



**PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO DE
JANEIRO**

**DESCENTRALIZAÇÃO DA ATIVIDADE DE
FISCALIZAÇÃO DAS DEMAIS
INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO – DIT**

MARCELO MARQUEZ FRANCO

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**CENTRO DE CIÊNCIAS SOCIAIS - CCS
DEPARTAMENTO DE ADMINISTRAÇÃO**

Curso de Especialização em Políticas Públicas e Gestão Governamental nos
Setores Energético e Mineral

Rio de Janeiro, março de 2019.



Marcelo Marquez Franco

**DESCENTRALIZAÇÃO DA ATIVIDADE DE
FISCALIZAÇÃO DAS DEMAIS INSTALAÇÕES DE
TRANSMISSÃO - DIT**

Trabalho de Conclusão de Curso

Trabalho de Conclusão de Curso de Especialização em Políticas Públicas e Gestão Governamental nos Setores Energético e Mineral, apresentada ao programa de pós-graduação lato sensu em Administração da PUC-Rio como requisito parcial para a obtenção do título de especialista em Políticas Públicas e Gestão Governamental nos Setores Energético e Mineral.

Orientadora: Clarice Campelo de Melo Ferraz

Brasília, Março de 2019.

Agradecimentos

Agradeço primeiramente a Deus, Nosso Senhor Jesus Cristo e Nossa Senhora da Aparecida, por me permitirem saúde, paz e bençãos para o meu desenvolvimento como ser humano.

Agradeço a minha esposa, Katharina, e aos meus filhos, Christine e João Maurício, por me apoiarem e incentivarem a minha participação no curso de Pós-Graduação, deixando ainda claro que minha ausência às sextas e sábados foi importante para o meu crescimento profissional e desenvolvimento da minha carreira.

Agradeço aos meus pais João Marcos e Maria Cristina, que sempre me estimularam e incentivaram em todos os desafios da vida, protegeram quando necessário e deram liberdade para que eu pudesse escolher meu futuro. Mas agradeço em especial todo o esforço que fizeram para que eu não me diminuísse ou desanimasse por causa do problema auditivo e sim para que eu adaptasse e convivesse com a dificuldade, superando os desafios postos em minha vida.

Agradeço à Doutora Clarice Ferraz por aceitar o convite e ser minha orientadora no Trabalho de Conclusão de Curso. Possibilitando um enriquecimento profissional, desenvolvimento de atividades e procedimento aplicáveis no trabalho da Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Eletricidade – SFE.

Agradeço aos professores: Alberto Villela, Vera Corrêa, Flávia Cavazotte, Arilton Teixeira, Rafael Igrejas, Rodrigo Calili, Bruno Silva, Leonardo Gomes e Moisés Balassiano, por disporem seu tempo e conhecimento para ministrarem aulas e permitirem nosso desenvolvimento profissional.

Por fim, agradeço ao Ministério de Minas e Energia, a Agência Nacional de Energia Elétrica e ao IAG – Escola de Negócios da PUC-Rio, por disponibilizarem o curso de Especialização em Políticas Públicas e Gestão Governamental nos Setores Energético e Mineral.

Resumo

Franco, Marcelo Marquez. Ferraz, Clarice Campelo de Melo. Descentralização da Atividade de Fiscalização das Demais Instalações de Transmissão – DIT's. Brasília, 2019. Número de páginas p.76 Trabalho de Conclusão de Curso – Curso de Especialização em Políticas Públicas e Gestão Governamental nos Setores Energético e Mineral – Departamento de Administração, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

A partir do ano de 2010, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) através da edição da Resolução Normativa nº 417, promoveu uma reformulação no processo de Descentralização das atividades de fiscalização da ANEEL, permitindo que as Agências Estaduais exerçam atividades correlatas à da Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Eletricidade - SFE. Nesse contexto, esse trabalho tem o intuito de apresentar o processo de descentralização e a criação de procedimentos para que a Agência Estadual ou Distrital conveniada, com contrato de metas, fiscalize a Demais Instalações de Transmissão – DIT que esteja em sua área de atuação.

Palavras-chave

Descentralização, Distribuição, Demais Instalações de Transmissão, Agências Estaduais e Distritais.

Abstract

Franco, Marcelo Marquez. Ferraz, Clarice Campelo de Melo. Descentralização da Atividade de Fiscalização das Demais Instalações de Transmissão – DIT's. Brasília, 2019. Número de páginas p.76 Trabalho de Conclusão de Curso – Curso de Especialização em Políticas Públicas e Gestão Governamental nos Setores Energético e Mineral – Departamento de Administração, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

As of 2010, with the edition of the Normative Resolution nº 417, there was a reformulation in the process of Decentralization of the inspection activities of ANEEL, where state agencies can carry out activities related to SFE. Thus, this work intends to present the decentralization process and the creation of a procedure so that the state agency, with a contract of mark, supervises the other transmission facilities (DIT), wich is in its area of operation.

Key-words

Decentralization, distribution, other transmission facilities, state agency

Sumário

1. INTRODUÇÃO	10
2. A ANEEL E O PROCESSO DA DESCENTRALIZAÇÃO	14
2.1 Acordo de Interesses	14
2.2 Convênio de Cooperação	17
2.3 Contrato de Metas	18
3. DESCENTRALIZAÇÃO DOS SERVIÇOS DE FISCALIZAÇÃO DOS SERVIÇOS DE DISTRIBUIÇÃO – AGÊNCIAS CONVENIADAS	22
3.1 Agência Estadual de Regulação de Serviços Públicos de Mato Grosso do Sul – AGEPAN	25
3.2 Agência Estadual de Regulação dos Serviços Públicos Delegados – AGER	26
3.3 Agência Estadual de Regulação dos Serviços Públicos Delegados do Rio Grande do Sul – AGERGS	28
3.4 Agência Goiana de Regulação, Controle e Fiscalização de Serviços Públicos do Estado de Goiás – AGR	29
3.5 Agência Reguladora do Estado do Ceará – ARCE	30
3.6 Agência de Regulação do Estado da Paraíba – ARPB	32
3.7 Agência Estadual de Regulação dos Serviços Delegados de Pernambuco – ARPE	33
3.8 Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo – ARSESP	34
4. EXECUÇÃO ORÇAMENTÁRIA CONTRATO DE METAS.	36
4.1 Orçamento 2016	37
4.2 Orçamento 2017	39
4.3 Orçamento 2018	40
5. PROCESSOS DE OUTORGA DE EMPREENDIMENTOS DE TRANSMISSÃO	41
5.1 Processo de Outorga por Licitação na Modalidade de Leilão	43
5.2 Processo de Outorga por Resolução Autorizativa	44
5.3 Processo de Outorga do Plano de Ampliações e Reforços nas Instalações de Transmissão do SIN	45
6. DEFINIÇÃO DA AGENDA DE TRABALHO E INTEGRAÇÃO COM A ANEEL	47

6.1 Comunicação do Monitoramento dos Empreendimentos de Transmissão	48
6.2 Monitoramento Periódico dos Empreendimentos de Transmissão	49
6.3 Monitoramento não periódico dos empreendimentos de Transmissão	50
6.4 Reuniões de nivelamento de informações e identificação de impactos	51
6.5 Critérios para definição de fiscalização	52
6.5.1 Grau de impacto (GIS)	52
6.5.2 Grau de situação do cronograma (GSC)	54
6.5.3 Índice de Descumprimento de Prazos (IDP)	55
6.5.4 Grau de Priorização (GP)	56
6.6 Considerações	56
 7. AS RESOLUÇÕES NORMATIVAS Nº 67 E Nº 68, DE 2004 E AS DEMAIS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO - DIT	 57
 8. PROCEDIMENTO DE EXECUÇÃO – DIT	 62
8.1 Planejamento da Fiscalização	62
8.2 Envio de Ofício de fiscalização à Concessionária	63
8.3 Check-lis para apoio na realização da fiscalização no campo	64
8.3 Constatações e não conformidades	65
8.4 Descumprimento de marcos intermediários	66
8.5 Descumprimento de prazo para entrada em operação comercial	67
8.6 Alteração do objeto do ato de outorga	67
8.7 Outras não conformidades	68
8.8 Aplicação de penalidades	68
8.8.1 Parcela A	70
8.8.2 Parcela B – Abrangência pelo Atraso	71
8.8.3 Parcela C	73
8.8.4 Parcela D	73
8.8.5 Parcela E	73
8.9 Demais etapas do Processo de fiscalização	74
8.9.1 Termo de Notificação e Relatório de Fiscalização	74
8.9.2 Auto de Infração	74
8.9.3 Juízo de Reconsideração	75
8.9.4 Análise dos Autos Processuais pela Diretoria Colegiada da ANEEL	76
8.10 Recebimento de Obras	77
8.10.1 Diretrizes do Recebimento de Obras	77

8.10.2 Procedimento de Recebimento de Obras	78
8.10.4 Resumo e Fluxograma	80
CONCLUSÃO	81
BIBLIOGRAFIA	82
APÊNDICE	86
ANEXO 1 – Área de Concessão das Distribuidoras – Rio Grande do Sul	88
ANEXO 2 – Área de Concessão das Distribuidoras – São Paulo	89

1. INTRODUÇÃO

É competência da Agência Nacional de Energia Elétrica controlar e fiscalizar, diretamente ou mediante convênios com órgãos estaduais, a fiscalização econômico-financeira, o serviço de geração¹ e os serviços de eletricidade, em todas as empresas concessionárias permissionárias e autorizadas em operação no Brasil².

O objetivo da ANEEL é verificar o atendimento aos compromissos legais e contratuais pelas empresas do setor elétrico, a fim de garantir o bom funcionamento, a qualidade de atendimento e o fornecimento dos serviços de energia elétrica à sociedade, com custos, prazos e seguranças definidos nos documentos legais³.

