequena Central Hidrelétrica
 - PDE Plano Decenal de Expansão de Energia
 - PEN Plano de Operação Energética
 - PET Programa de Expansão da Transmissão
 - PIB Produto Interno Bruto
 - PIE Produtor Independente de Energia
 - PLD Preço de Liquidação de Diferenças
 - REVISE Revisão Institucional do Setor Elétrico
 - RESEB Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro
 - RESEB-COM Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro
 - SEB Setor Elétrico Brasileiro
 - SEE Sistema Equivalente de Energia
 - SIN Sistema Interligado Nacional
 - TCU Tribunal de Contas da União
 - UHE Usina Hidrelétrica
-

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO	13
1 INFLUÊNCIAS DO MODELO INSTITUCIONAL	16
1.1 Histórico.....	16
1.1.1 Início Privado, Estatização e Estruturação do SEB.....	16
1.1.2 Monopólio Estatal e o Planejamento Participativo.....	20
1.2 Estrutura Institucional do Setor Elétrico Brasileiro: Modelo Vigente e suas Origens.....	23
1.2.1 Revisão Institucional do Setor Elétrico: REVERSE	25
1.2.2 Primeira Reforma do Setor Elétrico: Modelo RESEB	26
1.2.3 Novo Modelo Institucional do Setor Elétrico	32
1.3 Renovação de Concessões: MP 579/2012 e suas Consequências.....	36
2 INFLUÊNCIAS DE GRUPOS DE PRESSÃO E USO POLÍTICO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	42
2.1 Hipóteses de Uso Político do Setor Elétrico Brasileiro.....	43
2.2 Grupos de Pressão do Setor Elétrico Brasileiro.....	44
2.3 Influências sobre o Planejamento da Expansão do SEB	45
2.3.1 ANEEL.....	45
2.3.2 ONS.....	46
2.3.3 CNPE/CMSE	46
2.3.4 MME	49
2.3.5 EPE	49
3 PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO SOB O NOVO MODELO DO SETOR ELÉTRICO	52
3.1 Estrutura, Definições e Premissas.....	52
3.2 A Expansão da Transmissão.....	56
3.3 A Expansão da Geração.....	59
4 ESTUDO DE CASO: IMPACTO DOS NOVOS CENÁRIOS NO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO	62
4.1 Impactos sobre a Expansão da Geração.....	62
4.2 Impacto na Transmissão: Evolução do PET na Região Central da Bahia	66
5 CONCLUSÃO	73
6 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	75

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1.1: GCPS Regionais e Área de Atuação.....	20
Tabela 1.2: Principais Decretos do Novo Modelo do Setor Elétrico.....	34
Tabela 2.1: Critérios de Uso Político do SEB	43
Tabela 2.2: Instituições que compõem e influenciam Setor Elétrico Brasileiro.....	44
Tabela 2.3: Instituições que influenciam o Setor Elétrico Brasileiro.....	44
Tabela 3.1: Capacidade Instalada do SEB em setembro/2016.....	60
Tabela 4.1: Projetos de Referência do Leilão A-5/2009.....	65
Tabela 4.2: Principais obras em linhas de transmissão PET 2014 Área Central da Bahia	71
Tabela 4.3: Principais obras em subestações de Rede Básica PET 2014 Área Central da Bahia.....	71
Tabela 4.4: Reatores de Linha e de Barra Recomendados	72

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Modelo do Setor Elétrico sob Monopólio Estatal.....	21
Figura 2: Esquema Ilustrativo da Legislação pós MP 579/2012	41
Figura 3: Problema da decisão de investimento.....	53
Figura 4: Estudos de planejamento energético	54
Figura 5: Fluxo Geral do Processo de Planejamento da Transmissão	58
Figura 6: PDE 2016 - Evolução da participação dos diversos tipos de fonte.....	62
Figura 7: PDE 2017 - Evolução da participação dos diversos tipos de fonte.....	63
Figura 8: PDE 2019 - Participação das fontes de produção ao final de 2018 e de 2024	63
Figura 9: PDE 2020 - Participação das fontes de produção ao final de 2014 e de 2020	64
Figura 10: PDE 2024 - Participação das fontes de produção ao final de 2018 e de 2024	64
Figura 11: PET 2014 – Sistema de Transmissão da área central da Bahia - Horizonte 2018.....	68
Figura 12: PET 2014 – Potencial Eólico da Bahia com base nos licenciamentos ambientais emitidos.	69
Figura 13: Expansão da Transmissão na região central da Bahia – Horizonte 2018/2021	70

RESUMO

Entre os anos de 2003 e 2004, o governo federal estabeleceu bases o Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro. Um dos pontos importantes da reformulação foi a definição de premissas para o planejamento da expansão com base em três pilares: modicidade tarifária, segurança de suprimento de energia e universalização. Dificuldades relacionadas a fatores socioambientais, econômicos e regulatórios têm inviabilizado a participação de grandes obras hidrelétricas nos leilões de energia. Problemas com o suprimento de gás natural e baixa competitividade de outras fontes térmicas também tem inviabilizado sua participação em leilão. Projetos de menor escala com base em fontes renováveis modernas (FRM) como a energia eólica e solar fotovoltaica tem tomado o lugar destes projetos. A frustração dos cenários de expansão da geração previstos através de projetos de UHE indicam serem o resultado do aumento das exigências de licenciamento ambiental por parte de grupos de pressão com interesses diversos aos pilares do Novo Modelo. A partir de 2014, notou-se que as premissas do planejamento da expansão da transmissão passaram a considerar a inclusão de áreas com elevado potencial eólicos independente das previsões de carga locais de modo a viabilizar mais projetos competitivos para os leilões de energia nova. Pode-se concluir que as mudanças do cenário da expansão da geração levaram a revisão das premissas do planejamento da expansão da transmissão.

Palavras-chave: Planejamento, Fontes renováveis modernas, geração, eólica, transmissão.

ABSTRACT

Between 2003 and 2004, federal government established the bases to the new model of the Brazilian Electric Sector. One of the important points of the redesign was the definition of premises for expansion planning based on three main concerns: low rates, energy supply security and universality. Due to difficulties on environmental, economic and regulatory, participation of large hydroelectric projects in energy auctions. Problems with the supply of natural gas and low competitiveness of other thermal sources also have made impossible their participation in the auction. small-scale projects based on the basis of modern renewable sources (FRM) such as wind and photovoltaic solar energy has taken the place of these projects. The frustration of generation expansion scenarios provided by HPP projects indicate are the result of increased environmental licensing requirements by pressure groups with diverse interests to the pillars of the new model. From 2014, it was noted that the transmission expansion planning assumptions began to consider the inclusion of areas with high wind potential independent of local load forecasts to enable more competitive projects for new energy auctions. It can be concluded that the change of generation expansion scenario led the review of the premises of the expansion planning of transmission.

Keywords: Planning, modern renewable sources, generation, wind, transmission.

INTRODUÇÃO

Entre os anos de 2003 e 2004 o governo federal estabeleceu as bases para a reformulação do modelo institucional para o setor elétrico brasileiro com a criação das Leis nº 10.847 e 10.848 de 2004. Um dos pontos importantes da reformulação estabelecida pelo novo marco regulatório foi a definição de premissas para o funcionamento do setor, incluindo o planejamento da expansão, com base em três pilares: modicidade tarifária, segurança de suprimento de energia e universalização.

Sob esta ótica, o planejamento da expansão da transmissão objetiva estabelecer um ambiente de crescimento que viabilize a estabilidade do sistema sob a ótica do crescimento da carga. A garantia da modicidade se dá pelo critério do menor custo global de implantação. Neste cenário, obras estruturantes de geração hidroelétrica de energia tem a função de garantir expansão da geração focada na segurança energética e modicidade tarifária uma vez que possuem escala e competitividade garantida pela grande capacidade instalada de geração atribuída a cada empreendimento. Tal competitividade é suficiente para comportar o custo de sistemas de transmissão exclusivos de grande porte, os quais podem ser objeto no planejamento da expansão da transmissão após a efetiva contratação do empreendimento em leilões de energia. Em paralelo, a geração termoelétrica centrada no gás natural atenderia ao critério de segurança energética ao garantir a estabilidade do sistema nos momentos de baixa hidraulicidade. No entanto, as dificuldades relacionadas a fatores socioambientais, econômicos e regulatórios têm gerado atrasos, impedido a participação ou inviabilizado a participação de grandes obras hidrelétricas nos leilões de energia. Problemas com o suprimento de gás natural e baixa competitividade de outras fontes térmicas também tem inviabilizado sua participação em leilão. Devido a estas questões projetos de menor escala com base em fontes renováveis modernas (FRM) como a energia eólica e solar fotovoltaica tem tomado o lugar destes projetos. Apesar de sua competitividade, estes projetos têm menor escala e capacidade financeira para incluir sistemas transmissão de interesse restrito em seus orçamentos além do fato destes empreendedores terem pouquíssima experiência em obras de transmissão. Neste contexto, durante um

período de tempo adotaram-se as Instalações Compartilhadas de Geração (ICG) como uma das soluções para este problema. Foram logo descartadas devido ao descompasso entre os prazos das obras de geração e as obras de transmissão uma vez que EPE e ANEEL só tinham condições de preparar e realizar os leilões das ICGs muito tempo depois dos resultados dos leilões de energia.

Este cenário motivou a elaboração deste trabalho no intuito de se verificar se mudanças no cenário de expansão da geração geraram necessidade de revisão das premissas do planejamento da expansão da transmissão. Para cumprir este objetivo, este trabalho buscará identificar o histórico e as premissas da expansão da transmissão além de descrever o cenário da expansão da geração no novo marco regulatório conhecido como Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro. Ao correlacionar estas atividades se buscará uma conclusão sobre a hipótese levantada.

Para melhor delimitar a hipótese, a análise será feita através de um estudo de caso considerando as variações do Programa de Expansão da Transmissão para a área central do Estado da Bahia, região caracterizada por alto potencial de geração de energia a partir de fonte eólica e baixo consumo local de energia. Desta forma a análise fica limitada a esta região e aos projetos cadastrados e/ou adjudicados nos leilões de energia ou de transmissão promovidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL relativos a esta região a partir de 2009 quando a fonte eólica passou a participar de forma competitiva dos leilões de energia nova.

Assim, este trabalho tem como objetivo geral identificar se as mudanças do cenário da expansão da geração geraram necessidade de revisão das premissas do planejamento da expansão da transmissão. Como objetivos específicos objetivos foram elencados: Identificar histórico e premissas atuais da Expansão da Transmissão; descrever o cenário do planejamento da Expansão da Geração no novo marco regulatório e correlacionar as premissas atuais da Expansão da Transmissão com o Novo Cenário da Expansão da Geração.

A justificativa para a verificação da hipótese reside no fato de que novas premissas para expansão da transmissão de energia têm impactos sobre a competitividade de fontes de geração de energia elétrica nos leilões de energia em

especial sobre aquelas que por suas características não tem escala para suportar grandes investimentos em transmissão. Além disso, falhas no planejamento da expansão da transmissão podem estar inviabilizando novos projetos de geração em função de esgotamento da capacidade de escoamento do SIN em regiões de maior concentração de fontes renováveis modernas.

No Capítulo 1 são apresentadas as influências do modelo institucional no planejamento da expansão. Um breve histórico apresenta as fases da evolução do setor elétrico brasileiro desde 1930 e sua evolução para o modelo estatal e posterior decadência próximo dos anos 90. Foi incluída também uma breve explanação sobre as origens do Novo Modelo a partir das reformas ocorridas a partir de 1990. Por fim, é apresentado um breve resumo das mudanças recentes no setor causadas pela medida provisória que antecipou a renovação de concessões de geração e transmissão do setor elétrico conhecida como “11 de setembro do setor elétrico”.

O Capítulo 2 busca estabelecer definições exemplos da influência de grupos de pressão e uso político do setor elétrico. Entende-se necessária esta análise de forma a reconhecer as eventuais idiossincrasias notadas durante a análise das decisões tomadas no âmbito do SEB.

O Capítulo 3 apresenta os conceitos, premissas e definições que norteiam o processo de planejamento da expansão sob a ótica do Novo Modelo. A seguir são apresentadas as peculiaridades dos processos de planejamento específicos da geração e da transmissão.

Por fim o Capítulo 4 traz uma avaliação correlacionando a capacidade instalada do Brasil com os cenários de geração dos planos decenais de expansão a partir de 2008 buscando interpretar fatores que vieram a desestimular a contratação de energia de grandes projetos de geração e consequentemente estimular a contratação de outras fontes com a eólica.

O presente estudo se apresenta como referência para futuros estudos do autor levando em conta o comportamento dos órgãos de planejamento e a interpretação das motivações inerentes ao rumo que o setor elétrico brasileiro deve tomar.

1 INFLUÊNCIAS DO MODELO INSTITUCIONAL

1.1 Histórico

Foge ao escopo deste trabalho detalhar os marcos histórico do Setor Elétrico Brasileiro que remontam ao fim do século XIX. Cabe, entretanto, estruturar uma breve descrição da evolução do SEB a partir dos anos 30 de forma a estruturar a modo como o Sistema era percebido do ponto de vista do planejamento até o momento prévio ao REVERSE e RESEB.

1.1.1 Início Privado, Estatização e Estruturação do SEB.

Os grandes centros urbanos contavam com serviços de geração, transmissão e distribuição independentes e isolados durante os anos 30. Estes sistemas eram fruto mantidos por operadores privados e, por esta razão, pouco dependiam de um planejamento central para a expansão do sistema. As principais empresas à época eram a canadense Light (Brazilian Traction, Light and Power) responsável pelos sistemas em São Paulo e no Rio de Janeiro e a americana Amforp (American and Foreign Power Company) controladora da Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL) que operava várias cidades do interior de São Paulo além de Belo Horizonte, Curitiba, Maceió, Natal, Niterói, Porto Alegre, Recife, Salvador e Vitória incluindo diversas localidades vizinhas através de outras empresas do mesmo grupo.

A partir 1939, com a criação do Conselho Nacional de Energia Elétrica, o Estado começou a operar no sistema elétrico de forma mais intervencionista. No entanto, esta intervenção era mais voltada a questões relacionadas à política tarifária da época sem nenhuma orientação ao planejamento central. Somente partir do racionamento devido à crise de energia durante a II Guerra Mundial o Estado constatou a necessidade de medidas de planejamento mais efetivas para o sistema elétrico.

Seguiu-se a criação de empresas estatais no período entre 1939 até 1960: Comissão Estadual de Energia Elétrica (CEEE) no Rio Grande do Sul em 1943,

Companhia Hidroelétrica do São Francisco (CHESF) em 1945, Centrais Elétricas de Minas Gerais (CEMIG) em 1952, Centrais Elétricas de São Paulo (CESP) em 1953 e a criação da Central Elétrica de Furnas (FURNAS) em pelo governo federal em 1957.

Diante da expansão da quantidade de empresas estatais do setor elétrico, foi criado em 1960 do Ministério de Minas e Energia (MME), órgão do governo federal com a missão de liderar os estudos e demais assuntos relativos à energia e à produção mineral. Entre as funções do MME estaria a coordenação do planejamento da expansão do SEB. A criação do MME suscitou que se aprovasse no congresso nacional a criação das Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (ELETROBRAS) através da lei 3.890-A/61.

Ao assumir a administração Fundo Federal de Eletrificação e da carteira de investimentos do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico (BNDE, criado em 1952) no setor elétrico, a ELETROBRAS passou se caracterizar como órgão financiador da indústria da energia elétrica nacional e também controlador das subsidiárias do governo federal (CHESF e FURNAS) além acionista minoritário de algumas companhias estaduais como a CEMIG e a CEEE. Este início de estruturação do setor ainda carecia de maior regulamentação, porém ficava clara tendência de o setor elétrico ser majoritariamente estatal ainda que a LIGHT, pela magnitude que representava os mercados consumidores do Rio de Janeiro e São Paulo, ainda tinha maior relevância na produção e transmissão de energia elétrica.

Entretanto, a crescimento da participação estatal no SEB continuava com a aquisição das concessionárias da Amforp pela ELETROBRAS em 1964. O MME passou por reestruturações importantes que trouxeram atribuições de fiscalização, controle e normatização. A lei no. 4.904/65 criou o Departamento Nacional de Águas e Energia (DNAE), posteriormente convertido em Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE), a partir da Divisão de Águas do Departamento Nacional de Produção Mineral (DNPM). A partir de então DNAEE e ELETROBRAS passaram a constituir a estrutura básica de administração dos serviços de produção e transmissão de energia elétrica pelo governo federal.

A evolução do setor prosseguiu com a reorganização empresarial do setor através do Decreto 60.824/67, que estabeleceu a concentração da participação da ELETROBRAS nas empresas regionais como FURNAS, CHESF, as Centrais Elétricas do Sul do Brasil (ELETROSUL, criada em 1968) e posteriormente as Centrais Elétricas do Norte do Brasil (ELETRONORTE, criada em 1973). Também em 1968 iniciou-se a transferência do controle das empresas adquiridas da Amforp para o âmbito dos governos estaduais. Após 7 anos, com a exceção de uma concessionária, os serviços de distribuição de energia passaram ao controle dos estados. No caso do Espírito Santo, houve a federalização da Espírito Santo Centrais Elétricas S.A. (ESCELSA).