No setor de Distribuição Elétrica, a ANEEL acompanha a qualidade do fornecimento de energia elétrica por meio de índices preestabelecidos e de acordo com as características de cada área de concessão. A fiscalização pode fazer exigências, impor multas e recomendar a Diretoria Colegiada da ANEEL a caducidade, extinção ou fim do contrato de concessão dos maus prestadores de serviços⁴.

O processo de fiscalização na Distribuição de Energia Elétrica no Brasil, na ANEEL, é executada pela Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Eletricidade – SFE, no entanto a ANEEL pode, por meio de convênios de cooperação com as Agências Reguladoras Estaduais, descentralizar algumas de suas atividades, a fiscalização por exemplo. Em sua Lei de criação⁵, foi facultada a prerrogativa de descentralizar parte de suas atividades. Assim, a ANEEL cria condições para que as questões da regulação sejam tratadas o mais próximo possível do seu local de origem, tornando mais ágil sua solução junto aos consumidores e agentes regulados.

¹ A Usina Hidroelétrica de Itaipu Binacional, está sujeita a regras binacionais de fiscalização, auditoria e mecanismos de transparência e acesso a informações especiais, decorrentes do Tratado Internacional que a criou e rege.

² Lei 9.427, de 26 de dezembro de 1996, Artigo 3º, Inciso IV

³ Resolução Autorizativa, Contrato de Concessão.

⁴ Portaria Ministério de Minas e Energia – MME nº 349, de 28 de novembro de 1997, Regimento Interno da ANEEL, Artigo 23º, Inciso X.

⁵ Capítulo IV Art. 20 a Art. 22

Existem três passos para que uma Agência Estadual possa trabalhar em conjunto com a ANEEL, o primeiro nível é o Acordo de Interesse, onde é apresentada todas as condições necessárias para o exercício da gestão associada de serviços públicos. A efetivação do Acordo de Interesses ocorre com o advento do Convênio de Cooperação. Assim após essas duas etapas há o Contrato de Metas, onde são estabelecidos os Produtos a serem entregues e a agenda anual de fiscalização da Agência Estadual.

As Agências Estaduais que possuem Acordo de Interesses com a ANEEL: (i) Agência Reguladora de Serviços Públicos do Estado de Alagoas – ARSAL; (ii) Agência Reguladora de Serviços Públicos do Rio Grande do Norte – ARSEP; (iii) Agência de Regulação de Serviços Públicos do Espírito Santo – ARSP; (iv) Agência Reguladora dos Serviços Públicos do Estado do Acre – AGEAC; e (v) Agência Tocantinense de Regulação, Controle e Fiscalização dos Serviços Públicos – ATR.

Atualmente, as Agências Reguladoras Estaduais que mantêm Contrato de Metas são: (i) Agência Estadual de Regulação de Serviços Públicos do Mato Grosso do Sul – AGEPAN-MS; (ii) Agência Estadual de Regulação dos Serviços Públicos Delegados de Mato Grosso – AGER-MT; (iii) Agência Estadual de Regulação dos Serviços Públicos Delegados do Rio Grande do Sul – AGERGS-RS; (iv) Agência Goiana de Regulação, Controle e Fiscalização de Serviços – AGR; (v) Agência Reguladora de Serviços Públicos Delegados do Ceará – ARCE-CE; (vi) Agência de Regulação do Estado da Paraíba – ARPB-PB; (vii) Agência de Regulação dos Serviços Públicos Delegados do Estado de Pernambuco – ARPE-PE; e (viii) Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo – ARSESP-SP.

Para que haja procedimentos de fiscalização na Distribuição é necessário observar dois regulamentos importantes:

- I. Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010; e
- II. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, instituído inicialmente pela Resolução Normativa nº 345/2008, com a última revisão nº 10, pela Resolução Normativa nº 842/2018.

É importante destacar que cada um dos normativos acima, refere-se a uma espécie de fiscalização, a Comercial (REN nº 414) e a Técnica (PRODIST).

A fiscalização dos serviços de eletricidade da ANEEL, tem como finalidade garantir a prestação de serviços de qualidade. As empresas que descumprem as normas e as leis do setor elétrico podem sofrer punições que vão desde advertências e multas até a cassação da concessão. O procedimento administrativo punitivo de fiscalização da ANEEL é regido pela Resolução Normativa nº 63, de 12 de maio de 2004, atualmente sob revisão⁶.

Esse trabalho tem como objetivo esclarecer o funcionamento do processo de Descentralização quanto à fiscalização dos serviços de eletricidade, a apresentação das Agências Estaduais que possuem contrato de metas e apresentação de um procedimento de fiscalização de obra em Demais Instalações de Transmissão – DIT. Esse procedimento poderá ser utilizado nos próximos Termos de Referência e a Agência estadual conveniada terá como orientação esse procedimento em futuras fiscalizações.

A ANEEL também tem como objetivo, além da qualidade do fornecimento de energia elétrica, a modicidade tarifária. No entanto a Fiscalização Financeira das Distribuidoras e a Gestão de Tarifas das Distribuidoras não entram no escopo desse trabalho, e são desempenhadas por outras áreas da ANEEL, tais como Superintendência de Fiscalização Financeira e a Superintendência de Gestão Tarifária.

Desde 2015, o procedimento de fiscalização da Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Eletricidade – SFE tem por objetivo orientar as empresas distribuidoras na adequada prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica, especialmente nos aspectos relacionados ao atendimento comercial e indicadores de desempenho, técnicos e comercial.

⁶ Processos: nº 48500.00611/2009-83, nº 48500.007207/2009-47, nº 48500.000857/2008-81, nº 48500.004650/2009-66, nº 48500.003095/2009-55, nº 48500.002790/2013-86 e nº 48500.006177/2013-38, e contribuições da Audiência Pública nº 077/2011, realizada entre 2011 e 2016. Quaisquer processos, públicos e sem confidencialidade, podem ser acessados: <http://www.aneel.gov.br/consulta-processual>

O procedimento implantado de fiscalização adotado é o PDCA, do inglês *Plan – Do – Check – Act* (Planejar – Fazer – Conferir – Agir). Esse método iterativo de gestão em quatro passos é utilizado para o controle e melhoria contínua de processos e produtos. É também conhecido como o círculo/ciclo/roda de Deming, ciclo de Shewart.

Há de se destacar também a instituição de Planos de Resultados – PR, que são motivados pelo fato do diagnóstico da prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica, demonstra que a qualidade do serviço não se encontra adequada, sendo necessárias medidas de curto e médio prazos para estabelecer a qualidade do serviço, estabelecendo diretrizes para nortear o acompanhamento e a execução do PR.

O PR é a verificação da situação das ações, obras e investimentos propostos pela distribuidora, inclusive com inspeção em campo, para a melhoria na prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica.

Com o advento do contrato de metas, as Agências Estaduais trabalham em conjunto com a ANEEL, aplicando os procedimentos de Análise, Execução e acompanhamento dos Planos de Resultados.

Através do processo de Descentralização, a ANEEL aumenta sua capacidade de atuação no território nacional, ampliando sua capilaridade e atendimento aos usuários do serviço de distribuição de energia elétrica.

Assim a ANEEL busca cumprir sua Missão de Proporcionar condições favoráveis para que o mercado de energia elétrica se desenvolva com equilíbrio entre os agentes e em benefício da sociedade.

2. A ANEEL E O PROCESSO DA DESCENTRALIZAÇÃO

O normativo que estabelece os procedimentos para a delegação de competência da ANEEL aos Estados e ao Distrito Federal, para a execução de atividades descentralizadas em regime de gestão associada de serviços públicos é a Resolução Normativa nº 417, de 23 de novembro de 2010.

A RN 417/2010, surgiu em substituição às antigas Resoluções 296/1998 e 276/2007, e diferentemente delas se propôs a deixar explícito, entre os signatários do Convênio de Cooperação, quais são os requisitos que a ANEEL, como delegante, exige para que suas atividades complementares sejam cumpridas, assim a RN 417/2010 estabelece os principais requisitos para o cumprimento dos instrumentos da Resolução Normativa.

É expressamente delimitado a agência estadual ou distrital, constituída com finalidade de regular e fiscalizar serviços públicos, como a executora das atividades descentralizadas pela ANEEL, sendo também possível estabelecer convênios para o desenvolvimento de serviços, estudos e projetos técnicos especializados voltados às atividades de energia elétrica.

A gestão do processo de descentralização é realizada pela Superintendência de Comunicação e Relações Institucionais – SCR, que deve observar se as normas, procedimentos e diretrizes da ANEEL estão sendo observadas.

É a SCR, com o levantamento das Unidades Organizacionais, que deve criar as condições necessárias para a descentralização das atividades da ANEEL aos Estados-membros.

2.1 Acordo de Interesses

O acordo de interesses é o instrumento que apresenta todas as condições necessárias para o exercício da gestão associada de serviços públicos. Sendo possível sua efetivação por meio de celebração de Convênio de Cooperação. Ou seja, trata-se dos requisitos necessários para que um Estado-membro receba a delegação de competências da ANEEL.

Um dos requisitos primordiais, está estabelecido no parágrafo 2º, do artigo 24.

“§ 2º A AGÊNCIA pode celebrar o Acordo de Interesses, desde que haja expressa delegação do Estado-membro”

O Estado-membro conferindo a delegação expressa para atuação da agência estadual dará respaldo legal, assemelhando-se ao modelo proposto pela delegação federal, nos moldes feitos por meio do Decreto nº 2.335/1997.

O Acordo de Interesses traz em si dois princípios. O primeiro é auxiliar o Poder Executivo estadual a criar uma agência estadual ou distrital de acordo com os requisitos do artigo 39. O segundo princípio tem o condão de auxiliar o Poder executivo estadual a adequar a agência estadual ou distrital já existente aos parâmetros estabelecidos nesse mesmo artigo 39. Cumpre salientar que, no escopo do Acordo de Interesse, a participação do ente federativo deverá ser bastante ativa, porque há previsão expressa do não envolvimento de recursos ou ressarcimentos por parte da ANEEL.

“Art. 39. O Convênio de Cooperação somente é celebrado com a comprovação das condições discriminadas a seguir:

Constituição, por parte do Estado-membro, de AGÊNCIA com lei de criação; lei ou decreto de regulamentação, quando houver; e regimento interno promulgados e publicados, os quais disporão necessariamente sobre a:

Competência para a execução, sob delegação, de serviços públicos da União;

Autonomia administrativa, financeira, decisória e patrimonial;

Nomeação de dirigentes pelo chefe do Estado-membro, após aprovação pela Assembléia Legislativa ou Câmara Legislativa, para cumprir mandatos fixos e, preferencialmente, não coincidentes;

Existência de órgão colegiado de deliberação máxima com, no mínimo, três membros não impedidos de atuar em processos administrativos do setor de energia elétrica, conforme art. 18, da Lei nº 9.784, de 29 de janeiro de 1999; e

Existência de, no máximo, duas instâncias recursais administrativas, com vistas a atender ao disposto no art. 57, da Lei nº 9.784, de 1999, e à legislação federal que estabelece a ANEEL como instância máxima nos processos administrativos sobre energia elétrica.

Estruturação, por parte do Estado-membro, de AGÊNCIA com:

Corpo técnico adiministrativo para exercer as atividades da área-meio, e instalações físicas adequadas para a execução das atividades descentralizadas; e

Comissão de ética cirada nos moldes do inciso XVI, do Decreto 1.171, de 1994, e suas alterações.”

No Acordo de Interesses, previu-se, também, a discricionariedade de a Diretoria da ANEEL, em conjunto com as unidades organizacionais, decidir sobre a conveniência e oportunidade em delegar competências ao Poder Executivo estadual. Dessa forma, é possível avaliar o contexto técnico juntamente com o panorama político e administrativo de determinado estado da Federação.

O objeto do Acordo de Interesses demonstra a intenção de se estabelecer um período, para a ANEEL e para a agência estadual ou distrital, realizarem o compartilhamento de experiências, a transferência de conhecimentos e a definição de procedimentos. Depreende-se, diante disso, a impossibilidade de se estabelecer obrigações entre as partes. A fragilidade do instrumento e a falta de recursos financeiros envolvidos não geram responsabilidades profícuas. Por isso, optou-se por instituir compromissos, pois, em regime de cooperação, as duas agências reguladoras irão trabalhar.

As responsabilidades, no Acordo de Interesses, aparecem para determinar o fluxo de trabalho e os respectivos responsáveis no âmbito da ANEEL.

A vigência indeterminada, para o Acordo de Interesses, considera o trabalho legisaltivo necessário à criação ou ajuste de uma agência estadual ou distrital. Além disso, o encerramento pode ser efetuado por dois motivos: desinteresse de uma das partes envolvidas em dar continuidade ao processo ou assinatura de um Convênio de Cooperação.

2.2 Convênio de Cooperação

Convênio de Cooperação é o instrumento que delega competências para a execução de atividades descentralizadas, em regime de gestão associada de serviços públicos, que se efetiva por meio de Contrato de Metas.

O Convênio de Cooperação pode funcionar como uma etapa anterior ao Contrato de metas ou pode iniciar de imediato a relação entre a ANEEL e a Agência estadual ou distrital. O que determina esse último caso é o cumprimento dos requisitos do artigo 39, da RN 417/2010, e a existência de delegação expressa do Estado-membro para a Agência estadual ou distrital celebrar Convênio de Cooperação, conforme estipula o parágrafo 2º, do artigo 36, da RN 417/2010.

Como no caso do Acordo de Interesses, o Convênio de Cooperação é um instrumento institucional. Não envolve a transferência de recursos financeiros e não gera qualquer encargo ou direito à indenização entre as partes signatárias.

Assim a RN 417/2010, deixa explícito, entre os signatários do Convênio de Cooperação, quais são os requisitos que a ANEEL, como delegante, exige para que suas atividades complementares sejam cumpridas. Por esse motivo, já no Acordo de Interesses, solicita-se ou estabelece-se um prazo para o cumprimento desses requisitos indispensáveis ao correto cumprimento de todos os instrumentos derivados da RN 417/2010.

Como está previsto na Lei nº 9.427/1996, e suas alterações, há no Capítulo IV, do Convênio de Cooperação, a Seção IV, das obrigações, as responsabilidades das partes signatárias do instrumento, os trâmites internos que a ANEEL deverá cumprir para a formalização do Convênio, dando uma visão abrangente e detalhada aos envolvidos no processo.

O prazo indeterminado da duração do Convênio de Cooperação tem como objetivo que a Agência estadual ou distrital se adeque às exigências da ANEEL, para que possa organizar a infraestrutura com realização de concurso público para estabelecimento de quadro de pessoal próprio,

organizar a sede e suas instalações e evitar a contratação via cargos comissionados e ou via terceirização, o que agravaria a instabilidade do Convênio.

Assim a ANEEL estabelece uma parceria duradoura para a descentralização de suas atividades complementares, aumentando a segurança jurídica da parceria.

No entanto, o fato de o Convênio de Cooperação ser por tempo indeterminado, não impede a renúncia. A RN 417/2010 estabelece quais são os motivos que podem ensejar o fim do instrumento, como também estabelece prazo para que a parte interessada deve seguir para ter seu pleito acatado, resguardando os envolvidos. Ademais a denúncia do Convênio de Cooperação, no intuito de preservar o trabalho e as atividades descentralizadas pela ANEEL, poderá ensejar o encerramento do Contrato de Metas. Cumpre salientar que cabe à ANEEL uma análise discricionária de quais condições a renúncia ocorreu.

2.3 Contrato de Metas

Para que exista o Contrato de Metas, é necessário a celebração do Convênio de Cooperação.

O Contrato de Metas é o instrumento que autoriza e disciplina a execução de atividades descentralizadas com vistas à operacionalização da gestão associada de serviços públicos. Por conta da Lei nº 9.427/1996, deve ser observado as seguintes diretrizes: (i) controle de resultados voltado para a eficiência da gestão; (ii) contraprestação baseada em custos de referência; e (iii) vinculação ao Convênio de Cooperação.

A partir dessas diretrizes, a ANEEL passa a acompanhar os resultados através de pagamento por produtos entregues, avaliando a qualidade destes, no mínimo, pelos critérios de quantidade, qualidade e prazo.

Assim as Agências estaduais são estimuladas a serem mais eficientes e eficazes na realização das atividades descentralizadas. Para isso o Custo de

Referência é definido no Contrato de Metas e norteia o pagamento dos produtos realizados pela Agência Estadual.

A precificação de cada atividade descentralizada, o produto, permite um controle de gestão apropriada dos recursos do orçamento da ANEEL. Permite, também, à Agência estadual realizar a atividade com mais liberdade para gerir as despesas, desde que atendidos todos os requisitos técnicos exigidos. Assim, o parceiro estadual pode ser efetivo na realização do trabalho desenvolvido.

Os meios para realizar licitações, dispensas e inexigibilidade, não são o foco dos técnicos da ANEEL. Estes se concentram em averiguar qual a efetiva qualidade de uma atividade feita pela Agência estadual ou distrital e seus benefícios à sociedade local. Isso estreita o relacionamento do consumidor com o Poder Público e possibilita à União, representada pela ANEEL, cumprir suas atividades constitucionais privativas.

Vale registrar que o Contrato de Metas não é um instrumento válido para todo o território brasileiro. Circunscreve-se, exclusivamente, aos serviços prestados e às instalações de energia elétrica localizados no território do Estado signatário do Convênio de Cooperação.

Em virtude da própria natureza operacional do Contrato de Metas, o rol de obrigações dos signatários desse instrumento é mais abrangente do que os dos demais instrumentos. O objetivo não é exaurir todas as hipóteses que podem envolver a execução do Contrato. Na verdade, assegura-se maior transparência no estabelecimento dos compromissos entre ambas as agências.

A SFE recebe os produtos, previamente definidos na Agenda de Trabalho das Agências Estaduais, avalia a qualidade e encaminha para a Superintendência de Licitações e Contratos – SLC providenciar o pagamento desses produtos para o Estado da Agência Reguladora estadual conveniada.

Para deliberar sobre eventuais interpretações divergentes ou casos omissos, está estabelecido no artigo 4º, que a Diretoria Colegiada da ANEEL é a instância máxima, com a oitiva das partes envolvidas.

Como no Acordo de Interesses e no Convênio de Cooperação, fez-se, para o Contrato de Metas, há a definição das responsabilidades internas da ANEEL. Estabelece-se assim um fluxo eficiente na gestão administrativa do processo, pois as particularidades de cada Contrato de Metas exige um detalhamento maior das responsabilidades, quando comparado aos demais instrumentos.

Dos três, o Contrato de Metas é o único que envolve o repasse de recursos da ANEEL para a Agência estadual ou distrital. Por conta disso, há a seção que trata dos pagamentos dos produtos, como também a respectiva devolução dos recursos caso os produtos não atendam aos indicadores de qualidade ou prazo do produto.

O fundamento é fazer os pagamentos baseados na entrega efetiva, atestada pelas Unidades Organizacionais descentralizadas, dos produtos. Caso não atendam aos indicadores de qualidade, previstos no artigo 58, ou por algum outro motivo os produtos não sejam executados, há a possibilidades de devolução dos recursos.

Há ainda a possibilidade, com o devido registro por meio de termo aditivo, de alteração do Contrato de Metas, tanto para acréscimo de produtos e redução como para a rescisão do instrumento. Apura-se em quais casos o fim dos efeitos do instrumento será enquadrado, considerando, sempre o contraditório e a ampla defesa, e o disposto na legislação federal, como a Lei nº 9.784/1999.