Restava ainda unificar as frequências do SEB uma vez que os sistemas de geração, transmissão e distribuição elétrica brasileiros foram desenvolvidos de forma isolada sem qualquer tipo de padronização ou planejamento. O resultado foram sistemas em 50 e 60 Hz, o que levou a ELETROBRAS a iniciar em 1965 o processo de unificação das frequências no padrão de 60 Hz, processo que seria concluído em longos 15 anos. No entanto, sem a unificação das frequências em âmbito nacional seria impossível a interligação dos sistemas e limitaria a expansão a sistemas regionais.

A partir dos anos 70, o planejamento da expansão do Setor Elétrico Brasileiro passou a ser desempenhado pela ELETROBRAS, consolidando sua liderança frente às demais empresas do setor. Esta centralização era necessária em função da grande concentração de investimentos do SEB em torno da administração federal.

A viabilização de empreendimentos gigantescos como os aproveitamentos hidrelétricos de Itaipu e Tucuruí, com seus sofisticados sistemas de transmissão em alta e extra alta tensão em corrente alternada e corrente contínua – que se faziam necessários para escoar a energia gerada por essas usinas – exigiu a concentração dos recursos financeiros e a centralização dos processos decisórios na ELETROBRAS. Assim, a ELETROBRAS passou a exercer plenamente as funções de coordenação do planejamento da expansão e da operação dos

sistemas elétricos brasileiros, além de reforçar sua atuação como principal agente de financiamento setorial. (GOMES et al., 2012; pg. 21)

A lei no. 5899/73 reforçou ainda mais o papel da ELETROBRAS como coordenador do planejamento da operação do SEB. Conhecida como Lei de Itaipu, esta lei também concentrou na Holding da ELETROBRAS a prerrogativa de construção e operação de projetos de geração de interesse supraestadual assim como de linhas de transmissão e subestações em alta e extra alta tensão (acima de 230 kV) para integração interestadual ou destinadas ao transporte de energia de projetos binacionais (como o caso de Itaipu). A lei também definia um limite para a expansão das concessionárias estaduais e definiu o Brasil em regiões geoeletricas coincidentes com a área de atuação de CHESF (Nordeste), FURNAS (Sudeste, DF parte do Centro-Oeste), ELETRONORTE (Norte e restante do Centro-Oeste) e ELETROSUL (Sul e Mato Grosso do Sul). Outro ponto importante da lei de Itaipu foi a padronização dos níveis de tensão linhas de transmissão e a exigência de consulta prévia a ELETROBRAS de qualquer instalação acima de 138 kV que fosse requerida ao DNAEE.

Além de definir o papel preponderante da ELETROBRAS na geração e transmissão de energia elétrica no Brasil, a lei de Itaipu também estruturou Grupos Coordenadores da Operação Interligada (GCOI). Estes grupos eram basicamente colegiados com participação dos principais agentes do setor elétrico: ELETROBRAS, DNAEE, Geradoras, Transmissoras e Distribuidoras de energia elétrica. A meta dos GCOI era “assegurar o uso racional das instalações de geração e transmissão visando atender plenamente as necessidades dos consumidores de energia elétrica.” (GOMES et al., 2012; pg. 23). Com o GCOI e subcomitês associados estavam definidas as bases para uma estrutura colegiada de operação e planejamento da operação do SEB com base em cooperação, sob a coordenação da ELETROBRAS e supervisão da União (Poder Concedente). Finalmente, com a criação dos Grupos Coordenadores de Planejamento do Sistema Elétrico (GCPS), o modelo estatal do setor elétrico e com planejamento participativo estava consolidado.

1.1.2 Monopólio Estatal e o Planejamento Participativo

Embora aprovado por resolução da ELETROBRAS de 1980, o GCPS só passou a operar oficialmente a partir da emissão da Portaria MME no. 1.617/82. Segundo GOMES et al. (2012), o GCPS tinha duas funções principais: *“estudar alternativas de desenvolvimento dos sistemas elétricos das concessionárias e elaborar pareceres e proposições para ajustar os programas de expansão das empresas, entre si e às diretrizes fixadas pela ELETROBRAS assegurando sua compatibilidade com a política energética governamental.”* (GOMES et al., 2012; pg. 24).

OS GCPS tiveram sua atuação regionalizada seguindo a lógica geoeletrica da Holding. Assim, cada um de seus braços da ELETROBRAS agregava as concessionárias estaduais vizinhas que operassem sistemas de geração e de transmissão em alta e extra alta tensão para formar os GCPS regionais conforme a tabela a seguir. Eram organizados em comitê diretor, secretaria executiva, três comitês técnicos e grupos de trabalho.

Tabela 1.1: GCPS Regionais e Área de Atuação

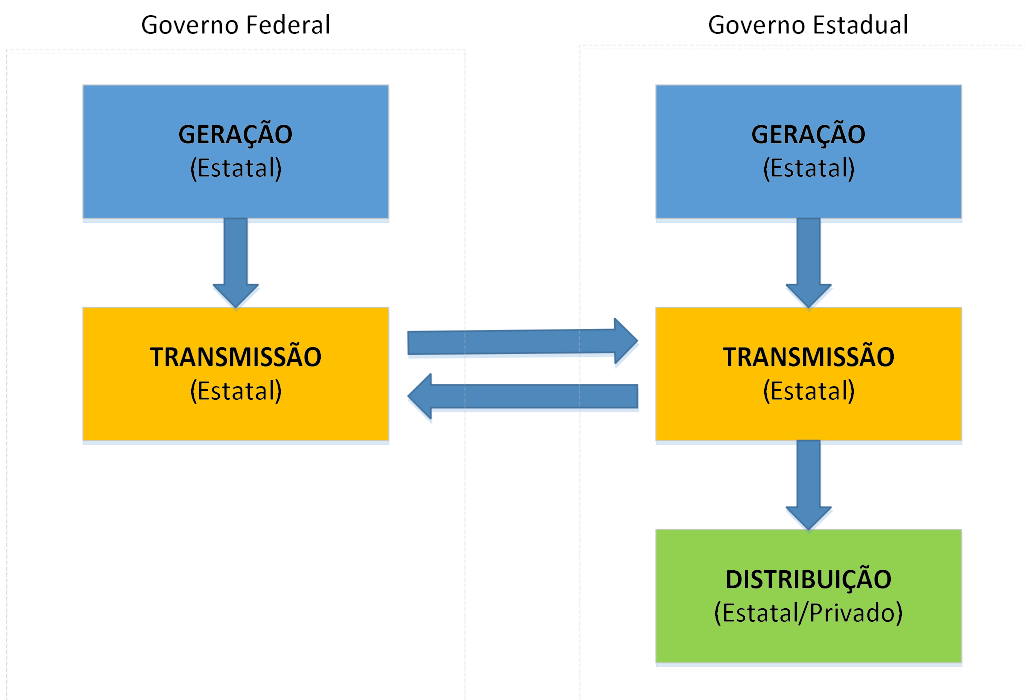
Região	Composição	Área de Atuação
GCPS – Norte/Nordeste	CHESF ELETRONORTE	Norte Nordeste e parte do Centro-Oeste
GCPS – Sul	ELETROSUL COPEL CELESC CEEE	Sul e Mato Grosso do Sul
GCPS – Sudeste	FURNAS CESP LIGHT CEMIG ELETROPAULO	Sudeste e parte do Centro-Oeste

Fonte: Elaboração Própria a partir de GOMES et al. (2012)

Conforme indicado na Figura 1, a partir do fim dos anos 70 o Setor Elétrico Brasileiro estava então organizado com empresas federais de geração e transmissão; concessionárias estaduais de geração, transmissão e distribuição relativamente

verticalizadas além concessionárias estaduais exclusivamente voltadas para distribuição energia. O monopólio Estatal sobre a Geração e Transmissão, mesmo que com parte das concessionárias sob a tutela dos governos estaduais facilitava que o planejamento da expansão nesta época se desse em ambiente de grande cooperação técnica entre as empresas e planejamento participativo.

Figura 1: Modelo do Setor Elétrico sob Monopólio Estatal



Fonte: Elaboração Própria a partir de GOMES et al.(2012)

O modo como o sistema elétrico brasileiro fora estruturado bem como o grande potencial hidráulico do país e suas dimensões continentais indicavam que a expansão do SEB deveria se dar necessariamente através de grandes obras estruturantes de geração e transmissão sob a coordenação do governo federal. Estas diretrizes indicavam a necessidade de planejamento de longo prazo uma vez que após tomada uma decisão de investimento, o efetivo aumento da capacidade instalada do SEB resultante levaria um longo período para se efetivar.

Grandes UHES necessitavam planejamento com antecipação de até 30 anos. Estes planos buscavam identificar rotas de desenvolvimento do SEB e propor metas de médio prazo considerando a composição do parque gerador, dos troncos de

transmissão, do crescimento industrial e tecnológico do país além do crescimento demográfico em si. A partir deste planejamento inicial, estudos de 15 anos eram definidos já estabelecendo programas de expansão para o período. Por fim, estudos de curto prazo com visão do horizonte de 10 anos traçavam um cenário mais realista em função da evolução conjuntural do país considerando as variações do mercado e já antecipando atrasos de cronograma e restrições de orçamento. Para tanto, estes estudos de curto prazo eram elaborados anualmente. Este modelo de gestão do planejamento da expansão perdurou no SEB até o início da desestatização do setor e era funcional por se tratar de monopólio estatal sem qualquer tipo de competição entre fontes ou empresas que compunham o setor.

Neste cenário não se via necessidade de separação entre a produção e transmissão de energia elétrica. O monopólio estatal facilitava esta situação pois em teoria não havia conflito de interesses entre um setor competitivo e outro com características de monopólio natural. A simplicidade do modelo de gestão totalmente estatal tinha características que permitiam a atuação do poder executivo sem necessidade de negociações e intervenções entre governos. Os arranjos comerciais eram simplificados em função da própria característica hierárquica dos sistemas de gestão estatais, isto é, se estabelece um comando central mais forte com governos estaduais de certa forma subalternos ao governo federal, cujos ministérios e órgãos tem capacidade de comandar e decidir de forma discricionária os rumos do setor.

A decadência do modelo era inevitável uma vez que o Estado tinha capacidade cada vez mais limitada de investimento devido à crise econômico-financeira do setor ocorrida a partir de 1980 muito em função do uso político do setor (tarifas congeladas ou reduzidas para controlar inflação), enfraquecimento do DNAEE e deterioração financeira das concessionárias devido aos cortes de orçamento de investimento das estatais. O modelo de planejamento do setor passou a ser ineficaz sem uma revisão institucional do setor que possibilitasse a recuperação das empresas do setor.

1.2 Estrutura Institucional do Setor Elétrico Brasileiro: Modelo Vigente e suas Origens

O modelo institucional aqui detalhado busca demonstrar as mudanças ocorridas a partir dos anos 90, quando se deram as reformas que definiram o modelo vigente. Pretende-se assim demonstrar de forma concisa a sua complexidade buscando evitar vieses ideológicos desnecessários sem, no entanto, deixar de indicar as influências políticas e econômicas implícitas em cada mudança ocorrida no período.

As primeiras reformas que levaram o SEB ao modelo institucional vigente deram-se em um ambiente de grave crise econômica que se refletia em falta de capacidade financeira do Estado para investimentos na infraestrutura brasileira no início dos anos 90.

“O país fechou a década de 80 não somente com uma crise no setor elétrico brasileiro, mas com as finanças nacionais falidas, uma das maiores dívidas do mundo, e o maior índice de inflação registrado até então na história brasileira.” (REGO, 2009; p. 48)

A solução da crise estava centrada na renegociação da dívida externa. Dentre as iniciativas para esta renegociação destacam-se o plano Baker de 1985, fracassado devido a se opor a redução das dívidas, e o plano Brady de 1989, mais flexível e aderente a ideia de uma renegociação mais ampla. Citando SACHS e LARRAIN (2000), Erik Eduardo Rego entendeu que:

“O plano Brady [...] estabeleceu a necessidade de redução das dívidas pelos bancos comerciais credores, seja pela redução do principal, seja pela da taxa de juro. Em contrapartida, para reduzir a carga da dívida que os países devedores, implementassem reformas, sob a observação cuidadosa do FMI e do Banco Mundial, para reestruturar suas economias e assim voltassem a crescer e gerar caixa suficiente para honrar os ‘novos’ compromissos. As medidas do plano podem ser

separadas em duas frentes amplas: (i) Reforma do setor público com o objetivo de diminuir o tamanho e o envolvimento do governo na economia, o que em geral significa um extenso programa de privatizações. (ii) Liberalização dos mercados, o que envolve a ‘abertura da economia ao comércio internacional, com medidas para liberalizar tanto a conta corrente como a conta capital da balança de pagamentos’ (D. SACHS, LARRAIN B, 2000; p.777). ” (REGO, 2009; p. 48)

As diretrizes do plano Brady refletiam teses para proposição de reformas conhecidas como “Consenso de Washington” e apresentavam ao Brasil uma alternativa de reformas do Estado já introduzida nos Estados Unidos e Inglaterra entre as décadas de 70 e 80. As sugestões de reforma incluíam, em lista não exaustiva:

- Privatização de empresas estatais de capital intensivo e características de monopólio natural;
- Corte de custos do governo através da redução do funcionalismo estatal e despesas associadas;
- Liberalização Econômica e reformas: fiscal, tributária e trabalhista.

Assim esperava-se reduzir a presença do Estado na economia e investimentos em políticas públicas, reduzir a inflação (criada principalmente pela emissão de moeda para custeio da máquina administrativa) e gerar receitas que permitissem o pagamento das dívidas interna e externa. Tal direcionamento político e econômico, embora com a oposição de alguns setores e da oposição aos governos de Fernando Collor, Itamar Franco e Fernando Henrique Cardoso, gerou o cenário para a criação de um novo modelo institucional para o setor e suas revisões subsequentes que deram origem à estrutura institucional vigente no Setor Elétrico Brasileiro.

“A partir da década de 90, de uma forma geral, pode-se destacar a ocorrência de duas fases de alteração estrutural. A primeira delas envolveu um profundo processo de privatizações das companhias operadoras, o surgimento da agência reguladora

setorial em questão e determinou que as explorações dos potenciais hidráulicos fossem destinadas através de outorgas resultantes de processos concorrenciais, quando o vencedor seria aquele que oferecesse o maior valor pela outorga. Uma segunda fase desta reforma ocorreu no ano de 2004, introduzindo o chamado Novo Modelo do Setor Elétrico, o qual possui como principais diretrizes: garantir a segurança no suprimento; promover a modicidade tarifária e a inserção social como resultado da universalização do acesso. Nesta segunda fase, retoma-se a responsabilização pelo planejamento às mãos do Estado. ” (MARTINS, 2013; p78)

Nos itens a seguir, as fases que deram origem ao atual modelo institucional do SEB a partir dos anos 90 são detalhadas.

1.2.1 Revisão Institucional do Setor Elétrico: REVISE

A primeira reforma teve como referência inicial a Revisão Institucional do Setor Elétrico – REVISE, que se revelou ser uma primeira tentativa do setor de reformar sua estrutura. Citando ELETROBRAS (1993) apud CENTRO DA MEMÓRIA DA ELETRICIDADE (2002), SOITO (2011; p.36) lembrou que o relatório final do comitê executivo do REVISE, apresentado em 1989, apresentava o setor elétrico como sendo uma “estrutura de decisão confusa, envolvendo muitas empresas e organismos, com ingerência indevida de governos estaduais e de grupos de pressão nos processos decisórios”.

Face à constatação acima, o comitê do REVISE emitiu recomendações que sugeriam as reformas que gerariam algumas premissas do Modelo RESEB, quais sejam:

- Eliminar o uso político do setor elétrico principalmente por parte dos governos estaduais;



- Instituir um modelo comercial que impeça que as concessionárias não honrem seus compromissos financeiros face à considerável inadimplência entre empresas;
- Participação da iniciativa privada nos investimentos do setor;
- Reduzir a participação da ELETROBRAS e assim resolver o conflito de interesses inerentes às suas diferentes atividades e atribuições: empresa de geração, financiador, coordenadora do planejamento, operador do sistema interligado;
- Revisão das tarifas de suprimento e de fornecimento de energia.

1.2.2 Primeira Reforma do Setor Elétrico: Modelo RESEB

O modelo RESEB refere-se à primeira Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro e teve seu marco com a criação da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL em 1996 e pela instituição, em 1998, do Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE e o Operador Nacional do Sistema – ONS. No entanto, antes destes fatos vários atos normativos já haviam sido editados e já davam as primeiras feições desta reforma institucional (REGO, 2009, p.51).

Entende-se que o principal driver do modelo RESEB estava voltado para a o princípio da desestatização, isto é, diminuir a participação do Estado no setor elétrico e assim prover-lhe capacidade de investimento. Tal princípio se ancora principalmente na publicação da Lei de Concessão de Serviços Públicos (Lei 8987/1995) e a Lei Setorial (Lei 9074/1995) a qual conta com um capítulo específico para serviços relacionados à energia elétrica.