O Contrato de Metas, diferentemente do Acordo de Interesses e do Convênio de Cooperação, tem a vigência delimitada pelo exercício financeiro. O contrato pode ser firmado em qualquer período do ano, desde que encerre seus efeitos até 31 de dezembro. Há, no entanto, a possibilidade de prorrogá-lo por mais três meses. Esse caso só ocorre quando existem atividades pendentes de serem concluídas e que avancem o exercício financeiro de validade do Contrato de Metas.

Depois de tratar da operacionalização, por meio do Contrato de Metas, a RN 417/2010, traz um capítulo dedicado a avaliação da gestão associada

de serviços públicos. Assim registra-se a responsabilidade da da Superintendência de Comunicação e Relações Institucionais – SCR em realizar a governança do processo de descentralização e coordenar o processo de avaliação dessa gestão associada. Cabe salientar que, dentro do escopo da parceria, o resultado da avaliação será compartilhado com a Diretoria da ANEEL, o Estado-membro e a agência estadual ou distrital.

3. DESCENTRALIZAÇÃO DOS SERVIÇOS DE FISCALIZAÇÃO DOS SERVIÇOS DE DISTRIBUIÇÃO – AGÊNCIAS CONVENIADAS

Atualmente a ANEEL, mantém Contrato de Metas com oito Agências Estaduais. Assim é mantido uma agenda de trabalho permanente com essas Agências. Como descrito anteriormente, os Contratos de Metas possuem um Termo de Referência – TR anual⁷, ou seja é nesse TR que são definidos os produtos a serem entregues durante o exercício financeiro, ano a ano.

Inicialmente durante a fase do Monitoramento, fase *Plan*, onde há o monitoramento da qualidade do serviço das distribuidoras e nos quais consistem em duas atividades: (i) Observação da percepção do consumidor sobre o serviço prestado; (ii) Avaliação do desempenho das empresas por meio dos indicadores de desempenho.

A percepção do consumidor é avaliada por meio de três canais: (i) Dados de reclamações de consumidores realizadas nas Centrais de Atendimento da Distribuidora, Ouvidoria da Distribuidora e Ouvidoria da ANEEL; (ii) Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor – IASC, elaborado a partir de pesquisa junto ao consumidor residencial realizado pela ANEEL para avaliar o grau de satisfação dos consumidores residenciais com os serviços prestados pelas distribuidoras de energia elétrica; e as (iii) Demandas de órgãos de controle como TCU, AGU, juízes e promotores representando grupo de consumidores.

O desempenho da distribuidora é observado pelos: (i) indicadores técnicos, que tratam a qualidade do fornecimento de energia; e (ii) indicadores comerciais, que retratam a qualidade do atendimento às demandas dos consumidores da Distribuidora.

Assim com os dados do Monitoramento, em dezembro, é possível estabelecer a agenda de trabalho da Agência Estadual para o ano seguinte. Essa agenda proposta pela SFE pode receber a sugestão, de temas pontuais, das próprias Agências Estaduais para a inclusão ou retirada de algum produto do Termo de Referência.

⁷ No apêndice são apresentados alguns Termos de Referências, que como explicado no Capítulo 2, são anuais, e definem a agenda de trabalho.

Definida a agenda de trabalho, a Agência Estadual começa a trabalhar de acordo com o ciclo PDCA. Assim, passa-se para a etapa seguinte, *Do*, renomeada simplesmente como Análise, realizada pelo Grupo de Análise (GAD). A Análise tem como principal objetivo a elaboração e divulgação de relatórios que serão apresentados aos agentes de distribuição de energia para que adotem as providências necessárias para a correção das falhas apontadas na etapa anterior, a do Monitoramento (etapa *Plan*), feita pela ANEEL.

A etapa *Check*, é a fase do Acompanhamento, também realizada pelo grupo de Análise. Nessa fase, as Distribuidoras deverão apresentar planos de regularização dos problemas apontados com prazos bem definidos, levando em consideração a importância, a gravidade, o risco e a prioridade dos temas sob análise. As providências adotadas para a correção dos problemas serão acompanhadas e os resultados serão consolidados em relatórios de acompanhamento, um produto previsto no Contrato de Metas, permitindo que a sociedade conheça as ações de fiscalização e seus resultados.

Todo o acompanhamento do Termo de Referência, seus produtos e resultados dos acompanhamentos é feito pela equipe de descentralização da SFE. A intenção é de que haja um trabalho em conjunto para que os resultados possam ser alcançados e que as Distribuidoras possam corrigir os problemas identificados. Assim a busca pela melhoria na qualidade no fornecimento de energia elétrica possa chegar ao consumidor de energia elétrica.

Caso a Distribuidora tenha cumprido os planos de regularização e atingido os objetivos estabelecidos anteriormente nas etapas *Plan* e *Check*, é concluído o ciclo e a Distribuidora voltará a ser acompanhada pelo Monitoramento.

A última fase, *Act*, tem motivação de ação e é realizada pelo Grupo de Execução da Distribuição (GED). A Ação Fiscalizadora realizada quando as falhas apontadas nas etapas anteriores não foram corrigidas até o término da Etapa de Acompanhamento. A SFE em conjunto com as Agências Estaduais definem, as ações fiscalizadoras nas Distribuidoras que não tenham atingido os resultados esperados nas etapas anteriores.

Assim, o processo segue então para as fases de notificação e, eventualmente, de punição.

As ações fiscalizadoras podem ser, dentre outras:

- I. Apuração dos indicadores de continuidade coletivos e individuais: verificação do procedimento de coleta de dados e da apuração dos indicadores de continuidade e da realização das compensações financeiras devidas aos consumidores;
- II. Comercial: verificação do atendimento ao consumidor nos prazos e condições estabelecidas em relação à ligação e suspensão do fornecimento de energia elétrica, contratos de fornecimento, leitura e faturamento, irregularidades na medição ressarcimento por danos elétricos e atendimento ao público;
- III. Indicadores de atendimento telefônico: verificação da qualidade do serviços de teleatendimento disponibilizado aos consumidores;
- IV. Subvenção Baixa Renda: Verificação da correta aplicação dos recursos da subvenção econômica à subclasse residencial baixa renda homologada mensalmente pela ANEEL às distribuidoras;
- V. Universalização e Luz para Todos: verificação do cumprimento das metas acumuladas de quantidades de ligações a serem executadas anualmente nos programas de universalização e Luz para Todos;
- VI. Técnica: verificação da manutenção das redes de distribuição e subestações, qualidade do atendimento emergencial, projetos e obras de reforço e expansão, operação do sistema e desempenho dos equipamentos de distribuição e das DITs;

Termo de Compromisso de Ajuste de Conduta: algumas distribuidoras firmam Termos de Compromisso de Ajuste de Conduta (TAC) com a ANEEL, estabelecendo que, em substituição da multa aplicada, fariam investimentos no valor da multa com objetivo de regularizar a situação constatada pela fiscalização.

Caso ainda não seja suficiente, a ANEEL e a Agência Estadual conveniada, podem sugerir a intervenção ou cassação da Concessão de

Distribuição, retirando a Distribuidora que não tenha uma boa prestação de serviço público de distribuição de energia elétrica.

A seguir são apresentadas as Agências Estaduais que possuem contrato de metas, a Lei de Criação, a equipe, sua área de atuação, e as Distribuidoras que estão na sua área de concessão.

3.1 Agência Estadual de Regulação de Serviços Públicos de Mato Grosso do Sul – AGEPAN

É uma autarquia vinculada ao Governo Executivo Estadual, foi criada pela Lei 2.363, de 19 de dezembro de 2001, regulamentada pelo Decreto nº 14.443, de 6 de abril de 2016, que definiu sua estrutura básica.

A AGEPAN é uma entidade autárquica, sob regime especial, dotada de personalidade jurídica de direito público, patrimônio próprio, com poder de estabelecer unidades regionais, prazo de duração indeterminado, vinculado à Secretaria de Estado de Governo e Gestão Estratégica.

A natureza de autarquia especial conferida à AGEPAN é caracterizada por autonomia administrativa, financeira, técnica e de poder de polícia, com as prerrogativas da Fazenda pública.

A atuação desta agência estadual está dividida entre os serviços públicos de Distribuição de energia elétrica e gás canalizado, transportes, mineração, saneamento e irrigação, telecomunicações e inspeção de segurança veicular.

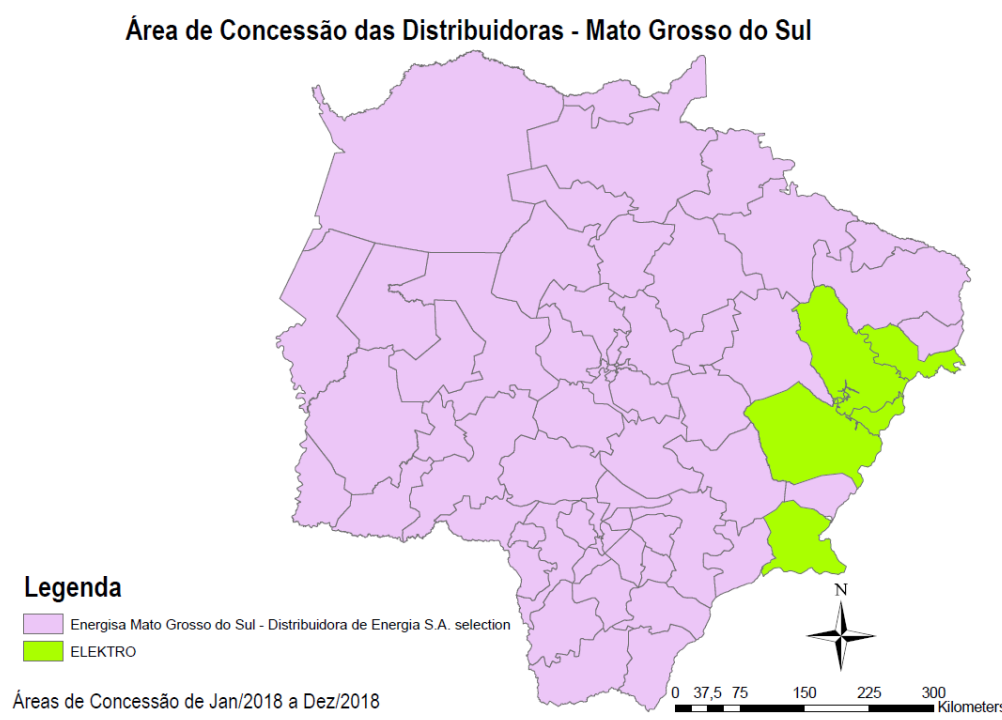
No momento atual, o contrato de metas mantido entre a ANEEL e a AGEPAN é executado pela Câmara Técnica de Energia, vinculada à Diretoria de Regulação e Fiscalização – Área de Gás Canalizado, Energia e Aquário.