“Ambas estabeleceram uma nova forma ao setor elétrico brasileiro, em especial previam a possibilidade de licitação de novos empreendimentos, criação da figura denominada Produtor Independente de Energia, livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição e a possibilidade – em certos casos – de que o consumidor possa optar por seu fornecedor de energia.” (MARTINS, 2009; p. 79)

Tal preocupação refletia a situação econômica do país e foi tratada na constituição de 1988 tanto em parte do artigo 21 como no artigo 175.

Art. 21. Compete à União: [...]XII - explorar, diretamente ou mediante autorização, concessão ou permissão: [...] b) os serviços e instalações de energia elétrica e o aproveitamento energético dos cursos de água, em articulação com os Estados onde se situam os potenciais hidroenergéticos[...]. (CF/1988, 2013; p.9)

Art. 175. Incumbe ao poder público, na forma da lei, diretamente ou sob regime de concessão ou permissão, sempre através de licitação, a prestação de serviços públicos. Parágrafo único. A lei disporá sobre: I - o regime das empresas concessionárias e permissionárias de serviços públicos, o caráter especial de seu contrato e de sua prorrogação, bem como as condições de caducidade, fiscalização e rescisão da concessão ou permissão; II - os direitos dos usuários; III - política tarifária; IV - a obrigação de manter serviço adequado. (CF/1988, 2013; p.31)

O foco na privatização de empresas estatais mostrava-se uma necessidade e foi parte importante da primeira reforma do setor elétrico tendo sido tomada com meta pelo Governo Vigente.

Em um quadro de incapacidade de captação ou geração própria dos recursos necessários para investir no setor elétrico, de forma a atender ao crescimento da demanda, o Poder Executivo buscou estabelecer uma base legal que atraísse capitais privados. (SOITO, 2011; p. 38)

Em 1990, foram criados o PND – Plano Nacional de Desestatização e o FND - Fundo Nacional de Desestatização (lei no. 8031/1990) cujo gestor e responsável pela custódia das ações pelas empresas a serem privatizadas era o BNDES. Cabia ao Banco liderar o processo de privatização.

Haviam, porém, outros fatores que necessitavam ser sanados. A lei no. 8631/93, conhecida como Lei Eliseu Rezende, veio para promover encontro de contas entre concessionárias e Tesouro Nacional em montante equivalente a US 26 bilhões com objetivo de solucionar a inadimplência intrassetorial. Para reverter os danos causados pelo uso político do setor na década de 80, quando se represaram as tarifas de energia elétrica na tentativa de conter o processo inflacionário, foram concedidos reajustes praticamente dobrando os valores praticados em 1993. A partir de 1994, com edição do Plano Real, estes reajustes foram descontinuados. Era também necessário dar amparo legal à formação de consórcios para a construção de empreendimentos de geração de energia através de usinas hidrelétricas e assim permitir que a iniciativa privada pudesse participar da expansão da geração sem a participação do Estado, o que foi possível com a publicação do Decreto 915/1993. Sobre este decreto REGO (2009, p.52) registrou que o formato do decreto deste regulamento, revogado em 1996 pelo Decreto no. 2003, foi adequado, pois os consórcios já eram autorizados pelo art. 201 do Código de Águas, conforme se fundamentava aquele regulamento. Complementarmente, o artigo 18 da Lei no. 9074/1995 já autorizava a formação de consórcios para empreendimentos de geração de energia elétrica. Posteriormente o art. 175 foi regulamentado pela Lei Geral das Concessões (Lei no. 8.987/1995).

Estabeleceu-se então o modelo de setor elétrico através das leis e decretos citados anteriormente e também a Lei no. 9074/1995, a qual praticamente definiu os demais pilares do RESEB, quais sejam:

- Foram definidas as normas para outorga e prorrogação de concessões e autorizações de serviço público;
 - Criou-se a figura do Produtor Independente de Energia – PIE;
 - Foi estabelecido o conceito de livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição;
 - Foi estabelecido o primeiro conceito de consumidor livre ao se liberar grandes consumidores para contratar energia diretamente de PIE ou outros concessionários de energia, mesmo de fora da sua área de concessão.
-

Estes itens definem de uma forma geral os fundamentos de uma reforma em busca de um mercado competitivo de energia elétrica. As concessões de projetos de geração e transmissão de energia elétrica passariam a ser via processo concorrencial, com prazos de 35 e 30 anos respectivamente, podendo ser prorrogados por igual período (REGO, 2009; p. 53).

Seguiu-se a criação da ANEEL, MAE e ONS entre 1996 e 1998 abrindo espaço para estabelecimento de uma série de políticas regulatórias que dariam à reforma um caráter mais abrangente, consistente e coordenado. Várias destas políticas faziam parte da proposta apresentada pela consultoria Coopers & Lybrand (C&L) no início de 1998, sendo as principais:

- Criação de uma agência reguladora (ANEEL);
- Desverticalização da cadeia produtiva: foram separadas as atividades geração, transmissão e distribuição de energia;
- Introdução de competição nos segmentos de geração e comercialização de energia;
- Nos segmentos caracterizados por monopólio natural, notadamente os segmentos de transmissão e distribuição, foram estabelecidos mecanismos de regulação incentivada;
- Estabelecimento de Contratos de Compra e Venda de Energia entre geradoras e distribuidoras de energia elétrica estabelecendo o valor normativo: o preço máximo para o repasse do custo da energia negociada as tarifas dos consumidores cativos;
- Livre acesso das empresas geradoras e consumidores livres aos sistemas de transmissão e distribuição e homologação das regras de funcionamento do MAE.

Embora o modelo RESEB tenha criado mecanismos para solução de diversos problemas do setor elétrico que perduram até os dias atuais, esta fase ficou marcada pelas privatizações. Entendia-se que as privatizações eram necessárias para a consolidação do Plano Real e que refletiam também o pensamento liberal da época.

As privatizações foram iniciadas pelas distribuidoras de energia do grupo ELETROBRÁS, notadamente as empresas mais inadimplentes do setor. A estratégia previa que quando privatizadas estas empresas solucionariam a inadimplência junto

aos agentes de geração. Como consequência, os ativos de geração seriam valorizados e trariam mais interessados para futuras privatizações. O processo iniciado em 1995 com a privatização da ESCELSA resultou, após a privatização da SAELPA em 2000, em arrecadação de aproximadamente R\$ 26 bilhões de reais.

Este sucesso fiscal se deu em meio a ajuste fiscal nas contas do governo e um cenário de crise macroeconômica, o que trouxe rejeição da opinião pública. Além da rejeição da opinião pública, contribuiu também para as dificuldades no processo de privatização das empresas do setor elétrico a inversão de etapas no processo de reforma no setor elétrico. Ao contrário da privatização do setor de telecomunicações, cuja privatização realizou-se depois de estabelecido o marco regulatório, a do Setor Elétrico Brasileiro deu-se durante o processo de reforma e antes da regulamentação detalhada que daria formato ao mercado.

Mesmo com estas dificuldades, o processo de privatizações estava em condições de continuar, porém paralisou-se no momento em que interesses políticos da época impediram a privatização de grandes empresas como Furnas e Chesf, o que definiu um cenário de participação mista (estatal/privada) no SEB. Mesmo com estas dificuldades, o processo de privatizações estava em condições de continuar, porém paralisou-se no momento em que interesses políticos da época impediram a privatização de grandes empresas como Furnas e Chesf, o que definiu o cenário de participação mista (estatal/privada) no SEB.

Consideradas as características hídricas do parque gerador brasileiro, entre outros fatores, a paralização das privatizações causou o adiamento de decisões de investimento (e consequentes atrasos de obras) devido às incertezas quanto ao prosseguimento do programa de privatizações. Este contexto, aliado a um período de baixa pluviometria na região onde se localizam as principais áreas de reservatório de água do país, culminaram com o racionamento de energia elétrica entre 2001 e 2002 nas regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste além dos estados do Pará, Tocantins e Maranhão. Este fato foi o marco para transição para uma nova reforma no modelo institucional para o Setor Elétrico Brasileiro.

Desconsiderando a crise hídrica à época, os atrasos de entrada e as dificuldades nas privatizações em operação eram meras consequências das debilidades do modelo regulatório e da gestão da economia com interesses diversos das necessidades do SEB. As razões que levaram ao racionamento de energia elétrica no Brasil podem ser resumidas a seguir em listagem não exaustiva:

- Não havia sinal econômico claro para a expansão da geração uma vez que os contratos iniciais celebrados entre as geradoras e distribuidoras a partir de 1999 com duração até 2006 tiveram suas garantias físicas superestimadas e cobriam a totalidade da demanda das distribuidoras até 2001;
 - Não havia coordenação ou comunicação entre as ações do MAE, ANEEL e ONS. Embora os três já estivessem operacionais não havia visão holística do funcionamento do setor pois cada órgão monitorava o SEB com visões completamente particulares e voltadas à suas atribuições internas, o que prejudicou o necessário planejamento e monitoramento integrado do Setor Elétrico;
 - O modelo regulatório vigente até a crise de energia de 2001 via o planejamento como tarefa secundária. Órgãos importantes para o planejamento da expansão do SEB tais como o CNPE (Conselho Nacional de Política Energética e o CCPE (Comitê Coordenador de Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos) tiveram sua estruturação atrasada e demoraram a efetivamente iniciar atividades;
 - Este mesmo modelo regulatório ainda carecia de uma estrutura jurídica consistente que estimulasse o investimento privado em um ambiente de estabilidade e respeito aos contratos;
 - Ao mesmo tempo que investimento do setor privado não era estimulado o investimento Estatal era limitado em função de determinação do FMI para obtenção de financiamentos pelo Governo Federal. Uma medida externa ao setor, qual seja, a contabilização dos investimentos das empresas estatais
-

como despesas do governo, impediu investimentos destas empresas na expansão da geração. (TOLMASQUIN, 2015 p. 18).

A crise de energia elétrica e o racionamento de energia atuaram como fortes indicadores da necessidade de reformas no RESEB que culminaram com a criação do denominado Novo Modelo Institucional do Setor Elétrico.

1.2.3 Novo Modelo Institucional do Setor Elétrico

Vários autores identificam na reestruturação do SEB uma nova visão sobre o modelo originalmente chamado RESEB. Há, no entanto, vários pontos do modelo institucional estabelecido a partir de 1995 que foram mantidos ou tiveram revisões meramente estéticas no chamado Novo Modelo Institucional do Setor Elétrico, também conhecido como RESEB-COM. O Ministério das Minas e Energia, no Sumário Executivo do Projeto, assim apresentava esta necessidade de continuidade:

“Várias outras recomendações apresentadas no projeto RESEB, não implantadas (ou não detalhadas) naquele primeiro momento e que se conjugariam para que a reestruturação viesse a se completar, permaneceram pendentes. Paralelamente, desde aquela fase inicial de implantação, vários fatos novos foram verificados e a própria implantação parcial mostrou algumas lacunas no projeto RESEB para serem preenchidas. A constatação destas pendências mostrou a conveniência de desenvolvimento do Projeto RESEB-COM, visando complementar (e não refazer) os estudos inicialmente desenvolvidos.” (MME, 2001; p.3)

Tal situação tornou-se comum durante reformas institucionais e denota mais uma correção de rota do que uma mudança de rumo. Vários países latino americanos e além da Inglaterra e alguns estados dos EUA tiveram em seus respectivos setores elétricos a necessidade de reformas que viessem a corrigir aspectos disfuncionais, porém mantendo os pontos positivos da primeira reforma (REGO, 2009).

TOLMASQUIN (2015, p.21) entendia que o modelo anterior não ofereceu à sociedade Brasileira o os três objetivos de qualquer serviço público, em particular a prestação de serviços de energia elétrica: confiabilidade do suprimento, modicidade tarifária e universalidade. Atualmente estes três itens são considerados os pilares do Novo Modelo do Setor Elétrico

De certa forma toda a dinâmica de um modelo de livre negociação de energia não proporcionava um real clima de competição na geração de energia e o necessário estímulo à sua expansão. Mesmo limitado, o Self Dealing entre geradoras e distribuidoras, embora limitado, desestimulava a implantação de novos projetos uma vez que a referência das distribuidoras para a composição das tarifas ao consumidor final era o Valor Normativo (VN) estabelecido pela ANEEL. Esta prática onerava os custos passados ao consumidor final que teve suas tarifas ainda mais aumentadas com a necessidade de contratação de energia emergencial durante o racionamento em 2001.

Aliado a estes fatores que prejudicavam a segurança do suprimento e a modicidade tarifária havia ainda falta de estímulos aos agentes privados do setor elétrico no sentido universalizar os serviços de eletricidade e prover acesso ao SEB de forma mais ampla. Outro aspecto importante a ser definido no Novo Modelo seria uma estrutura mais adequada de planejamento e coordenação entre os Órgãos Setoriais do SEB.

A partir de 2003, com a chegada do Governo Lula, foi iniciado um processo de revisão do modelo institucional do setor elétrico com objetivo, entre outros, reformular a política energética do Brasil e retornar as funções de planejamento às mãos do Estado além de efetivamente formular políticas de energia para o país. A criação de um Grupo de Trabalho pela Portaria no. 40 de 6 de fevereiro de 2003 pelo Ministério das Minas e Energia – MME foi o marco inicial das discussões para um novo arranjo institucional para o SEB. O grupo era coordenado pelo então secretário executivo do MME, Maurício Tiomno Tolmasquim, o qual convidou para colaborar nos trabalhos especialistas em matéria de energia bem como representantes das entidades ligadas ao setor elétrico. O trabalho destes profissionais culminou com a apresentação pelo MME de uma “Proposta de Modelo Institucional do Setor Elétrico”

detalhando, entre outros aspectos, o arranjo institucional, contratual, de planejamento e de financiamento para o SEB.

A proposta posicionou o arranjo regulatório considerando três pilares com base nas prerrogativas básicas da prestação de serviços públicos conforme abaixo:

- Garantia de suprimento de energia elétrica, através do planejamento da expansão e operação otimizada do sistema;
- Modicidade tarifária: Através da competição de preços da geração de energia elétrica e pelo critério do menor custo global;
- Universalização do acesso aos serviços de eletricidade através da inserção social no SEB através de, entre outras providências, dos programas de universalização de atendimento.

Posteriormente a Resolução CNPE 09/2003 aprovou o relatório e uma proposta de medidas legais a serem encaminhadas para a implementação do Novo Modelo bem como foram editadas as MP 144 e 145/2003 que respectivamente apresentavam um novo modelo de comercialização de energia e autorizavam a criação da Empresa de Pesquisas Energéticas - EPE.

A consolidação do Novo modelo do Setor Elétrico se deu com aprovação da MP 144/2003 que alterava vários pontos da legislação vigente para o SEB e a publicação da Lei no. 10847 de 15 de março de 2004 autorizando a criação da EPE e da Lei no. 10848 de 16 de março de 2004 definindo o novo modelo de comercialização de energia elétrica no Brasil além de autorizar a criação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE que passou a incorporar as funções do MAE. Imediatamente após a aprovação de conversão em lei das medidas provisórias, foram emitidos pelo Poder Executivo os Decretos explanados na Tabela a seguir.

Tabela 1.2: Principais Decretos do Novo Modelo do Setor Elétrico

Decreto	Descrição
5081/2004	Regulamenta a atuação do ONS

5163/2004	Regulamenta a comercialização de energia elétrica, processo de outorga de concessões e de autorizações para geração de energia elétrica.
5177/2004	Define atribuições, organização e funcionamento da CCEE.
5184/2004	Cria a EPE e aprova seu Estatuto Social
8195/2004	Institui o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE)

Fonte: Elaboração Própria a partir de TOLMASQUIM (2015, p.26)

Naquele momento as ações tomadas pelo grupo de trabalho criado em 2003 levaram ao aperfeiçoamento do modelo e mitigaram falhas do modelo RESEB que aliados a fatores externos levaram ao racionamento de energia entre 2001 e 2002.

Destacam-se entre os aspectos mais importantes do Novo Modelo Institucional do Setor Elétrico:

- Reformulação do modelo de comercialização de energia elétrica com a criação de dois ambientes de contratação: Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e Ambiente de Contratação Livre (ACL) ou Mercado Livre;
 - Classificação dos Empreendimentos de Geração em novos (Energia Nova) e existentes (Energia Existente). Tornou-se obrigatória a contratação de energia destinada a expansão do sistema apenas com energia nova;
 - A contratação de energia nova para as Distribuidoras passou a ser realizada em pool através de leilões de energia promovidos pela ANEEL com base em planejamento da EPE/MME. A energia existente para ajuste da demanda das Distribuidoras também passou a ser em pool com leilões promovidos pela ANEEL;
 - Criação da CCEE, que veio a incorporar as funções do MAE e passou a ser a gestora da contabilização de toda a energia elétrica gerada e consumida no SIN e a realização dos leilões de energia entre outras atribuições;
 - Retomada dos programas de universalização da energia elétrica;
-

- Atração de novos investimentos para o SEB em função de uma melhor percepção de segurança jurídica e estabilidade regulatória do novo modelo;
- Com a criação da EPE e a estruturação do CMSE o planejamento setorial retornou ao SEB apoiado sobretudo pela contratação de novos empreendimentos de geração e de transmissão através de leilões.

Concluindo, a remodelagem do arranjo regulatório Brasileiro mostra-se adequada até o momento. Outros ajustes vão se tornando importantes em função principalmente da necessidade de se tratar novos desafios como a renovação de concessões dos agentes de transmissão e distribuição de energia elétrica.

1.3 Renovação de Concessões: MP 579/2012 e suas Consequências.

Um dos fatores marcantes na elaboração do Novo Modelo Institucional do Setor Elétrico foi a ampla participação e discussão por parte de todos os agentes do setor. O mesmo não ocorreu a partir da discussão da renovação das concessões geração e transmissão a vencer no período de 2013 a 2015.

“A Medida Provisória (MP) 579 foi publicada no dia 11 de setembro de 2012. Sem um processo de consulta pública formal, que pudesse colher dos agentes do setor elétrico subsídios que pudessem ajudar na tomada de decisão, o Governo Federal fixou como meta a redução, em 20,2%, da tarifa final paga pelo consumidor. A ideia do governo era aproveitar o final dos contratos de geração e transmissão de energia, em tese com ativos já amortizados.” (FARIA, 2015: p.3)

A medida provisória posteriormente convertida na lei nº 12.783/2013 ficou conhecida entre os profissionais do setor elétrico como o “11 de setembro do Setor Elétrico”. Embora exagerado em comparação com os eventos de 2001, o termo reflete bem a forma como esta e outras MP posteriores impactaram negativamente a estabilidade regulatória e o equilíbrio financeiro dos agentes do SEB.

A MP 579/2012 teve como motivação a perspectiva de vencimento em 2012 de contratos de comercialização de energia celebrados com as distribuidoras com concessão de geração prevista na Lei no. 9074/1995. O Poder Executivo considerava que, em grande parte, *os ativos dessas concessões já estavam fortemente amortizados e depreciados, o que permitia que os titulares dessas concessões se apropriassem do valor equivalente a diferença entre o preço da energia vendida no mercado e o custo de operação e manutenção dos ativos.* (TOLMASQUIN, 2015: p. 151)

Interessada em capturar os benefícios resultantes da amortização e depreciação dos ativos em 2013, o objetivo da MP 579/2012 era viabilizar a redução de tarifas de energia elétrica para os consumidores, redução de encargos além da redução de tarifas de transmissão com base em uma proposta de renovação antecipada das concessões atingidas por um período de 30 anos desde que as geradoras aceitassem as seguintes condições:

- Remuneração por tarifas calculadas pela ANEEL para cada Usina Hidrelétrica (UHE);
- Alocação da garantia física de energia e potência de cada UHE na forma de cotas à concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição de energia (mercado cativo, que representa a maioria dos consumidores do Brasil) na forma de cotas semelhantes àquelas recebidas de ITAIPU, dos empreendimentos do PROINFA e das Usinas Nucleares Angra 1 e 2;
- Submissão aos padrões de qualidade exigidos pela ANEEL para a prestação de serviços de geração e transmissão de energia elétrica.

Deve-se salientar, no entanto, que o cálculo das cotas da MP 579/2012 não levava em conta os custos efetivos da Operação & Manutenção dos ativos de geração. A ANEEL usou em seu lugar a mesma metodologia adotada para o estabelecimento das tarifas das distribuidoras de energia, a qual é baseada na definição de margens de lucro pré-definidas e demais critérios de custo baseados em um ranking de eficiência das empresas. Quando aplicada aos ativos de geração esta metodologia deixa de considerar as peculiaridades de cada localidade e de cada sistema associado

às Usinas Hidrelétricas elencadas pela medida provisória para renovação de concessões. A metodologia de cálculo da compensação das geradoras cotistas não levava em conta critérios adequados a realidade de cada empreendimento. Usinas com 30 anos de operação eram valoradas com os mesmos critérios de usinas novas e, em alguns casos, usinas foram valoradas por seu valor orçado ao invés do valor efetivamente gasto.

Em função destas discrepâncias as concessionárias de geração estaduais não vinculadas à ELETROBRAS não aderiram à MP 579, gerando um déficit de cerca de 3600 MW médios em relação ao que se esperava obter em cotas de garantia física para as distribuidoras. Os geradores entendiam ser mais adequada a alternativa lógica de relimitar os ativos pelo menor serviço prestado (via RAP ou MWh) porém com os custos e riscos associados a operação e manutenção do ativo repassados ao licitante. Ganharia a renovação ou nova concessão licitante que ofertasse o menor preço.

A adesão à MP579/2012 foi negada nos casos em que se verificou uma diferença brutal de faturamento no período final das concessões quando comparados os valores do Custo de Gestão dos Ativos de Geração (GAG) a serem recebidos com a previsão de PLD durante o período 2013-2014. No caso específico da UHE Três Irmãos a diferença entre aderir à MP 579/2012 ou passar o restante do tempo de concessão contabilizando a energia gerada no mercado livre era gritante:

“A GAG aprovada para a usina foi de R\$30 milhões por ano. Considerando que a usina gera 217,5 MW médios é possível calcular uma geração aproximada de 1.900GWh por ano, que vezes o preço médio do PLD no período para a região Sudeste (R\$262/MWh), resulta em um faturamento aproximado de R\$500 milhões. Assim, a oferta do governo pela renovação representa um valor 93% inferior – ou seja, 1 ano de venda da energia no mercado livre representa 15 anos de venda no mercado regulado cotista. Logicamente, o investidor que fez esta conta não renovou sua concessão, vendendo sua energia descontratada no ACL até o final da concessão original. ”
(FARIA, 2015, p.7)

A insuficiência de cotas das renovações de concessão em função da aceitação parcial das condições da MP 579/2012 pelas geradoras (apenas o grupo ELETROBRAS) foi agravada pelo cancelamento do leilão A-1 de 2012 o que acarretou exposição involuntária das distribuidoras estimada em 2 GW médios em 2013. Esta exposição foi depois agravada em cerca de 6,6% pelo aumento da demanda causado pela redução das tarifas de energia. A exposição involuntária gerou uma explosão na dívida das concessionárias uma vez que a energia não contratada foi contabilizada aos custos da PLD vigente que, devido à crise hídrica, atingia valores elevadíssimos devido à baixa hidraulicidade verificada no período.

Para sanar o desequilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras e preservar a redução de tarifas prevista na MP, o Poder Executivo acenou com aportes do tesouro na Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e empréstimos da CONTA-ACR. Posteriormente em 2014 a exposição das distribuidoras permaneceu exigindo novos empréstimos desta vez garantidos pela CCEE com base em futuro reajuste de tarifas entre 2015 e 2017.

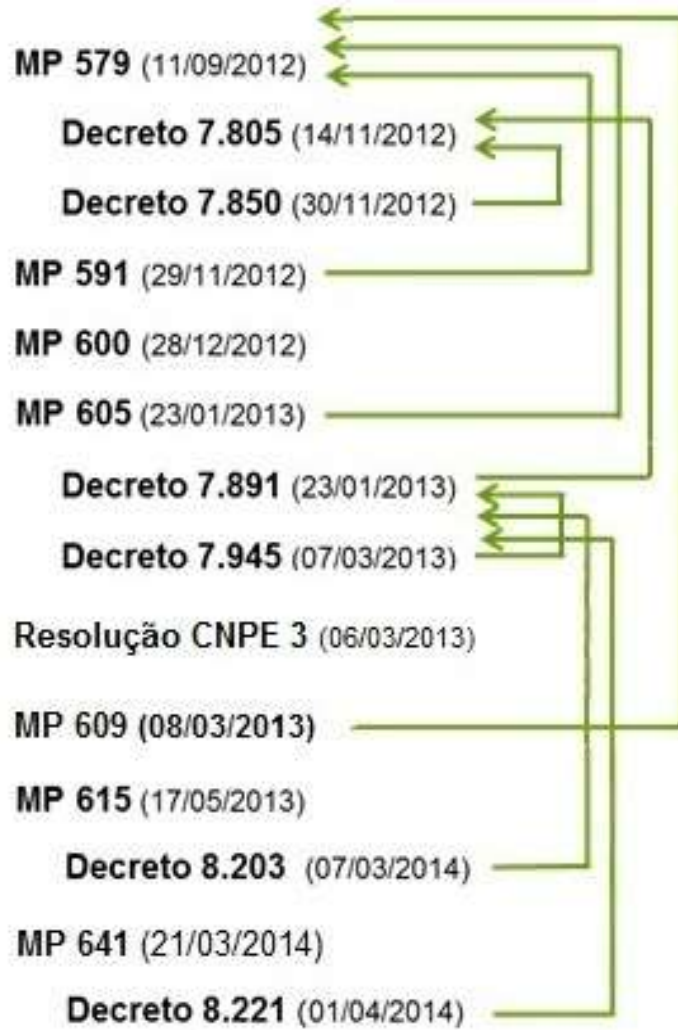
No caso da transmissão, os termos da MP 579/2012 eram considerados atrativos uma vez que os investidores não contavam com a possibilidade de lucros no fim da concessão em função dos valores da PLD durante a crise hídrica. A revisão das RAP previstas na MP foram consideradas adequadas pela maioria das transmissoras.

De fato, com o vencimento das concessões até 2017 as concessionárias de transmissão teriam uma grande redução de patrimônio. Ao abrir mão de suas linhas e subestações, as transmissoras sofreriam diminuição drástica de faturamento e teriam de desmobilizar boa parte de suas estruturas de pessoal e administração, o que resultaria em custos elevados principalmente com demissões. Os poucos casos que se mostravam deficitários foram viabilizados com a garantia de indenização às empresas pelos ativos de Rede Básica do Sistema Existente (RBSE) anteriores a maio de 2000 proporcionados pela MP 591/2012. Assim, em função da previsibilidade dos valores de indenização tanto da RBSE bem como da RBNI (indenização dos ativos pós maio de 2000) todas as transmissoras aceitaram a renovação antecipada de suas concessões ainda em 2012.

No entanto em 2015, três anos depois da adesão das transmissoras, a indenização devida pela RBNI à vista não havia sido recebida ou tiveram atrasos no pagamento parcelado. Até setembro de 2015 os ativos existentes (RBSE) ainda não tinham seu valor definido em função da dificuldade da ANEEL em valor instalações cujos preços não constam em seu banco de dados regulatório. Adicionalmente, transmissoras como a CTEEP ainda correm o risco de perdas expressivas de receita com a possibilidade de transferências das DITs (Demais Instalações de Transmissão) para as distribuidoras de energia conforme aventado na Audiência Pública 041/2015.

Os resultados da MP 579/2012 não previstos originalmente suscitaram uma avalanche de novas medidas provisórias e decretos buscando corrigir os efeitos indesejados obtidos a partir da MP 579/2012 as quais são ilustradas na figura a seguir. A explanação completa destas medidas foge ao escopo deste trabalho, porém é possível inferir que as indefinições causadas no SEB a partir MP 579/2012 tenham sido responsáveis pela excessiva judicialização do setor a qual vem minando a estabilidade regulatória produzida quando da implementação do Novo Modelo em 2004.

Figura 2: Esquema Ilustrativo da Legislação pós MP 579/2012



Fonte: TCU, 2014; p. 5.

2 INFLUÊNCIAS DE GRUPOS DE PRESSÃO E USO POLÍTICO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Ao analisar o histórico recente do SEB é possível inferir que as revisões do arranjo regulatório do setor tenham sofrido a ação de grupos de pressão interessados em atos e normas que viessem a trazer vantagens a determinados grupos ou causas além de permitir o uso político do setor para atendimento de objetivos diversos daqueles definidos a partir dos três principais pilares do Modelo. Tais interesses se distribuem desde razões meramente ideológicas até interesse privados, macroeconômicos e de governo.

Entende-se necessária a análise de alguns grupos de pressão e sua influência sobre o Setor Elétrico em função da capacidade destes grupos influenciarem as decisões do planejamento da expansão. Pode-se ainda inferir que a ação de um ou mais destes grupos pode resultar na inviabilização técnica e econômica de empreendimentos planejados como parte da expansão. A frustração em viabilizar as metas do planejamento da expansão do SEB enseja lições aprendidas que podem influenciar as futuras decisões do planejamento.

A seguir são apresentadas Hipóteses de Uso Político e identificação de cada grupo de pressão e as influências de ambos nas decisões de Planejamento do SEB.

2.1 Hipóteses de Uso Político do Setor Elétrico Brasileiro

Com base na Teoria dos Grupos de Pressão, MONTEIRO et al. (2010) buscou conceituar o uso político do SEB entendendo ser “*necessário dar ao conceito uma definição mais precisa, sem a ambição de esgotar a evidente polêmica sobre o tema*”. A tabela a seguir apresenta resumidamente quatro critérios adotados para a conceituação e identificação do uso político do Setor Elétrico Brasileiro.

Tabela 2.1: Critérios de Uso Político do SEB

Critério	Ocorre Uso Político...
<i>Benefício de Curto Prazo</i> vs. <i>Perda no Longo Prazo</i>	Quando uma ação produz aparente benefício para o SEB no curto prazo, porém representa perda de valor no longo prazo. Exemplo: Aprovação ou aceleração de obras em período pré-eleitoral; Despachos fora da Ordem de Mérito.
<i>Benefício Definido</i> vs. <i>Custo Indefinido</i>	Quando uma ação produz benefícios quantificados a um grupo ou grupos de interesse específico sem transparência sobre a quantificação e quais grupos responderão pelo seu custeio. Exemplo: Subsídios, isenções e encargos cruzados do SEB.
<i>Subsídio do Setor Elétrico ao Estado</i>	Quando o SEB é visto como fonte de viabilização de objetivo externos ao próprio setor conduzindo-o ao risco de inviabilizar sua sustentabilidade de longo prazo. Exemplo: Contenção de tarifas para controle inflacionário.
<i>Estratégico</i> vs. <i>Econômico</i>	Quando uma decisão implica em desrespeito a padrões mínimos de rentabilidade e governança corporativa sob o argumento da “importância estratégica” da ação sem maiores justificativas objetivas. Exemplo: Participação de Estatais em leilões de energia contratando projetos com rentabilidade inferior ao custo de oportunidade de capital.

Fonte: Elaboração própria com base em MONTEIRO et al., 2010.

2.2 Grupos de Pressão do Setor Elétrico Brasileiro

A tabela a seguir apresenta de forma resumida as principais instituições que compõem e influenciam o Setor Elétrico Brasileiro. A tabela seguinte complementa o arranjo indicando os agentes institucionais que atuam indiretamente influenciando os rumos do Setor Elétrico Brasileiro e conseqüentemente o seu planejamento de expansão. A seguir são analisadas as hipóteses de uso político e influência de grupos de pressão sobre o setor elétrico buscando delimitar seu impacto dentro nos órgãos principais responsáveis pelo Planejamento da Expansão do SEB.

Tabela 2.2: Instituições que compõem e influenciam Setor Elétrico Brasileiro

Órgãos Setoriais e de Regulação	Poder Executivo	Poder Legislativo	Poder Judiciário
ANEEL ONS CCEE	CNPE MME CMSE EPE	Câmara dos Deputados Senado TCU (Tribunal de Contas da União)	STF (Supremo Tribunal Federal) STJ (Superior Tribunal de Justiça)
Empresas Estatais do SEB		Empresas Privadas do SEB	

Fonte: Elaboração própria com base em MONTEIRO et al., 2010.

Tabela 2.3: Instituições que influenciam o Setor Elétrico Brasileiro

<ul style="list-style-type: none"> • Poderes Executivo e Legislativo Estaduais e Municipais
<ul style="list-style-type: none"> • Fornecedores de Equipamentos e Serviços
<ul style="list-style-type: none"> • Órgãos Ambientais
<ul style="list-style-type: none"> • ONGs e Movimentos Socioambientais
<ul style="list-style-type: none"> • Associações de Classe

Fonte: MONTEIRO, Eduardo Müller, et al., 2010; p. 26

2.3 Influências sobre o Planejamento da Expansão do SEB

Não faz parte do objetivo deste trabalho o aprofundamento sobre questões inerentes a influência sobre áreas estranhas ao planejamento. Por esta razão serão desprezadas a ação de órgãos de baixa ou nenhuma influência sobre o planejamento da expansão do setor elétrico assim como será analisada a influência sobre órgãos diretamente ligados ao planejamento da expansão: ANEEL, ONS, EPE, MME e CNPE/CMSE.

2.3.1 ANEEL

A ANEEL tornou-se efetivamente necessária ao Setor Elétrico a partir do ciclo de privatizações no SEB, quando a prestação de serviços de energia elétrica passou a ser composta por empresas privadas e estatais. A existência da agência reguladora se torna importante para efetivamente simular a concorrência nos setores considerados monopólio natural (geração e transmissão) assegurando a preservação isonômica dos interesses dos agentes do mercado: consumidores, empresas e governo. O equilíbrio destes interesses infere que o órgão regulador seja entendido como uma estrutura de Estado independente do governo de turno e, portanto, capaz de assegurar as políticas de longo prazo necessárias à sustentabilidade do setor e acima de interesses estranhos à sustentabilidade do SEB. KELMAN (2009) concluiu objetivamente sobre a necessidade de competência técnica e independência decisória em uma agência reguladora.