A Equipe da AGEPAN⁸ é composta por um Coordenador, três Técnicos e um assistente administrativo.

⁸ No Apêndice estão as Tabelas com os servidores integrantes de cada Agência Estadual.

No Estado do Mato Grosso do Sul, a concessão de serviços públicos de distribuição de energia elétrica está delegada para a Energisa Mato Grosso do Sul e para a ELEKTRO, e sua área de atuação pode ser vista no Mapa abaixo:

Figura 1 – Mapa de concessão do Mato Grosso do Sul



3.2 Agência Estadual de Regulação dos Serviços Públicos Delegados – AGER

A AGER é uma agência reguladora de natureza autárquica, foi criada pela Lei nº 7.101, de 14 de janeiro de 1999 e alterada pela Lei Complementar nº 66, de 22 de dezembro de 1999.

Compete à AGER, controlar e fiscalizar, e quando for de sua competência, normatizar, padronizar, conceder e fixar tarifas dos serviços públicos delegados em decorrência de norma legal ou regulamentar, disposição convenial ou contratual, ou por ato administrativo do Estado do Mato Grosso, suas autarquias e fundações públicas ou entidades paraestatais.

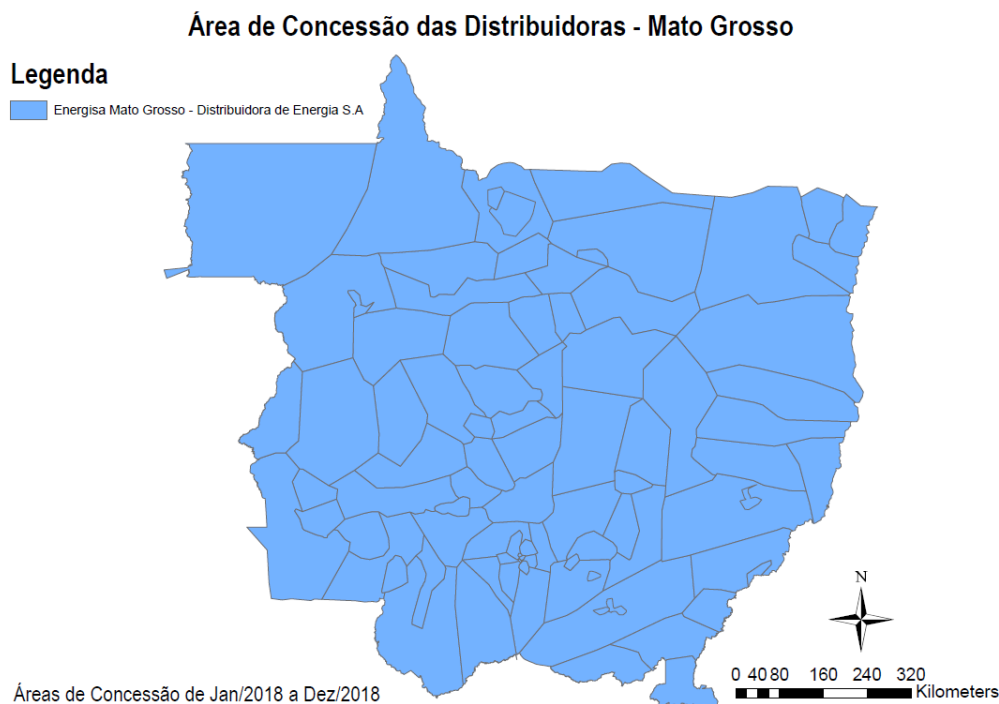
A atuação da AGER é nos serviços públicos de saneamento, rodovias, porto e hidrovias, transporte intermunicipal de passageiros, distribuição de gás canalizado, distribuição de energia elétrica e telecomunicações, assim, a AGER procura garantir a adequada prestação de serviços públicos.

A agência estadual está dotada de autonomia financeira, funcional e administrativa, com sede em Cuiabá-MT. O contrato de metas firmado entre ANEEL e AGER é executado pela Diretoria Reguladora de Energia e Saneamento, na Coordenadoria Reguladora de Energia (CRE).

Fazem parte da equipe da CRE, um coordenador, quatro técnicos e um assistente administrativo.

Atualmente no Estado do Mato Grosso, a concessão de serviços públicos de distribuição de energia elétrica está delegada para a Energisa Mato Grosso, e sua área de atuação pode ser vista no Mapa abaixo:

Figura 2 – Mapa de concessão do Mato Grosso



3.3 Agência Estadual de Regulação dos Serviços Públicos Delegados do Rio Grande do Sul – AGERGS

Autarquia criada em 1997, na forma da Lei nº 10.931, de 9 de janeiro de 1997, dotada de autonomia financeira, funcional e administrativa. A AGERGS atua nas áreas de saneamento, energia elétrica, transportes, hidrovias e irrigação.

À AGERGS compete garantir o acesso aos serviços públicos, homologar e observar o cumprimento dos contratos, fixar, reajustar, revisar tarifas, orientar a confecção dos editais de licitação nas concessões estaduais. Cabe ainda a AGERGS, fiscalizar a qualidade dos serviços, aplicar sanções, cumprir e fazer cumprir as legislações específicas de cada área de serviço público.

Neste momento, ano 2019, o contrato de metas, mantido entre a ANEEL e a AGERGS, é de execução da Gerência de Energia Elétrica e Gás Canalizado.

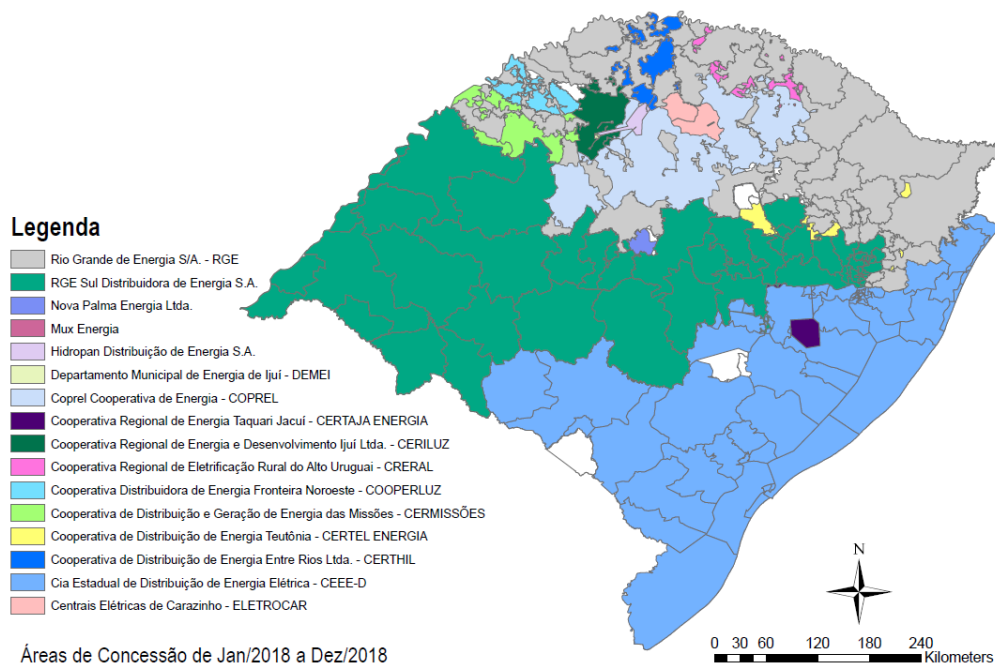
Compõe a equipe da AGERGS, o Coordenador da GEE e seis técnicos superiores. Estão diretamente envolvidos no cumprimento da agenda estabelecida no TR, como fiscais dos serviços de eletricidade.

Atualmente no Estado do Rio Grande do Sul, a concessão de serviços públicos de distribuição de energia elétrica está delegada para diversas empresas, Distribuidoras e Permissionárias, e sua área de atuação pode ser vista no Mapa abaixo:

Figura 3 – Mapa de concessão do Rio Grande do Sul⁹

⁹ No anexo 1 – é apresentado um mapa maior com melhor visualização da área de concessão das distribuidoras

Área de Concessão das Distribuidoras - Rio Grande do Sul



3.4 Agência Goiana de Regulação, Controle e Fiscalização de Serviços Públicos do Estado de Goiás – AGR

A AGR – é uma autarquia estadual sob regime especial, que possui personalidade de direito público e está vinculada à Secretaria de Estado de Gestão e Planejamento, possui autonomia técnico-funcional, administrativa e financeira.