Uma agência reguladora deve atuar de forma independente, procurando arbitrar eventuais conflitos de forma a equilibrar os interesses do Governo, do concessionário e do consumidor. Por tal motivo, deve ser uma entidade de Estado, e não de Governo, à semelhança dos tribunais. A independência decisória do 'árbitro' só existe com autonomia administrativa. Se não, mais cedo ou mais tarde o 'dono' do Orçamento pode impor alguma condicionalidade para a liberação de recursos. (KELMAN, 2009; p.7)

No entanto, a capacidade da ANEEL de influenciar decisões quanto a tarifas de energia e regras regulatórias com potencial para ajudar ou prejudicar outros agentes do setor torna a ANEEL um potencial alvo de pressão por parte dos Poderes Executivos Federal e Estadual.

A influência sobre o planejamento da expansão pode ocorrer quando da edição de normas que influenciem a competição entre fontes de geração de energia elétrica ou ainda sobrestimem (ou subestimem) a capacidade de geração de potência e/ou energia de Usinas enviando um sinal econômico invertido quanto a necessidade de expansão do SEB caracterizando “Benefício Definido vs. Custo Indefinido” e “Benefício de Curto Prazo vs. Perda no Longo Prazo”.

2.3.2 ONS

O Operador Nacional do Sistema (ONS) tem por objetivo primordialmente a operação otimizada do SIN de modo a garantir a manutenção dos três pilares do Modelo do Setor Elétrico. Assim, seus critérios para atuação no SEB são focados no despacho das fontes de energia disponíveis de forma otimizada técnica e economicamente bem como a garantia da segurança do suprimento de energia elétrica e manutenção da estabilidade do SIN como um todo.

Entende-se que o caráter estritamente técnico do ONS lhe garantiria certa imunidade à ação de grupos de pressão. No entanto, situações que venham a levar o órgão a operar o sistema de forma degradada para garantir o suprimento de energia assim como possibilidade de ações para mascarar atrasos em obras ou ainda fragilidade do parque gerador diante de crises hídricas (Despachos fora da Ordem de Mérito) levam a concluir pela possibilidade de o ONS ser alvo de pressão por parte dos Poder Executivo em geral bem como de associações de Classe e Movimentos Socioambientais. Os critérios de uso político aplicáveis seriam o de “Benefício de Curto Prazo vs. Perda no Longo Prazo”, “Benefício Definido vs. Custo Indefinido”.

2.3.3 CNPE/CMSE

Em sua concepção em 1997, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) tinha como objetivo dar assessoria à Presidência da República no sentido de

“formular políticas e diretrizes de energia destinadas a promover o aproveitamento racional dos recursos energéticos do país em conformidade com a legislação aplicável...” (MONTEIRO, 2010; p.31). Tais políticas e diretrizes devem ter como base vários princípios dentre os quais os mais relevantes para o SEB são: a preservação do Interesse Nacional, o desenvolvimento sustentável, a proteção ao meio ambiente e uso de fontes renováveis de energia, a universalidade e proteção do consumidor, a livre concorrência e a competitividade e atração de investimentos. É presidido pelo Ministro das Minas e Energia e tem como Membros vários Ministérios, o secretário executivo do MME, o presidente da EPE além de representantes dos Estados e do Distrito Federal, da Sociedade Civil e da Universidade. A partir de edição da Lei 10848/2004, foi atribuído ao CNPE a função de sugerir a adoção de medidas para garantia do atendimento da demanda de energia elétrica nacional além de indicar os projetos estruturantes de geração a terem o processo licitatório priorizado em função de suas características estratégicas e do Interesse Público.

Já o Comitê de Monitoramento do Sistema Elétrico (CMSE), criado pela Lei 10.848/2004, é considerado uma câmara técnica do CNPE (REGO, 2009; p.71) tendo como objetivo o monitoramento e avaliação da segurança de suprimento de energia e estabilidade da operação do SEB. Para atender este objetivo o CMSE acompanha as atividades de geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação de energia elétrica além dos segmentos de gás natural, petróleo e seus derivados.

“Quando o CMSE identifica uma situação de risco de abastecimento em qualquer setor, deve elaborar propostas de ajustes, soluções e recomendações de ações preventivas ou saneadoras dessas situações, com vistas a manter ou restaurar a segurança no abastecimento e no atendimento eletroenergético. Essas propostas devem ser encaminhadas, quando necessário, ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE).” (TOLMASQUIN, 2015; p.39)

A resolução CNPE no. 8/2007 também facultou ao CMSE a solicitação de despacho de usinas fora da ordem de mérito para garantir o suprimento do SIN desde que a decisão seja tecnicamente sustentada pelo ONS.

O CMSE tem como presidente o Ministro do MME e como os titulares da ANEEL, ANP, CCEE, EPE e ONS além de mais quatro representantes do MME. É facultado ao presidente do CMSE solicitar a participação nas reuniões de representantes do Poder Executivo Federal, Estadual e Municipal além de entidades públicas, privadas e técnicos do SEB. MONTEIRO et al. (2010) indicava que a prevalência de políticos no CMSE e a falta de transparência até aquela época dava margem a possibilidade de uso político do órgão. Importante salientar que atualmente as atas do CMSE desde sua criação encontram-se disponíveis na página de internet do MME.

“A falta de transparência dá suporte à hipótese de uso político que pode ser enquadrado na categoria ‘Estratégico se sobrepõe ao Econômico’: cenários analisados pelo CMSE de desagradável consequência econômica e que carregam custo político para o governo (como o anúncio de uma crise de oferta de energia) não são tornados públicos por motivos supostamente estratégicos como ‘evitar sobredimensionamento do problema’ ou ‘o governo adotará ações para evitar a crise iminente e, portanto, não há razão para transparência do cenário’.” (MONTEIRO et al., 2010: p. 31)

Assim, tanto o CNPE como o CMSE têm características de Órgãos de governo e estão sujeitos a ação de vários grupos de pressão tais como associações de classe, fabricantes de equipamentos além órgãos ambientais, ONGs e movimentos socioambientais além do próprio poder executivo federal e estadual. A influência destes grupos de pressão atende a todo tipo de interesse desde a priorização (ou não) da licitação de Usinas Hidrelétricas consideradas empreendimentos estruturantes com alto impacto socioambiental até o direcionamento de obras de geração com objetivo diverso dos pilares do Novo Modelo. Configura-se nestes casos a possibilidade de uso

político do SEB com base no critério “Estratégico vs. Econômico” e também “Benefício de Curto Prazo vs. Perda no Longo Prazo”.

2.3.4 MME

O Ministério das Minas e Energia, enquanto órgão de governo, pode ser considerado o mais susceptível a ação de grupos de pressão além do próprio Poder Executivo. Além disto, age também exercendo pressão sobre os demais órgãos em função da relativa subordinação destes ao próprio MME. Por ser formulador de políticas e influente sobre CNPE, CMSE e EPE entende-se que o MME pode exercer importante influência sobre o planejamento da expansão do SEB sendo possível o uso político sob os quatro critérios elencados na Tabela 2.1.

2.3.5 EPE

Por ser órgão subordinado ao MME, a Empresa de Pesquisa Energética sofre a mesma categoria de ações de grupos de pressão associados ao ministério. Sua função principal de definição do planejamento da expansão do SEB torna a EPE sujeita as interferências de órgãos ambientais, movimentos socioambientais, ONGs e praticamente todos os demais grupos de pressão listados no setor.

De fato, os entraves sofridos no licenciamento ambiental de obras estruturantes têm representado as maiores dificuldades da EPE em concretizar suas metas de Planejamento da Expansão. Estes Empreendimentos, caracterizados geralmente como usinas hidrelétricas (UHE) com elevada potência instalada, tem seu licenciamento ambiental prévio sob responsabilidade da EPE. Sem a licença ambiental prévia (LP) estes empreendimentos com preço de energia competitivos e caracterizados como importantes fontes de potência para o SIN não podem participar de leilões de energia do ACR frustrando expectativas dos planos de expansão da geração. As dificuldades de licenciamento por vezes envolvem a ação (ou inação) de órgãos Ambientais, ONGs e movimentos socioambientais.

Quando são analisados os procedimentos dos órgãos ambientais tende-se a classificar a postura destes órgãos como radical. Esta conclusão simplificada cai por terra ao se constatar o tratamento diferente dado a projetos de UHEs com impacto

ambiental e viabilidade econômica dispares. MONTEIRO et al. (2010) exemplifica bem esta disparidade ao comparar dois projetos teóricos de UHE quanto ao seu possível tratamento pelos órgãos ambientais:

“O primeiro projeto gerará energia a preços competitivos, alagará uma área mensurável e dentro de padrões adequados, e não produzirá interferências exageradas em populações locais. O segundo projeto é não competitivo econômica e ambientalmente. Somente políticos locais e fornecedores de equipamentos e serviços seriam beneficiados pela sua execução, que gerará energia muito cara e produzirá desequilíbrios ecológicos e sociais irremediáveis. O primeiro tipo de distorção teoricamente observável ocorre em relação ao primeiro projeto: apesar da qualidade do empreendimento, Órgãos ambientais, sujeitos a interesses políticos, criam dificuldades artificiais e barram as licenças. Os critérios de aprovação passam a incorporar demandas não relacionadas aos aspectos ambientais e os empreendimentos passam a assumir as responsabilidades do Estado e a ser usados como “promotores de desenvolvimento econômico social pelos governos locais”. O segundo tipo de distorção se define pela aprovação da licença por pressões política, apesar da inviabilidade da usina.” (MONTEIRO et al., 2010; p.39-40)

Por outro lado, o apelo perante a opinião pública do tema “meio ambiente” muitas vezes oferece a oportunidade de ONGs e movimentos socioambientais serem inseridos na discussão de temas relacionados ao licenciamento das obras estruturantes de geração do setor elétrico. Dados de 2010 revelam mais de 275 mil ONGs que empregavam cerca de 1,5 milhão de pessoas correspondente a 2,5% do PIB Nacional (MONTEIRO et al., 2010). Tais dados reforçam a hipótese de que bandeiras politicamente corretas relacionadas a sociedade e meio ambiente sejam tomadas por setores interessados em uso político do setor elétrico sob os critérios “Estratégico vs. Econômico” e “Benefício Definido vs. Custo Indefinido”.

Sob os mesmos critérios pode-se também incluir como ação de grupos de pressão junto à EPE a influência de associações de classe e de fornecedores de equipamentos e serviços para o setor elétrico no sentido de direcionar políticas de expansão da geração e transmissão no SIN que sejam alheias às políticas de energia e necessidades de expansão do SIN.

3 PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO SOB O NOVO MODELO DO SETOR ELÉTRICO

3.1 Estrutura, Definições e Premissas

O Novo Modelo do Setor Elétrico busca definir o planejamento da expansão com um vetor de busca de soluções de expansão robustas e eficazes para o atendimento à demanda de consumo de energia do país e o escoamento da geração mantendo sempre o foco na modicidade tarifária e garantindo a segurança de suprimento e o livre acesso dos agentes do SEB de forma a garantir a competição na geração e comercialização de energia.

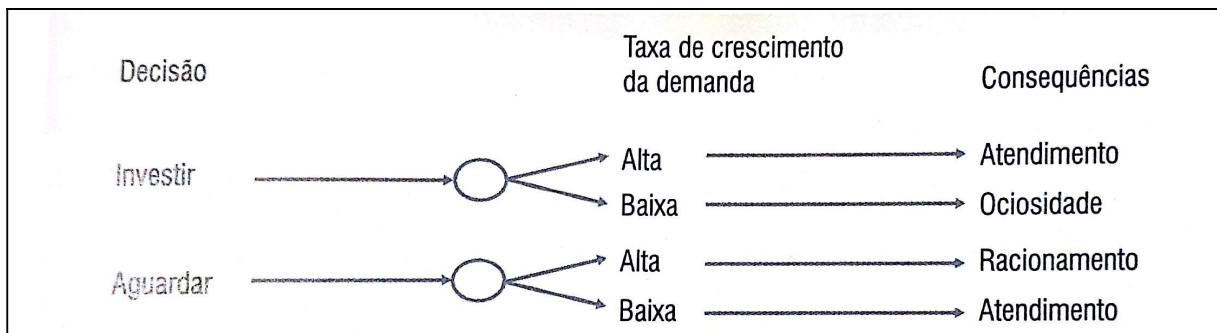
Ao se analisar o planejamento da expansão sob a ótica dos pilares do setor elétrico conclui-se pela necessidade de premissas que validem estes pilares, quais sejam:

- Modicidade Tarifária: garantida a partir da obrigatoriedade de adoção da solução de menor custo global entre os cenários de expansão estudados que apresentem viabilidade técnica, socioambiental e econômica;
- Segurança de Suprimento: garantida a partir da realização de estudos detalhados em que se garante que a solução de expansão escolhida seja aquela que necessariamente aumenta ou mantém a estabilidade do sistema elétrico;
- Livre acesso ao sistema: através da garantia de que os acessantes que venham a pedir conexão ao SIN tenham tratamento isonômico desde que a solução de acesso atenda as duas premissas anteriores.

O planejamento ótimo para o sistema interligado nacional deve aproveitar a enorme variação de regimes climáticos em um país continental de forma que a complementaridade entre fontes e regiões do Brasil de certa forma mitigue o risco de falta de energia em uma certa região seja suprido pela maior abundância de outra região.

Assim como no planejamento da operação, também se aplica no planejamento da expansão o conceito de custo do arrependimento. A figura a seguir tipifica o problema da decisão de investimento com base neste conceito.

Figura 3: Problema da decisão de investimento



Fonte: TOLMASQUIN (2015; p. 83)

TOLMASQUIN (2015) define bem como as incertezas de planejamento podem influenciar a tomada de decisão sobre a expansão do SEB.

“ Frente a incertezas na demanda, o decisor pode investir de imediato, na expectativa de uma taxa de crescimento elevada, ou aguardar, na expectativa de uma taxa de crescimento baixa. No primeiro caso, se a taxa alta se confirmar, a demanda será atendida. Em caso contrário, haverá custos de ociosidade. Se a decisão for aguardar e ocorrer a taxa de crescimento alta, haverá racionamento. Se for baixa, haverá atendimento. ”
(TOLMASQUIN, 2015; pg. 83-84).

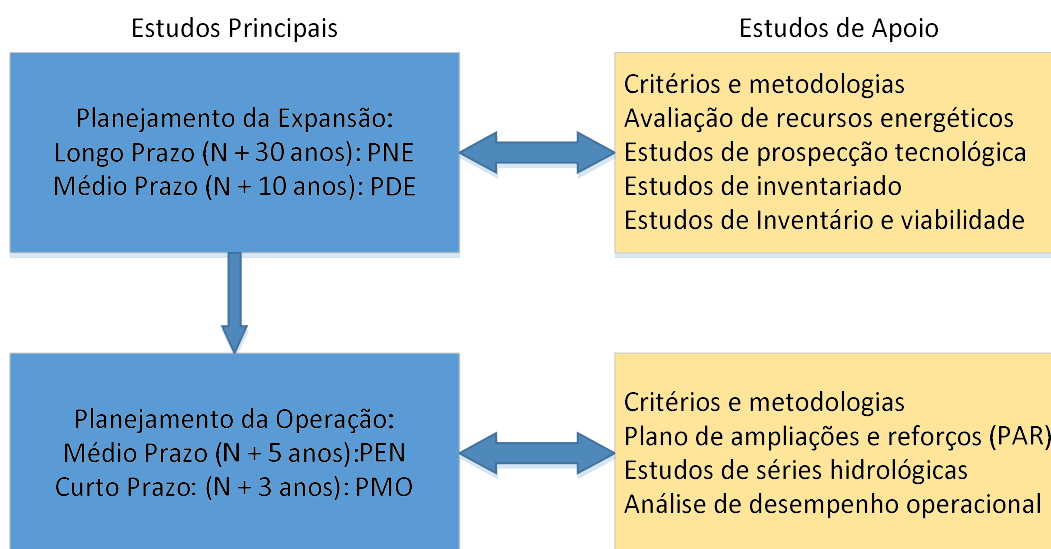
Assim, o processo de planejamento da expansão associado a um sistema hidrotérmico de grande porte como o SEB assume características de grande complexidade e processual e computacional que tornam necessária sua decomposição em subprocessos menores cuja solução esteja ao alcance dos recursos computacionais disponíveis.

A decomposição do processo de planejamento exige que cada uma dos subprocessos seja encadeado de forma a que soma destes tenha coesão e coerência com o como um plano global. Este encadeamento deve ser obtido através da hierarquização das etapas do planejamento na forma de horizontes de curto, médio e

longo prazos. Deve-se ter em conta o grau de incerteza das informações para a elaboração do planejamento será tanto maior quanto mais amplo for o horizonte de planejamento, o que demanda tratamento e modelagem dos dados mais sofisticada. O problema das incertezas tende a diminuir a medida que os horizontes de planejamentos ficam mais próximos do presente.

Assim, os planos e estudos de planejamento devem ter estrutura adequada às exigências de cada horizonte temporal. A figura a seguir apresenta como a EPE estrutura o conjunto dos planos e estudos de planejamento do SEB e as características de cada estudo de planejamento da expansão bem como a hierarquia entre os estudos e planos desde o planejamento da expansão até o planejamento da operação.

Figura 4: Estudos de planejamento energético



Fonte: TOLMASQUIN (2015; pg. 88)

Os estudos de planejamento da expansão respondem pelo horizonte longo e médio prazo e constituem-se nos principais documentos do setor elétrico de responsabilidade da EPE:

- O Plano Nacional de Energia (PNE) propõe estratégias de expansão do SEB quanto a fontes de energia a serem consideradas e quanto às características de interligações regionais e internacionais para o futuro do sistema de transmissão para um horizonte de 30 anos. Assessoriamente

traça estratégias com base nas tendências tecnológicas para a geração e a transmissão de energia incluindo aí soluções para transmissão de energia em longas distâncias. O PNE 2030 (atual) foi concluído entre 2006 e 2007. Atualmente está ainda incipiente a elaboração o PNE 2050;

- O Plano Decenal de Expansão (PDE) busca estabelecer, num horizonte de 10 anos e o com base nas premissas do PNE, as alternativas expansão da capacidade instalada de geração (parque gerador), as interligações regionais do sistema de transmissão e os reforços a serem previstos para viabilizar o livre acesso ao SIN e o crescimento das redes de distribuição. A atualização do PDE é anual sendo o vigente o PDE 2024 elaborado em 2015.

Tanto o PDE como PNE tem nas projeções de mercado e previsões de carga o insumo mais importante para sua elaboração. São basicamente três as projeções e previsões mais importantes para planejamento: estudos de demanda, projeção de mercado consumidor e projeções de carga. Estas projeções, baseadas em premissas demográficas, econômicas e setoriais devem ser anualmente revisadas e, em alguns casos específicos, atualizadas mensalmente para atender a objetivos específicos do planejamento.

É através dos estudos de demanda que se definem as bases para a projeção de demanda associada aos cenários e projeções de consumo de energia elétrica. Devem ser elaborados por subsistema e por barramentos de forma a subsidiar os estudos energéticos e os estudos de transmissão. No caso expansão da geração, o insumo fundamental para o planejamento da oferta e contratação de energia no ACR é a projeção de mercado consumidor. É de responsabilidade da EPE realizar estas projeções para os horizontes decenal e de longo prazo.

Já as projeções de carga são de interesse tanto do planejamento da expansão como da operação. Levam em conta uma previsão de comportamento do consumo mais elaborada e inclui no levantamento as perdas na Rede Básica, subtransmissão e distribuição em função da estratégia de operação do sistema e dos valores de carga

em si. Estas projeções com horizonte de 5 anos, considerado médio prazo, são processadas de um acordo que estabelece uma interface entre EPE e ONS.

3.2 A Expansão da Transmissão

A região Sul do Brasil não passou pelo racionamento entre 2001 e 2002 em função de uma combinação de fatores entre os quais: o regime hídrico favorável ocorrido a partir do fim de 2000 na região, que produziu elevação no nível de reservatórios do subsistema sul, aliado a limitações na capacidade de escoamento de energia para as demais regiões do país. Nos dias de hoje com Sistema Interligado Nacional (SIN) plenamente operacional esta situação não teria ocorrido. Ou ocorreria um racionamento em nível nacional ou a situação climática mais favorável em uma região atenuaria a menor hidraulicidade em outras. Esta reflexão permite que se analise a importância de planejar e executar a expansão do sistema de transmissão do SEB em consonância com o crescimento da demanda e buscando garantir a segurança do abastecimento.

O planejamento da expansão da transmissão é executado com um processo permanente e constantemente retroalimentado e renovado anualmente. O objetivo é conceber o sistema de transmissão observando horizontes de curto, médio e longo prazo com base nos instrumentos base do planejamento: PDE e PNE. A Figura 5 a seguir apresenta um fluxo geral de processo de planejamento da transmissão que se dá através de múltiplos aspectos.

Um dos aspectos leva em conta os estudos elaborados internamente pela EPE e também aqueles realizados em conjunto com os Grupos de Estudos de Transmissão Regionais (GET). Estão incluídos nestes grupos os principais agentes de distribuição e transmissão do país os quais podem, em função das necessidades do sistema, conceber novas expansões para o SIN e sistemas associados.

Outro aspecto é a atualização anual do PDE inserindo o próximo ano no horizonte de expansão da transmissão e descarta o ano corrente. Assim, a atualização do PDE sempre considerar um ciclo decenal tomando como base o ano seguinte ao

de sua elaboração. O PDE atualiza anualmente as projeções de carga e o plano de geração para mais um ciclo decenal, a expansão da transmissão tem nesta parte do PDE, conhecida como Plano Decenal de Expansão da Transmissão (PDET) um importante indicador do desempenho do SIN que dá orientação a atualização de estudos de planejamento regionais elaborados pela EPE com suporte dos GET e de estudos socioambientais. De fato, CARDOSO JR (2014, p. 65) concluiu que “em específico para sistemas de transmissão, o estabelecimento e controle contínuo dos Indicadores de Sustentabilidade pela EPE incluem a variável ambiental no processo decisório da escolha daqueles empreendimentos mais aptos a serem implantados.”

As solicitações de acesso à Rede Básica constituem um outro aspecto a ser levado em conta no processo de planejamento. Estes estudos são analisados pela EPE sempre que o horizonte de planejamento extrapolar o planejamento da operação (acima de três anos). Nos casos em que houver legitimidade no pleito são verificados os requisitos regulatórios e posteriormente se procedem estudos de concepção quando se inclui estas expansões no planejamento. Estes estudos de concepção são conhecidos como Relatório R1 que resulta na proposição de obras de expansão do sistema de transmissão. Estes conjuntos de obras ou em empreendimentos de transmissão são apresentados na forma de recomendação para fazerem parte de licitações da ANEEL através de leilão de concessão de empreendimentos de transmissão.

O conjunto de aspectos dá forma aos estudos gera um portfólio de empreendimentos futuros na forma de uma relação detalhada de obras e ampliações do SIN para um horizonte mínimo de 10 anos denominado Plano de Expansão Planejado (PEP). Os projetos mais urgentes, com previsão de entrada em operação nos próximos 5 anos dão origem ao Programa de Expansão da Transmissão (PET) elaborado pela EPE. Os processos mais urgentes são selecionados para receber estudos mais aprofundados. Os projetos com horizonte de entrada em operação maior que 5 anos compõem o PEDT do próximo ciclo decenal.

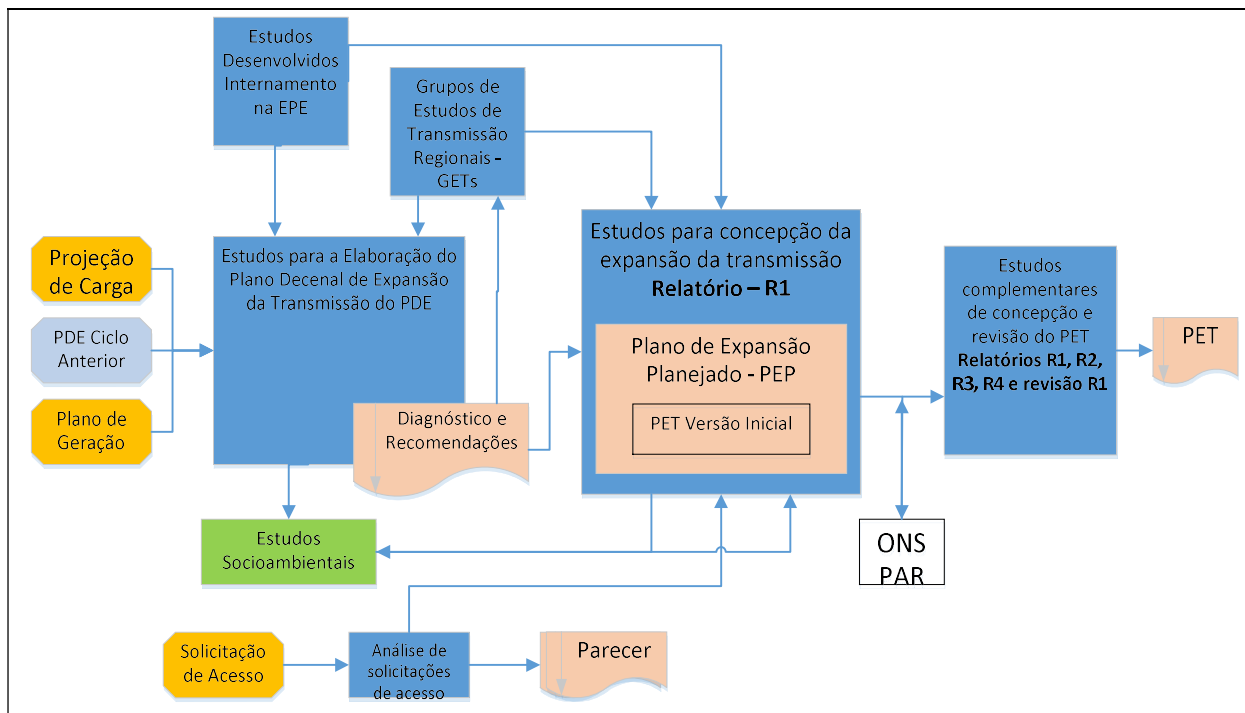
Os estudos mais detalhados para concepção de cada empreendimento de transmissão a ser licitado pela ANEEL são conhecidos como relatórios R2, R3 e R4 e

são elaborados pela EPE ou sob sua coordenação a partir do Relatório R1 e de suas revisões. A seguir são apresentadas o conteúdo de cada relatório:

- R1: Relatório que define a alternativa de menor custo global com base em um cenário de várias alternativas analisadas tecnicamente quanto ao fluxo de potência, estabilidade e curto-circuito;
- R2: Relatório de análise de transitórios eletromagnéticos e dimensionamento otimizado de condutores;
- R3: Detalhamento socioambiental do empreendimento versando principalmente sobre o aspecto ambiental e fundiário;
- R4: Especificação Básica das Instalações.

Estes relatórios podem ser considerados etapas do próprio estudo e os resultados de um podem influenciar os demais relatórios gerando a revisão do R1 e consequentes ajustes nos demais relatórios.

Figura 5: Fluxo Geral do Processo de Planejamento da Transmissão



Fonte: EPE apud GOMES et al. (2012)

3.3 A Expansão da Geração

Na ótica da geração, o Novo Modelo impõe à expansão da geração uma visão probabilística dos cenários. Leva-se em conta o risco de déficit e busca-se definir um perfil para o crescimento da geração em que se produza um mix de geração que conduza ao atendimento da modicidade tarifária, isto é, a manutenção da competitividade de preços da energia nova a ser contratada e a segurança de suprimento do setor através do equilíbrio entre fontes de potência, que dão suporte a demanda de ponta do SIN, e fontes de energia, que propiciam a possibilidade de acúmulo de reservatórios em função da complementaridade sazonal entre fontes e entre subsistemas do SIN.

A expansão da geração se dá através da contratação de novas usinas por meio de leilões promovidos pela ANEEL e planejados pela EPE. Os cenários de crescimento da demanda por energia elétrica são o principal insumo para a elaboração de um planejamento indicativo que busque ir ao encontro das necessidades de todos os consumidores. No caso dos leilões de energia nova no ambiente de contratação regulado, as projeções de crescimento da carga para atendimento aos consumidores cativos, a qual representa em torno de 75% da carga total.

A decisão de construção dos novos empreendimentos de geração é prerrogativa direta dos investidores, os quais avaliam os cenários de risco e os preços teto para a venda de energia nos leilões de energia nova. Assim, o que define a efetiva contratação e realização do novo empreendimento de geração é a atratividade que a EPE confira a determinado projeto, seja pela qualidade de seus estudos, seja pela atratividade do preço-teto em relação a fontes competitivas.

Segundo a ANEEL/BIG (2016):

“O Brasil possui no total 4.568 empreendimentos de geração em operação, totalizando 147.506.191 kW de potência instalada. Está prevista para os próximos anos uma adição de 26.746.606 kW na capacidade de geração do País, proveniente dos 215

empreendimentos atualmente em construção e mais 671 em Empreendimentos com Construção não iniciada. ” (ANEEL/BIG, 2016)

Os dados de capacidade instalada fornecidos pela ANEEL (Tabela 3.1) indicam que mais de 64% da potência instalada refere-se a fonte hidroelétrica sendo cerca de 90GW de UHE das quais somente uma parte se refere fontes de potência (UHE com reservatório de acumulação e possibilidade de despacho a curto prazo. A segunda fonte em participação percentual é a térmica com 27%. Nesta categoria também não estão necessariamente incluídas fontes de potência parte das usinas térmicas são sazonais (caso da biomassa de cana-de-açúcar) ou tem características que não permitem o despacho instantâneo. A próxima fonte de potência seriam as usinas nucleares Angra I e II que correspondem a 1,3% da capacidade instalada brasileira. As demais fontes são consideradas usinas de energia, sem capacidade de fornecer potência em caso de demanda, são representadas basicamente pelas usinas eólicas e solares pouco mais de 6% da capacidade instalada nacional.

Tabela 3.1: Capacidade Instalada do SEB em setembro/2016

Fonte	Tipo	Quantidade	Potência Outorgada (kW)	Potência Fiscalizada (kW)	Total Usinas	Percentual
Eólica	EOL	383	9.416.008	9.329.230	383	6,3 %
Hídrica	CGH	560	438.722	440.804	1.225	64,8 %
	PCH	447	4.856.350	4.838.586		
	UHE	218	101.061.620	90.239.548		
Nuclear	UTN	2	1.990.000	1.990.000	2	1,3%
Solar	UFV	40	26.962	22.962	40	0,0%
Térmica	UTE	2918	42.367.765	40.645.061	2.918	27,6%
	Total	4568	160.157.427	147.506.191	4.568	100,0%

Fonte: Elaboração Própria a partir de ANEEL/BIG (2016) Obs.: Os valores de porcentagem são referentes a Potência Fiscalizada. A Potência Outorgada é igual a considerada no Ato de Outorga. A Potência Fiscalizada é igual a considerada a partir da operação comercial da primeira unidade geradora.

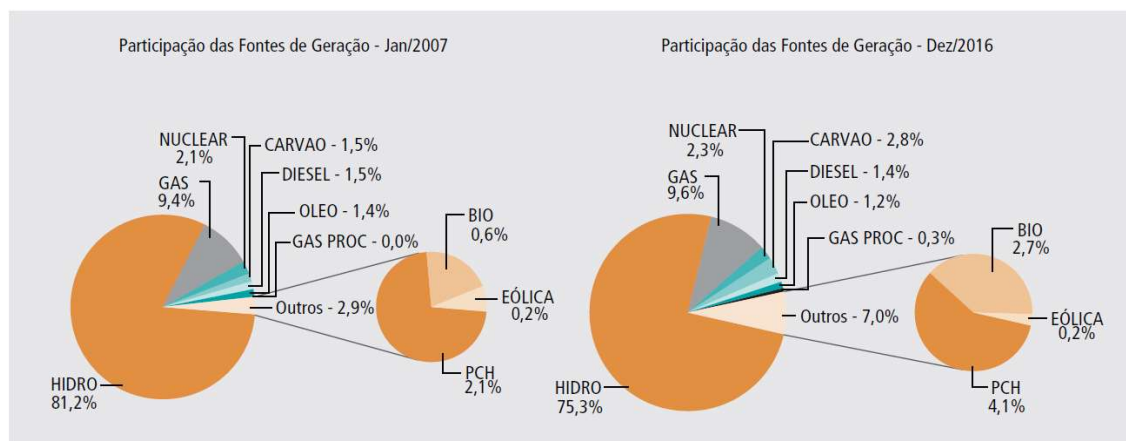
A característica hidrotérmica do SEB sugere que a expansão do sistema busque manter a capacidade de expansão da geração mantendo o mix de geração com usinas de potência e de energia. Para tanto, a EPE se responsabiliza por incluir nos leilões de energia a maior quantidade possível de empreendimentos com estas características sendo principalmente UHEs, as quais em tese favorecem mais a modicidade tarifária e a segurança de suprimento. No cenário ideal, o crescimento se daria mantendo a forte participação da fonte hídrica e incluindo empreendimentos com reservatório.

4 ESTUDO DE CASO: IMPACTO DOS NOVOS CENÁRIOS NO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO

4.1 Impactos sobre a Expansão da Geração

A expansão da geração de energia elétrica no Brasil tem sofrido desvios em relação ao planejado nos PDE principalmente a partir de 2009 quando a efetiva chegada da fonte eólica aos leilões de energia com preços mais competitivos que as fontes PCH e Térmica de Biomassa e sua crescente participação na matriz de energia elétrica brasileira. Um comparativo em as características indicadas para o ano de 2016 no PDE 2007-2016 indica a disparidade entre o percentual de participação das fontes, principalmente para as fontes hídrica (75% previsto vs. 65% realizado) e eólica (0,2% previsto vs. 6,3% realizado). A razão da disparidade reside principalmente na frustração de viabilização de projetos de geração hidráulica, principalmente PCHs, bem como nas dificuldades de licenciamento de obras das UHEs de maior porte consideradas empreendimentos estruturantes que propiciariam maior modicidade tarifária e segurança de suprimento. Cabe ressaltar também que apesar da movimentação do mercado a época, os PDEs não consideravam a fonte eólica capaz de se mostrar viável em um cenário de competição na geração como o Brasileiro.