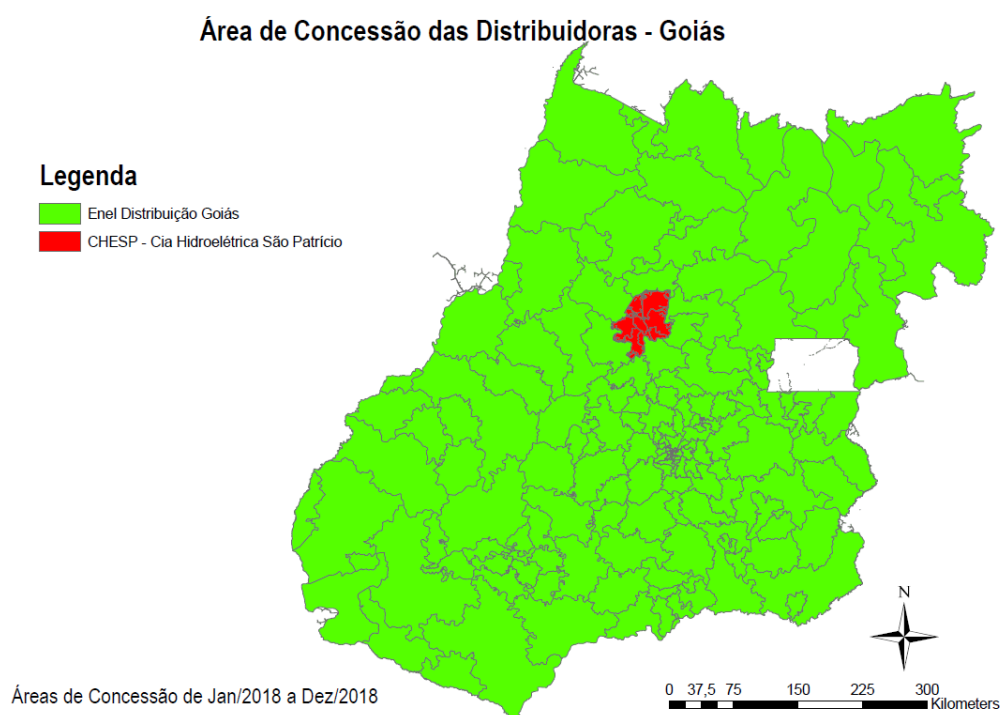
Dentro de sua competência, a agência é responsável por regular, controlar e fiscalizar os serviços públicos de transporte intermunicipal, saneamento básico, recursos hídricos e minerais, gás natural canalizado, e energia elétrica.

A Lei Estadual nº 13.550 de 11 de novembro de 1999, criou a Agência Goiana de Regulação, Controle e Fiscalização de Serviços Públicos do Estado de Goiás. A execução do contrato de metas, mantido entre a ANEEL e a AGR, é de responsabilidade da Gerência de Energia na Coordenação de Distribuição de Energia Elétrica.

Os responsáveis pelas fiscalizações no setor de distribuição elétrica no estado de Goiás, servidores da AGR, é composta por três pessoas, o Gerente de Energia, a gestora de regulação e uma assistente administrativa. Para a área de atuação é uma equipe pequena.

Atualmente no Estado de Goiás, a concessão de serviços públicos de distribuição de energia elétrica está delegada para duas empresas, Enel – Goiás e Companhia Hidroelétrica São Patrício - CHESP, e sua área de atuação pode ser vista no Mapa abaixo:

Figura 4 – Mapa de concessão de Goiás



3.5 Agência Reguladora do Estado do Ceará – ARCE

É uma autarquia especial, dotada de autonomia orçamentária, financeira, funcional e administrativa. Foi criada em 30 de dezembro de 1997, através da Lei nº 12.786.

Logo em seu artigo 1º, o da criação da Agência estadual, já fica definida que é uma autarquia sob regime especial, vinculada à Procuradoria Geral do Estado, dotada de autonomia orçamentária, financeira, funcional e

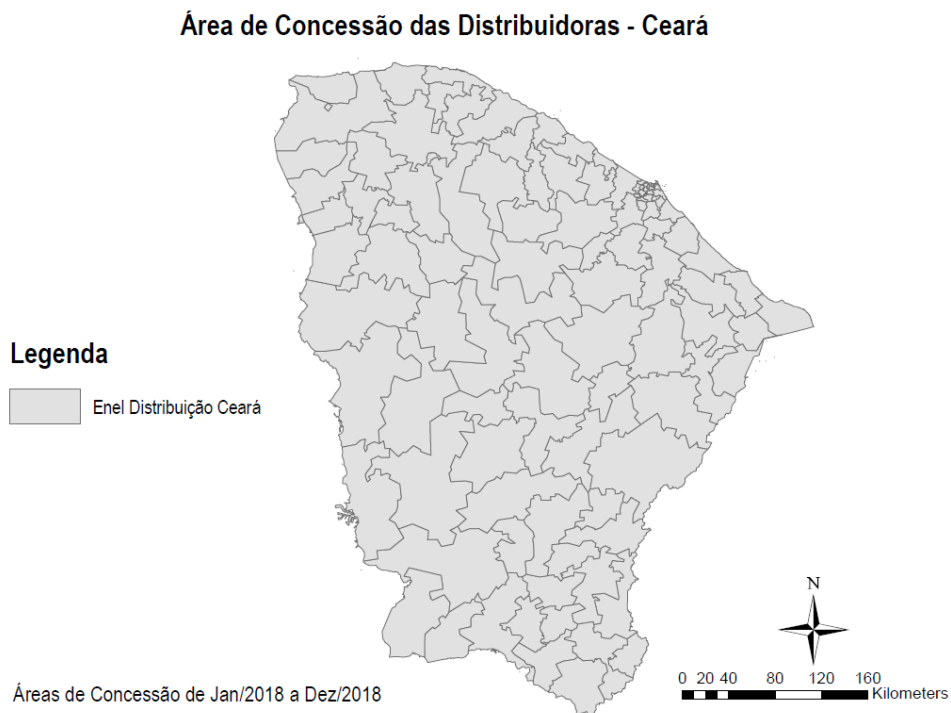
administrativa, e com prazo de duração indeterminado. Assim cumpre os requisitos para a manutenção do Convênio de Cooperação e Contrato de Metas.

Cabe salientar que a ARCE é uma Agência estadual de serviços público, portanto não trabalha somente com o setor elétrico estadual, mas com outros tipos de serviço público dentre eles, serviços de água e esgoto, serviços de distribuição de gás e serviços de transporte rodoviário de passageiros.

Com a ANEEL, a ARCE mantém um Contrato de Metas, sendo a execução desse contrato de metas de responsabilidade da Coordenadora de Energia, que possuem em sua equipe, de servidores concursados e estáveis, o Coordenador de Energia e quatro Analista de Regulação.

Atualmente no Estado do Ceará, a concessão de serviços públicos de distribuição de energia elétrica está delegada para a Enel - Ceará, e sua área de atuação pode ser vista no Mapa abaixo:

Figura 5 – Mapa de Concessão do Ceará



3.6 Agência de Regulação do Estado da Paraíba – ARPB

É uma autarquia de regime especial, criada pela Lei Estadual nº 7.843, de 2 de novembro de 2005, regulamentada pelo Decreto Lei nº 26.884 de 26 de fevereiro de 2006.

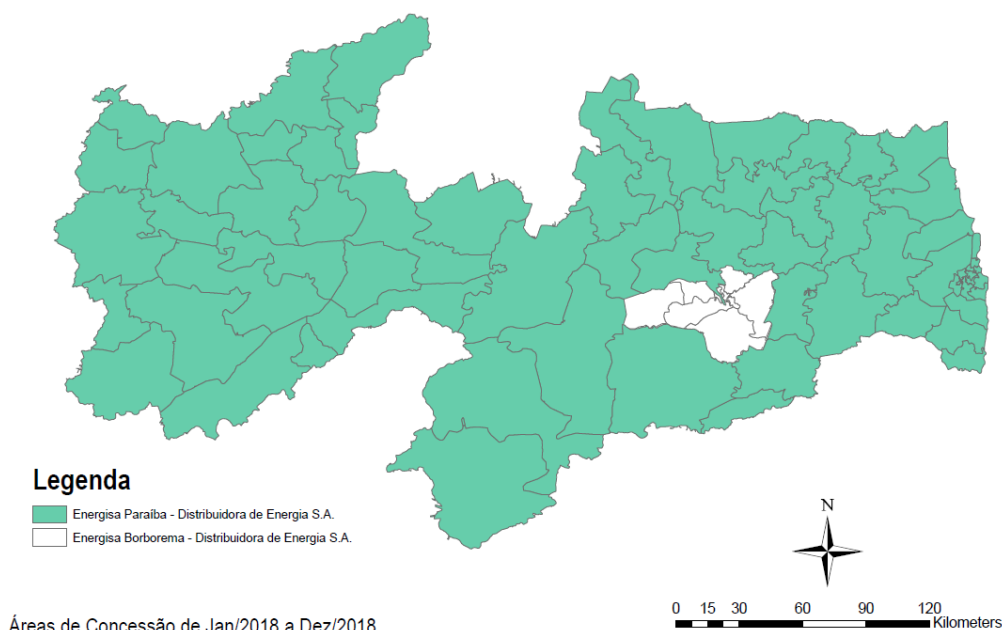
O Convênio de Cooperação entre a ANEEL e a ARPB, celebrado em 28 de junho de 2002, constitui o marco inicial das atividades da Agência Estadual e tem por objetivo a execução de atividades vinculadas às atribuições da ANEEL. Importante destacar que anteriormente à RN 417/2010, havia duas Resoluções que já indicavam e orientavam como as Agências estaduais e distritais deveriam ser constituídas, assim atenderiam aos preceitos de autonomia administrativa, orçamentária, decisória e patrimonial.

No entanto, a ARPB não possui concursados estáveis, mantém uma equipe de comissionados que desempenham a função de fiscalização dos serviços de eletricidade e veem cumprindo as metas e entrega dos produtos estipulados pelos TRs anuais. Sua equipe é composta de um Gerente Executivo e quatro fiscais.

Nos dias de hoje, no Estado da Paraíba, a concessão de serviços públicos de distribuição de energia elétrica está delegada para a Energisa Paraíba e para a Energisa Borborema, e sua área de atuação pode ser vista no Mapa abaixo:

Figura 6 – Mapa de concessão da Paraíba

Área de Concessão das Distribuidoras - Paraíba



3.7 Agência Estadual de Regulação dos Serviços Delegados de Pernambuco – ARPE

É uma autarquia especial, vinculada ao Gabinete do Governador e dotada de autonomia financeira, orçamentária, funcional e administrativa.

Criada pela Lei nº 12.126, de 12 de dezembro de 2001, tem como objetivo promover e zelar pela eficiência técnica e economicidade dos serviços públicos delegados, sendo sua atividade e área de concessão os setores de saneamento, energia elétrica, rodovias, telecomunicações, transportes, gás canalizado, inspeção e segurança veicular, coleta e tratamento de resíduos sólidos, atividades lotéricas e outras modalidades de concurso de prognósticos, e outras atividades resultantes de delegação do poder público.


A Coordenadoria de Energia Elétrica é a responsável pela execução do Contrato de Metas, com o objetivo de executar as atividades descentralizadas de fiscalização na distribuição e geração de energia elétrica no estado de Pernambuco. A equipe é composta de um Coordenador de Energia, dois técnicos em regulação e uma técnica administrativa.

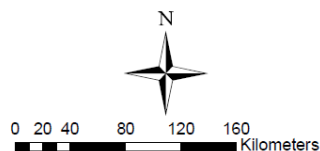
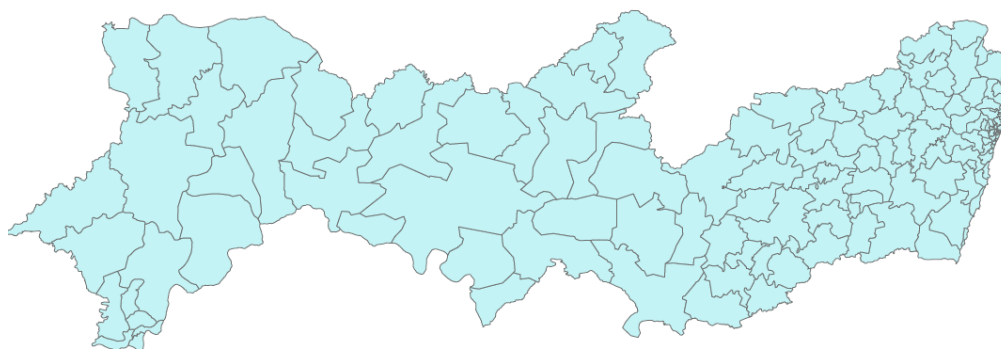
Atualmente, no Estado de Pernambuco, a concessão de serviços públicos de distribuição de energia elétrica está delegada para a Companhia Energética de Pernambuco - CELPE, controlada pela Neoenergia, e sua área de atuação pode ser vista no Mapa abaixo:

Figura 7 – Mapa de concessão de Pernambuco

Área de Concessão das Distribuidoras - Pernambuco

Legenda

 Cia Energética de Pernambuco - CELPE



Áreas de Concessão de Jan/2018 a Dez/2018

3.8 Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo – ARSESP

É uma autarquia de regime especial, vinculada à Secretaria do Governo, criada pela Lei Complementar nº 1.025/2007 e regulamentada pelo Decreto nº 52.455/2007, com o objetivo de regular, controlar e fiscalizar, no âmbito do Estado de São Paulo, os serviços de gás canalizado e, preservadas as competências e prerrogativas municipais, de saneamento

básico de titularidade Estadual. A Agência também atua, por meio de delegação da Aneel, na fiscalização das distribuidoras de energia paulistas.

A ARSESP detêm o maior contrato de metas com a ANEEL, devido a sua infra estrutura, condições estruturais, tamanho, área de atuação e corpo técnico. O contrato de metas é executado pela Superintendência de Assuntos Energéticos, vinculada à Diretoria de Regulação Técnica e Fiscalização dos serviços de Energia.

Sua equipe de fiscalização dos serviços de eletricidade é a maior dentre todas as agências estaduais conveniadas, possui um Coordenador, três assessores, e onze especialistas em regulação.

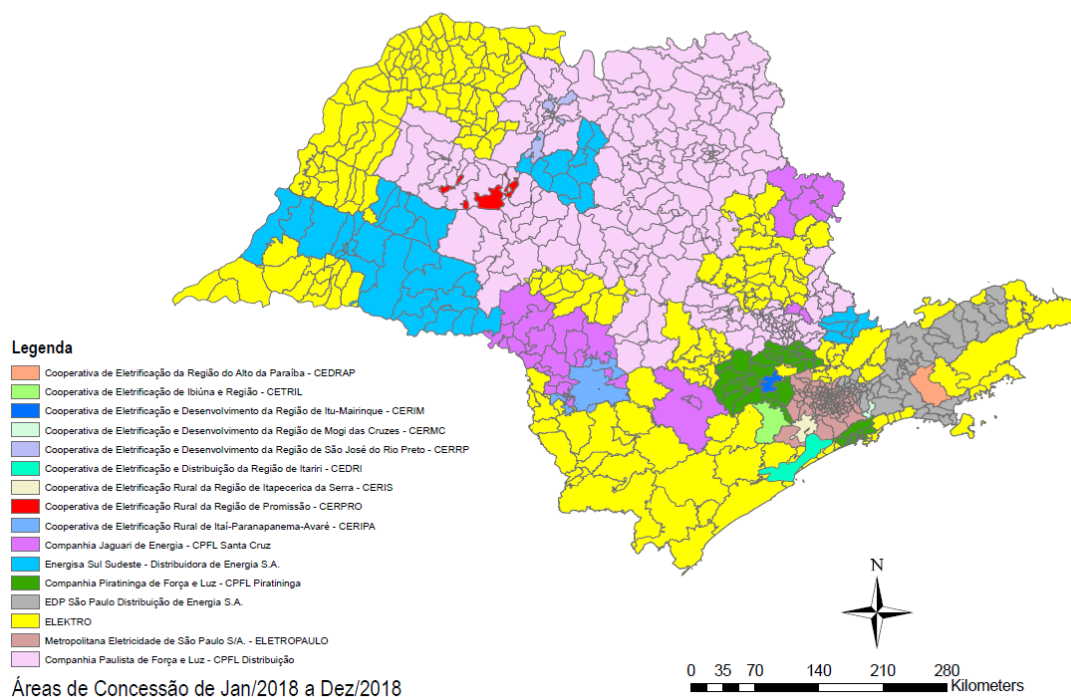
No Estado de São Paulo, a concessão de serviços públicos de distribuição de energia elétrica é prestado por mais de dez empresas¹⁰ entre Distribuidoras e Permissionárias, e sua área de atuação pode ser vista no Mapa abaixo:

Figura 8 – Mapa de concessão de São Paulo¹¹

¹⁰ ELEKTRO, EDP-SP, CPFL, ELETROPAULO, Energisa, CERIPA, CERPRO, CERIS, CEDRI, CERRP, CERMC, CERIM, CETRIL, e CEDRAP.

¹¹ No anexo 2 – é apresentado um mapa maior com melhor visualização da área de concessão das distribuidoras.

Área de Concessão das Distribuidoras - São Paulo



4. EXECUÇÃO ORÇAMENTÁRIA CONTRATO DE METAS.

Como esclarecido no capítulo 2, que trata do processo de descentralização, o contrato de metas define os produtos que deverão ser entregues pelas agências estaduais conveniadas. Os produtos são elaborados segundo critérios de desenvolvimento do trabalho, quantidade de homem-hora para o cumprimento desses produtos, estrutura da agência estadual, corpo de servidores e sua remuneração dentre outros.

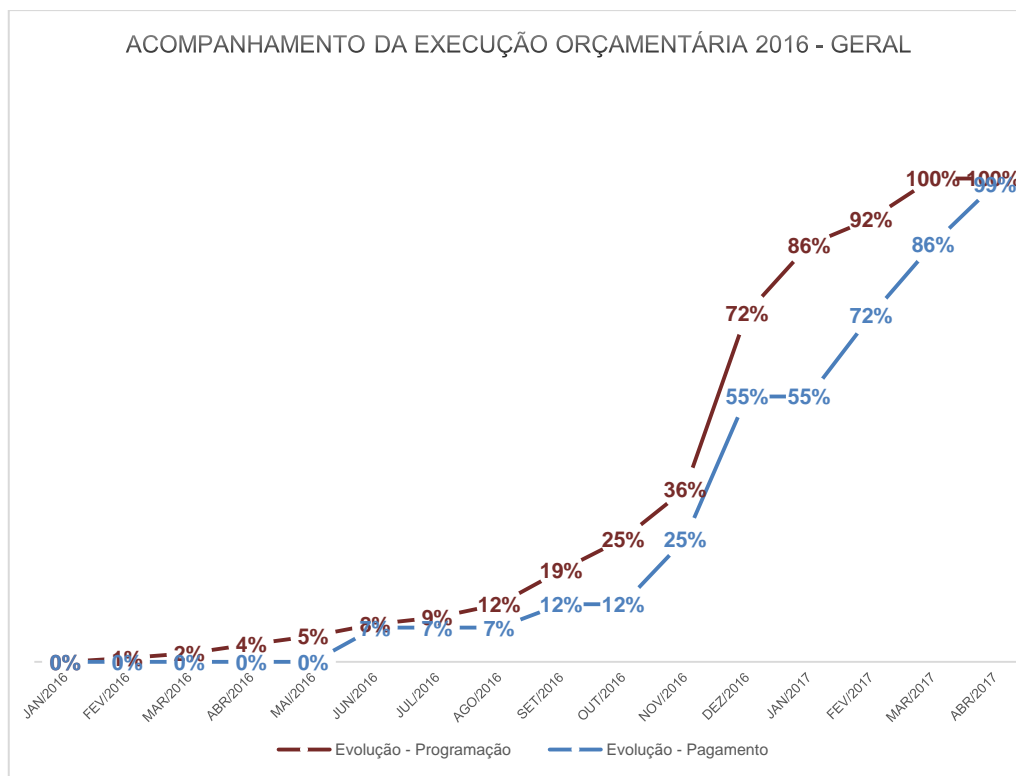
A ANEEL possui em seu orçamento anual uma parcela dedicada para a atividade de descentralização. As áreas responsáveis pela descentralização demonstram a agenda com as atividades de cada agência estadual conveniada, assim o orçamento é empenhado, em parcelas de 25% por quadrimestre, na Superintendência de Licitações e Contratos – SLC.