Figura 6: PDE 2016 - Evolução da participação dos diversos tipos de fonte

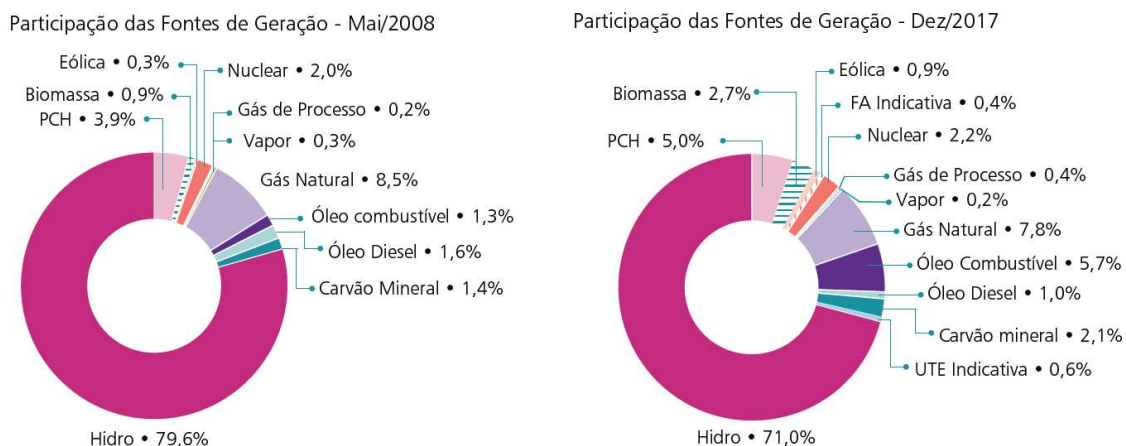


Fonte: EPE

A retroalimentação anual dos PDEs vem trazendo o cenário para uma perspectiva mais realista em que se considera de forma mais racional como se

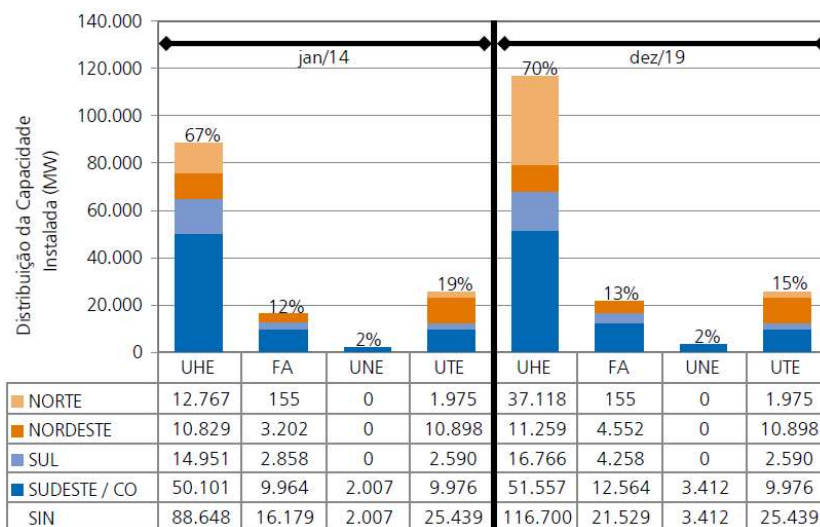
constata nas figuras a seguir. Do PDE 2017 ao 20 a tendência de aumento da participação da fonte eólica bem como passou a refletir as dificuldades para o crescimento da fonte hídrica e térmica. Somente a partir do PDE 2020 passou-se a considerar de forma mais efetiva a fonte eólica nos ciclos decenais do PDE. O PDE 2024 já reflete de forma mais clara o cenário do futuro embora ainda seja pessimista em relação ao crescimento da fonte principalmente em função da falta de empreendimentos hidroelétricos licenciados nos leilões A-5.

Figura 7: PDE 2017 - Evolução da participação dos diversos tipos de fonte



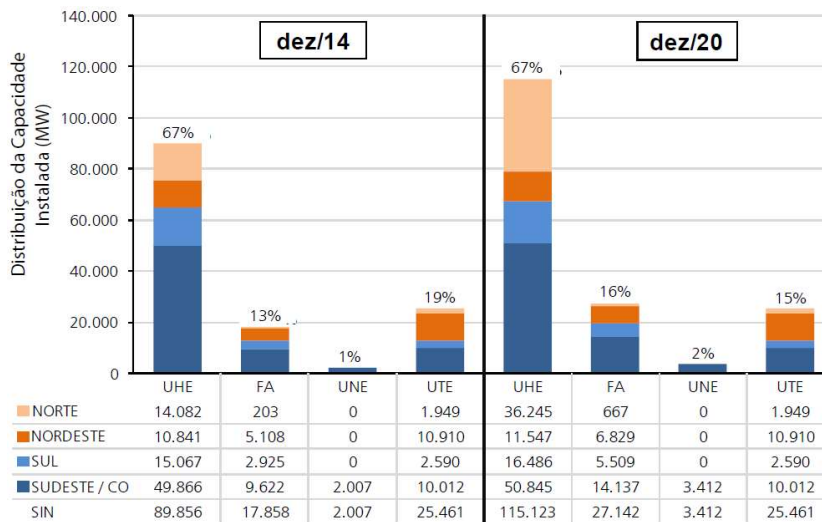
Fonte: EPE

Figura 8: PDE 2019 - Participação das fontes de produção ao final de 2018 e de 2024



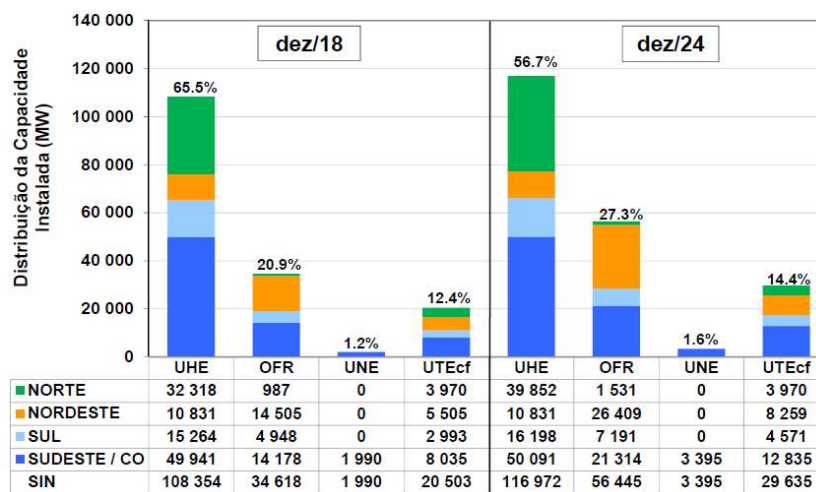
Fonte: EPE

Figura 9: PDE 2020 - Participação das fontes de produção ao final de 2014 e de 2020



Fonte: EPE

Figura 10: PDE 2024 - Participação das fontes de produção ao final de 2018 e de 2024



Fonte: EPE

Pode-se inferir que o crescimento da preponderância do contexto socioambiental, seja pela ação de grupos de pressão seja por uso político, tem se refletido sobre a Expansão da Geração pelo aumento de exigências para licenciamento ambiental com potencial para inviabilizar projetos. Um exemplo significativo se deu quando do cancelamento do leilão A-5/2009. A portaria MME no.

15/2009 determinava a realização do leilão e indicava projetos de referência conforme a tabela a seguir.

Entretanto, não foram obtidas as licenças ambientais prévias dos projetos, assim, nenhum projeto de usina hidrelétrica pode se cadastrar. Por fim, como não foi aberta a inscrição para outras fontes, o leilão foi cancelado (REGO, 2012; p.112).

Tabela 4.1: Projetos de Referência do Leilão A-5/2009.

Aproveitamento Hidroelétrico	Rio	UF	Potência Instalada (MW)	Garantia Física (MWm)
Ribeiro Gonçalves	Parnaíba	MA	113,0	85,67
Uruçuí	Parnaíba	MA	134,0	85,15
Cachoeira	Parnaíba	MA	63,0	45,46
Estreito	Parnaíba	MA	56,0	42,30
Castelhano	Parnaíba	MA	64,0	45,97
Garibaldi	Canoas	SC	175,0	85,32
Total			605,0	389,87

Fonte: Portaria MME nº 15, de 18 de novembro de 2009

Outro ponto importante a ser contemplado é a diminuição progressiva dos empreendimentos de UHE com reservatório de regularização plurianual como relata TOLMASQUIN (2015):

“ A capacidade de regularização vem diminuindo nos últimos anos, devido às notórias dificuldades para construir grandes reservatórios, sobretudo na bacia amazônica. A capacidade regularização hidrelétrica, que era de até cinco anos (duração da mais longa estiagem observada no Brasil, no período 1951-1955) está se reduzindo para poucos meses de consumo. ”
(TOLMASQUIN, 2015; pg. 74)

A condição delineada neste cenário faz crescer a necessidade de ampliação das interligações regionais bem como do investimento em geração termelétrica (fonte

de potência) e da complementação com fontes renováveis modernas (FNR) como a eólica, solar e biomassa que possam garantir a segurança de suprimento.

4.2 Impacto na Transmissão: Evolução do PET na Região Central da Bahia

O processo de planejamento previsto pelo Novo Modelo permite inferir que a expansão da transmissão deve ser planejada majoritariamente com base no crescimento da carga em detrimento dos rumos da expansão da geração. Tal afirmação se sustenta pela imprevisibilidade de localização das novas fontes de energia e pela premissa básica do setor de que a expansão da geração possa se dar por projetos estruturantes cujos prazos mais longos permitem o planejamento dos sistemas de transmissão associados. A indicação dada é que a expansão em geral deve seguir o critério de menor custo global. O processo decisório baseado na premissa de custo do arrependimento tende a desprezar a ideia de que a expansão da transmissão tenha como base no potencial de geração de energia da região em função do possível custo de arrependimento caso o potencial de geração de naquela região não se viabilize gerando ociosidade no sistema e onerando as tarifas de uso do sistema de transmissão sem necessidade.

Uma tentativa de fazer a previsão dos empreendimentos sem comprometer os critérios de planejamento da expansão gerados foi a instituição da opção pelas Instalações Compartilhadas de Geração (ICGs) para os empreendedores de geração que cadastraram seus projetos em leilão a partir de 2009 conforme informava o edital do Leilão de Energia de Reserva de 2009:

“De acordo com o resultado deste LEILÃO, e considerando diretrizes eventualmente emanadas pelo MME, a ANEEL realizará Chamada Pública visando à definição das ICG que serão construídas. 14.1.1 A Chamada Pública será destinada exclusivamente aos VENDEDORES que comercializarem energia neste LEILÃO, e será realizada de acordo com o

*disposto na Resolução ANEEL nº.320, de 10 de junho de 2008.
” (ANEEL, Edital LER-2009; pg. 28).*

No entanto, o cumprimento de prazo para a construção das ICGs estava muito dificultado em função de:

- Dificuldades de licenciamento das linhas de transmissão vencedoras do leilão de ICG, o qual era realizado pelo vencedor do leilão cujos prazos para execução são extremamente exíguos;
- Atrasos que ocorreram em função da exagerada demora entre o lançamento de chamada pública, emissão dos relatórios R1 a R4 de leilão pela EPE para envio a ANEEL, revisão dos relatórios, emissão de chamada pública pela ANEEL para o leilão e efetiva publicação e realização do leilão pela ANEEL.

De fato, em função dos prazos curtos para implantação de projetos eólicos e solares era praticamente impossível viabilizar a construção das ampliações do SIN dentro dos prazos solicitados pela EPE. Sobre as ICGs, REGO (2012) indicava que os atrasos das ICGs eram resultado de um problema estrutural do SEB:

“ Além de problemas eventualmente imputáveis às distribuidoras ou transmissoras, trata-se de um problema estrutural do setor elétrico brasileiro, uma vez que as redes se encontram sem capacidade excedente para receber novas potências e com a transmissão sendo planejada a reboque da geração. O que se verifica é que muitas instalações de transmissão só são projetadas e licitadas após a realização dos leilões de energia, quando são definidos os empreendimentos de geração a serem construídos. ” (REGO, 2012; pg. 188)

A partir dos leilões de 2013, a opção pela conexão através de ICGs foi retirada dos editais de leilão de energia nova da ANEEL. A partir de então, os empreendedores passaram a se responsabilizar pelo licenciamento, negociação fundiária, projeto e construção do sistema de transmissão associado bem como a obtenção do Parecer de Acesso ao SIN junto ao ONS. Esta mudança trouxe preocupação aos investidores

em função do incremento de CAPEX imposto aos projetos que obrigou que os projetos a partir de então tivessem uma escala capaz de diluir este incremento no orçamento total do empreendimento. Além disto, os riscos inerentes a capacidade de escoamento da energia para o SIN também passara a ser do investidor.

A retirada da opção pelas ICGs a partir de 2013 expôs as graves fragilidades do sistema de transmissão principalmente com relação a capacidade de escoamento de geração em locais de alto potencial de geração eólica. Tal situação era compreensível quando percebia estas regiões como locais de baixo consumo de energia elétrica sem potencial para geração de energia.

Para exemplificar esta situação e buscar identificar o objeto da hipótese deste trabalho será realizada uma comparação entre os Programas de Expansão da Transmissão ET entre 2013 e 2014 com objetivo de identificar a mudança de status das regiões de alto potencial eólico do estado. Em janeiro de 2014, a EPE publicou a Nota Técnica Nº EPE-DEE-DEA-RE-001/2014-rev0 contendo um estudo de escoamento do potencial eólico da região central da Bahia. A Figura 11 a seguir apresenta a situação o sistema de transmissão presente na região e a quantidade projetos eólicos contratados até 2014.

Figura 11: PET 2014 – Sistema de Transmissão da área central da Bahia - Horizonte 2018

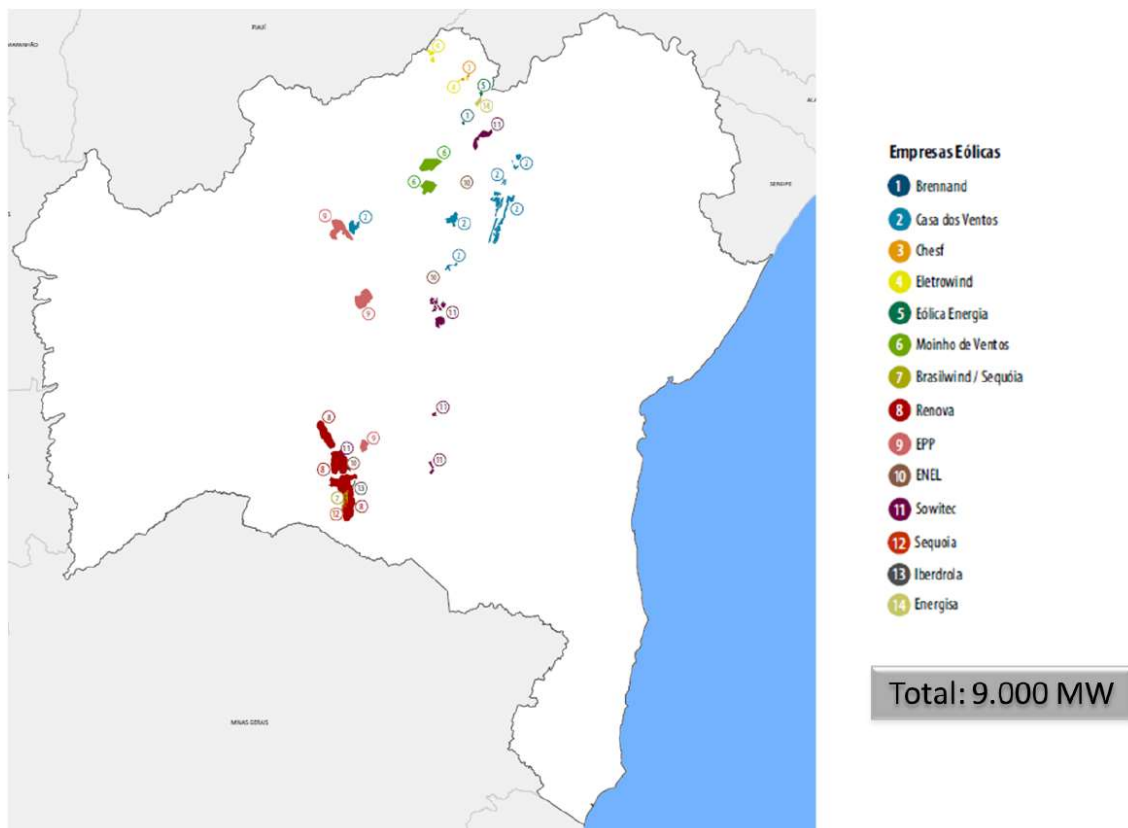


Fonte: EPE (2014)

Note-se que o único tronco de transmissão previsto na região até então é o circuito de 230 kV interligando as subestações Bom Jesus da Lapa e Senhor do Bonfim II. Apesar do sucesso dos projetos eólicos em leilões de energia nova desde 2009 todas as iniciativas de conexão destes parques se deram por ICGs sem que qualquer modificação fosse prevista deste então. Outros reforços também eram desestimulados em função do baixo consumo de energia na região.

Tomando como exemplo a Subestação Irecê, sua capacidade de escoamento total em 2014 era de menos de 180 MW. No entanto, como ilustrado na Figura 12, o potencial eólico mapeado e licenciado (geralmente licença prévia) na mesma época era de impressionantes 9GW. Embora seja prudente considerar que parte destes projetos venham a não apresentar viabilidade, é inegável que o potencial da região obrigatoriamente será implementado desde que ocorra retomada do crescimento da carga e que a política de participação da fonte eólica permaneça sem maiores alterações.

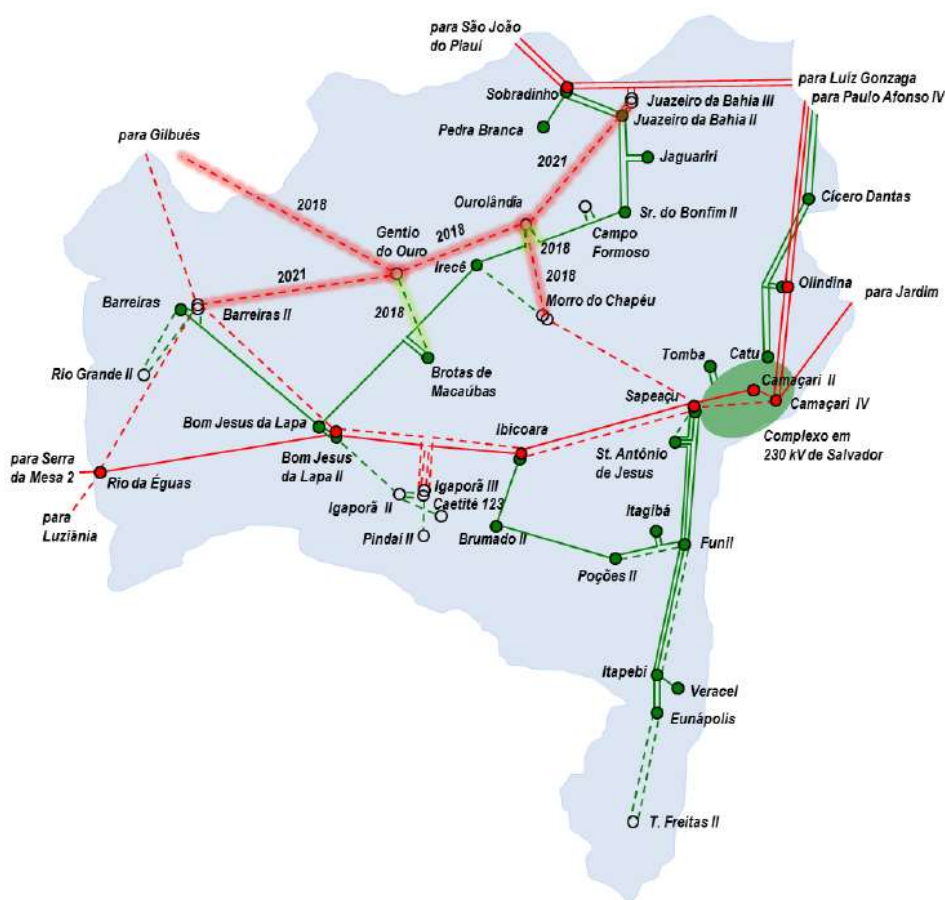
Figura 12: PET 2014 – Potencial Eólico da Bahia com base nos licenciamentos ambientais emitidos.



Fonte: EPE (2014)

Esta premissa permite validar as proposições feitas no estudo e serviu de tomada de decisão em torno do plano de expansão da Figura 13 a seguir. O alteração desta premissa de planejamento foi possível através da ação de grupos de pressão vinculados principalmente a entidades de classe que foram persuasivos no sentido de convencer o órgão da viabilidade econômica deste investimento em função principalmente da baixa probabilidade de ociosidade das instalações face às diversas solicitações de acesso que já surgiram em torno das subestações planejadas para 2018 por parte de investidores e empreendedores do setor eólico e solar fotovoltaico.

Figura 13: Expansão da Transmissão na região central da Bahia – Horizonte 2018/2021



Fonte: EPE (2014)

O estudo referente a estas expansões previstas para a área central da Bahia deu origem ao programa de obras das tabelas a seguir. Parte dos trechos do horizonte 2018 já foram licitados e contratados através do leilão de transmissão nº 07/2014-ANEEL – Lote A.

Tabela 4.2: Principais obras em linhas de transmissão PET 2014 Área Central da Bahia

Ano	Tensão	Origem	Destino	Configuração	Distância
2018	500 kV	SE Gilbués II	SE Gentio do Ouro II	4x954 MCM – CS (C1)	356 km
	500 kV	SE Gentio do Ouro II	SE Orolândia	4x954 MCM – CS (C1)	155 km
	500 kV	SE Orolândia	SE Morro do Chapéu II	4x954 MCM – CS (C1)	117 km
	230 kV	SE Gentio do Ouro II	SE Brotas de Macaúbas	1x636 MCM – CS (C1)	131 km
	230 kV	SE Orolândia	Secionamento em loop (LT Senhor Bonfim/Irecê)	1x636 MCM – CS (C1)	52 km
2021	500 kV	SE Barreiras II	SE Gentio do Ouro II	4x954 MCM – CS (C1)	288 km
	500 kV	SE Orolândia	SE Juazeiro III	4x954 MCM – CS (C1)	224 km
	500 kV	SE Juazeiro III	2º Secionamento em loop (LT Sobradinho/L. Gonzaga)	4x636 MCM – CS (C1)	2 km

Fonte: EPE (2014)

Tabela 4.3: Principais obras em subestações de Rede Básica PET 2014 Área Central da Bahia

Ano	Subestação	Tensão	Equipamento	No
2018	Gentio do Ouro II	500 kV	Novo pátio de subestação 500/230 kV	-
			2 ATR – 500/230 kV – M – 900 MVA (7x300 MVA) (1)	1o e 2o
			1 CE – 500 kV – (-100/+200) Mvar	1o
	Orolândia	500 kV	Novo pátio de subestação 500/230 kV	-
			2 ATR – 500/230 kV – M – 900 MVA (7x300 MVA) (1)	1o e 2o
	Morro do Chapéu II	500 kV	1 ATR – 500/230 kV – M – 900 MVA (3x300 MVA) (1)	2o
Igaporã III	500 kV	1 ATR – 500/230 kV – M – 750 MVA (3x250 MVA) (1)	4o	
2021	Orolândia	500 kV	1 ATR – 500/230 kV – M – 900 MVA (3x300 MVA) (1)	3o
	Igaporã III	500 kV	1 ATR – 500/230 kV – M – 750 MVA (3x250 MVA) (1)	5o

Fonte: EPE (2014). Obs.: (1) caso não haja necessidade de suprimento a serviços auxiliares, o terminal terciário do transformador ou autotransformador não deverá estar acessível. Ademais, sua potência e tensão deverão ser determinadas posteriormente.

Tabela 4.4: Reatores de Linha e de Barra Recomendados

Ano	Tensão	Subestação	Equipamento	Nº
2018	500 kV	SE Gilbués II	Reator de Barra -200 Mvar – 3 x (-66,6 Mvar)	3º
	500 kV	SE Gilbués II	Reator de Linha -210 Mvar – 3+1 x (-70 Mvar) Ref. LT 500 kV Gilbués II – Gentio do Ouro II	-
	500 kV	SE Gentio do Ouro II	2 Reatores de Barra -100 Mvar – 6+1 x (-33 Mvar)	1º e 2º
	500 kV	SE Gentio do Ouro II	Reator de Linha -210 Mvar – 3+1 x (-70 Mvar) Ref. LT 500 kV Gilbués II – Gentio do Ouro II	-
	500 kV	SE Ourolândia	Reator de Barra -100 Mvar – 3+1 x (-33 Mvar)	1º
	500 kV	SE Ourolândia	Reator de Linha -150 Mvar – 3+1 x (-50 Mvar) Ref. LT 500 kV Gentio do Ouro II – Ourolândia	-
	500 kV	SE M. Chapéu II	Reator de Linha -100 Mvar – 3+1 x (-33 Mvar) Ref. LT 500 kV Ourolândia – Morro do Chapéu II	-
2021	500 kV	SE Barreiras II	Reator de Linha -150 Mvar – 3+1 x (-50 Mvar) Ref. LT 500 kV Barreiras II – Gentio do Ouro II	-
	500 kV	SE Gentio do Ouro II	Reator de Linha -150 Mvar – 3+1 x (-50 Mvar) Ref. LT 500 kV Barreiras II – Gentio do Ouro II	-
	500 kV	SE Ourolândia	Reator de Linha -100 Mvar – 3+1 x (-33 Mvar) Ref. LT 500 kV Ourolândia – Juazeiro III	-
	500 kV	SE Juazeiro III	Reator de Linha -100 Mvar – 3+1 x (-33 Mvar) Ref. LT 500 kV Ourolândia – Juazeiro III	-

Fonte: EPE (2014)

5 CONCLUSÃO

A frustração dos cenários de expansão da geração previstos através de projetos de UHE com características estruturantes no PDE elaborados a partir da efetivação do Novo Modelo do Setor Elétrico são resultado de um processo de aumento gradativo das exigências de licenciamento ambiental destes empreendimentos causados em boa parte por grupos de pressão relacionados entidades de classe, ONGs e movimentos socioambientais com interesses diversos aos pilares do Novo Modelo. Em função destas situações, o licenciamento ou não de grandes projetos tem observado dependência em relação aos Órgãos ambientais e grupos de pressão. Por vezes, o licenciamento e contratação destes empreendimentos pode configurar uso político do SEB como tratado no Capítulo 2.

O insucesso na contratação dos empreendimentos hidroelétricos representou uma oportunidade aproveitada pelos empreendimentos do segmento agora conhecido com fontes renováveis modernas (FRM) sendo as principais a eólica. A fonte teve crescimento acelerado a partir de 2009 vindo a expor as fragilidades do sistema de transmissão nas regiões de potencial eólico.

Esta fragilidade se deu em função de o planejamento da expansão da transmissão ter considerado estas regiões como áreas de baixo consumo de energia ao invés de possíveis localizações de um parque gerador eólico. Tal atitude se justificava em função da previsão no PDE de obras estruturantes de geração cujo prazo de execução mais demorado permitiria o planejamento do sistema de transmissão de interesse da UHE em prazo adequado e com baixa probabilidade de deixar usinas novas sem conexão ao SIN.

A solução das ICGs veio de certa forma estabelecer o mesmo princípio de planejamento aos empreendimentos eólicos vencedores de leilão de energia do ambiente regulado a partir de 2009. No entanto, dada a dinâmica da construção dos parques eólicos, as ICGs acabaram por gerar grandes contingentes de projetos sem possibilidade de conexão ao SIN apesar de aptos a entrar em operação comercial, situação que perdura até os dias atuais.

Os investidores de energia eólica e outras FRM tiveram uma reação negativa ao fim das ICGs e passaram a precificar riscos e variação de CAPEX para basear sua tomada de decisão quanto a participação nos leilões de energia.

A partir de 2014, conforme apresentado no estudo de caso do Capítulo 4 sobre o sistema de transmissão da área central da Bahia, foram incluídas pela EPE nas premissas do planejamento da expansão da transmissão o atendimento de áreas com elevado potencial de contratação de empreendimentos eólicos nos próximos leilões de energia de modo a viabilizar mais projetos em condições adequadas de competitividade para os próximos leilões de energia nova.

Assim, pode-se concluir que as mudanças do cenário da expansão da geração geraram necessidade de revisão das premissas do planejamento da expansão da transmissão. Entende-se que as novas premissas da expansão da transmissão sejam adotadas de hoje em diante com base nos dados acumulados de cadastramento na EPE de empreendimentos para participação em leilões de energia nova bem demais dados da CCEE, ONS e ANEEL de forma a moldar um planejamento de expansão da transmissão voltado tanto para o crescimento da carga como para o permitir o máximo aproveitamento do potencial energético brasileiro.

6 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL. Banco de Informações de Geração. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>. Acesso em 07/09/2016.

_____. Expansão da Oferta de Energia Elétrica – Acompanhamento das Centrais Geradoras Eólicas. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/documents/655816/14993463/Relat%C3%B3rio_Acompanhamento_EOL_Agosto_2016/736b7201-918b-4a01-b15d-5cabd33d4767. Acesso em 05/09/2016.

EPE. Estudos e Planos de Expansão da Transmissão. Disponível em: www.epe.gov.br. Acesso em 06/09/2016

FARIA, Diogo M. MP 579: Lições Aprendidas e Propostas para o Futuro. In: XVIII Seminário de Planejamento Econômico-Financeiro do Setor Elétrico SEPEF Fundação COGE. 2015. Disponível <http://www.lmdm.com.br/wp-content/uploads/2015/10/sepef-2015.pdf>. Acesso em 15/07/2016

GOMES, Roberto (organizador). A Gestão do Sistema de Transmissão do Brasil. Rio de Janeiro: Editora FGV, 2012.

KELMAN, Jerson. Desafios do regulador. Rio de Janeiro: Synergia: CEE/FGV, 2009.

BRASIL. Constituição da República Federativa do Brasil - Texto promulgado em 05 de outubro de 1988. Brasília, 2013. Secretária de Senado Federal Brasília. 2013. Disponível em: http://www.senado.gov.br/legislacao/const/con1988/con1988_05.10.1988/con1988.pdf. Acesso em 20/09/2014.

_____. Ministério das Minas e Energia. Projeto RESEB-COM. Sumário Executivo das Sugestões. 2001. Disponível em: http://www.editoracanalenergia.com.br/10anos/Pacote/Proj_RESEB.pdf

_____. Ministério das Minas e Energia. Portaria MME no. 15 de 18 de novembro de 2009. Disponível em: http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/noticias/2009/Portaria_nx_15.pdf

_____. Tribunal de Contas da União. Relatório TCU 011.223/2014-6. Auditoria operacional. Impacto da medida provisória nº 579/2012 – convertida na lei nº 12.783/2013 – na conta de desenvolvimento energético -CDE e no sistema elétrico brasileiro. Conhecimento da estrutura tarifária. Cancelamento do leilão de energia. Exposição involuntária das distribuidoras. Audiência. Determinações e recomendação. Envio de cópia do acórdão aos órgãos competentes. Brasília, 2014.

Disponível em:

<http://portal.tcu.gov.br/lumis/portal/file/fileDownload.jsp?fileId=8A8182A24E08D405014E0D3E835138F0>. Acesso em 28/08/2016.

CARDOSO JR, Ricardo Abranches Felix. Licenciamento Ambiental de Sistemas de Transmissão de Energia Elétrica no Brasil: Estudo de Caso do Sistema de Transmissão do Madeira. Tese (doutorado) – UFRJ/COPPE/Programa de Planejamento Energético. Rio de Janeiro, 2014. Disponível em: <http://www.ppe.ufrj.br/ppes/production/tesis/abranches.pdf>. Acesso em 20/06/2014.

SOITO, João Leonardo da Silva. Amazônia e a Expansão Da Hidroeletricidade No Brasil: Vulnerabilidades, Impactos E Desafios. Tese (doutorado) – UFRJ/COPPE/Programa de Planejamento Energético. Rio de Janeiro, 2011. Disponível em: http://www.ppe.ufrj.br/ppes/production/tesis/joao_soito.pdf. Acesso em 20/06/2014.

MARTINS, André Luis Agner Machado. Setor Elétrico: Regulação e Sustentabilidade. Curitiba. PUC/PR - Programa de Mestrado em Direito, 2013. Disponível em: http://www.biblioteca.pucpr.br/tede/tde_busca/arquivo.php?codArquivo=2473.

MONTEIRO, Eduardo Müller Monteiro, et al. Uso Político do Setor Elétrico Brasileiro: Uma metodologia de Análise Baseada na Teoria de Grupos de Pressão. Rio de Janeiro: Synergia Editora. São Paulo FAPESP, 2010.

REGO, Erik Eduardo. Aspectos Regulatórios e Financeiros nos Leilões de Energia Elétrica: A Lição das Usinas “Botox”. Rio de Janeiro: Synergia, 2009.

_____. Proposta de aperfeiçoamento da metodologia dos leilões de comercialização de energia elétrica no ambiente regulado: aspectos conceituais, metodológicos e suas aplicações. Tese (Doutorado) – Programa de Pós-Graduação em Energia – EP / FEA / IEE / IF da Universidade de São Paulo. São Paulo, 2012. Disponível em: <http://www.iee.usp.br/biblioteca/producao/2012/Teses/ErikVersaoCorrigida.pdf>. Acesso em 25/05/2014

TOLMASQUIN, Maurício Tiomno. Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro. 2ª. Edição. Rio de Janeiro: Synergia, 2015.

Relatório TCU 011.223/2014-6. Auditoria operacional. Impacto da medida provisória nº 579/2012 – convertida na lei nº 12.783/2013 – na conta de desenvolvimento energético - CDE e no sistema elétrico brasileiro. Conhecimento da estrutura tarifária. Cancelamento do leilão de energia. Exposição involuntária das distribuidoras. Audiência. Determinações e recomendação. Envio de cópia do acórdão aos órgãos competentes. Brasília, 2014. Disponível em <http://portal.tcu.gov.br/lumis/portal/file/fileDownload.jsp?fileId=8A8182A24E08D405014E0D3E835138F0>. Acesso em 28/08/2016.