Com a Agenda definida no Monitoramento, o Termo de Referência elenca os produtos a serem entregues durante o ano, a medida que as agências estaduais vão entregando os produtos a SFE encaminha para a SLC a liberação de pagamento dos produtos. A SLC encaminha o pagamento para o governo estadual no qual a agência é vinculada.

Dos produtos entregues é separado uma amostra e é feito a avaliação desses produtos, sendo observados diversos critérios, dentre eles, prazo, qualidade, formatação, objetividade cumprimento aos procedimentos já elaborados pela SFE. As avaliações são repassadas para as agências estaduais e caso necessário são solicitadas melhorias nos produtos, ou é orientado onde deve ser melhorado para os próximos produtos.

4.1 Orçamento 2016

A evolução de entrega de produtos e execução orçamentária das Agências estaduais estão demonstradas no gráfico abaixo, para o ano 2016.



O orçamento total das Agências estaduais, para os diversos tipos de produtos, tais como: Fiscalização de Campo, Fiscalização na Sede, Fiscalização de Escritório, Instrução de Processo Decisório, Análise, Acompanhamento, Apuração e Atividades Acessórias, no ano de 2016 foi de R\$ 7.079.057,99 (sete milhões, setenta e nove mil, cinquenta e sete reais e noventa e nove centavos), em um total de 232 (duzentos e trinta e dois) produtos.

Para o ano de 2016 cada agência contou com um orçamento. O quadro abaixo apresenta a dotação orçamentária de cada uma delas:

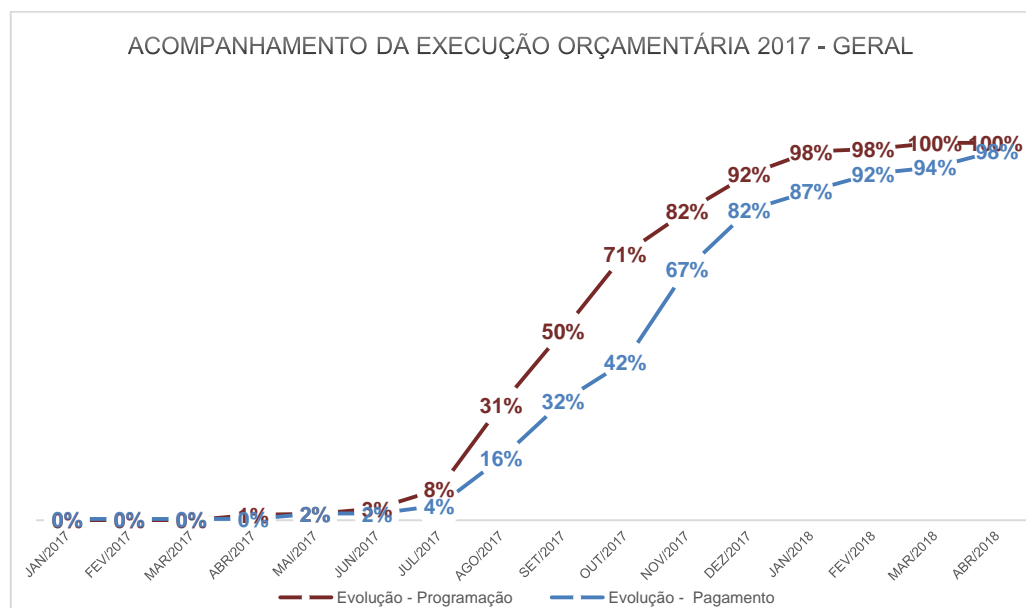
Tabela 1: Orçamento 2016 – Agências Estaduais

Agência	Produtos	Média por Produto	Valor Anual
AGEPAN	14 produtos	R\$ 28.379,19	R\$ 397.308,60
AGER	13 produtos	R\$ 36.678,07	R\$ 476.814,97
AGERGS	26 produtos	R\$ 28.227,44	R\$ 733.913,37
AGR	14 produtos	R\$ 38.109,36	R\$ 533.533,90
ARCE	15 produtos	R\$ 31.917,41	R\$ 478.761,15
ARPB	10 produtos	R\$ 16.516,01	R\$ 165.160,14
ARPE	10 produtos	R\$ 23.891,58	R\$ 238.915,80

ARSESP	130 produtos	R\$ 31.189,62	R\$ 4.054.650,08
--------	--------------	---------------	------------------

4.2 Orçamento 2017

A evolução de entrega de produtos e execução orçamentária das Agências estaduais estão demonstradas no gráfico abaixo, para o ano 2017.



O orçamento total das Agências estaduais, para os diversos tipos de produtos, tais como: Viagem a Serviço, Fiscalização de Campo, Fiscalização na Sede, Fiscalização de Escritório, Instrução de Processo Decisório, Análise, Acompanhamento, Apuração, Monitoramento da Qualidade e Atividades Acessórias, no ano de 2017 foi de R\$ 7.086.656,90 (sete milhões, oitenta e seis mil, seiscentos e cinquenta e seis reais e noventa centavos), em um total de 187 (cento e oitenta e sete) produtos.

Tabela 2: Orçamento 2017 – Agências Estaduais

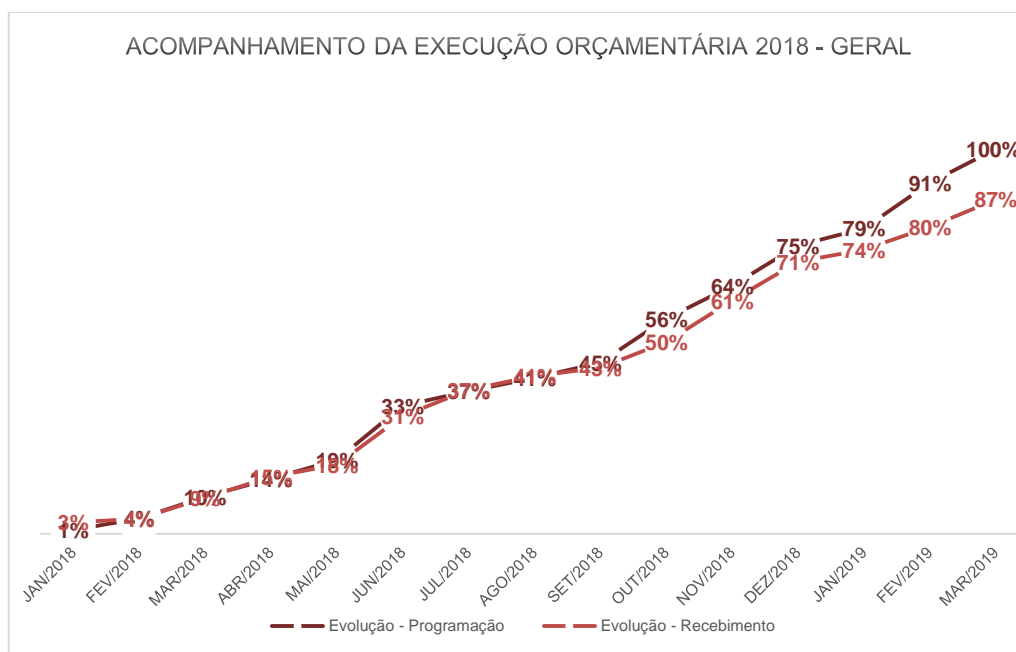
Agência	Produtos	Média por Produto	Valor Anual
AGEPAN	12 produtos	R\$ 31.511,66	R\$ 378.139,97
AGER	15 produtos	R\$ 39.113,25	R\$ 586.698,72
AGERGS	22 produtos	R\$ 37.439,21	R\$ 823.662,52
AGR	23 produtos	R\$ 31.514,94	R\$ 724.843,72
ARCE	11 produtos	R\$ 40.641,71	R\$ 447.058,83
ARPB	13 produtos	R\$ 17.236,13	R\$ 224.069,72

ARPE	11 produtos	R\$ 21.628,12	R\$ 237.909,29
ARSESP	79 produtos	R\$ 45.330,71	R\$ 3.581.126,22

4.3 Orçamento 2018

Quanto ao orçamento do ano de 2018, cabe esclarecer que ele ainda está sendo executado. A finalização e execução só poderá ser visualizada após o mês de Abril, devido a característica de encaminhar o produto para o pagamento pela Superintendência de Licitações e Contratos – SLC.

A evolução de entrega de produtos e execução orçamentária das Agências estaduais estão demonstradas no gráfico abaixo, para o ano 2018.



O orçamento total das Agências estaduais, para os diversos tipos de produtos, tais como: Viagem a Serviço, Fiscalização de Campo, Fiscalização na Sede, Fiscalização de Escritório, Instrução de Processo Decisório, Análise, Acompanhamento, Apuração, Treinamento de Indicadores de Qualidade, Treinamento de SAFIRA¹², Monitoramento da Qualidade e Atividades Acessórias, no ano de 2018 foi de R\$ 14.699.503,08 (quatorze milhões,

¹² SAFIRA – Sistema de Acompanhamento das Fiscalizações Realizadas pela ANEEL, tem por objetivo a centralização das informações a respeito das fiscalizações dos agentes do setor elétrico realizadas pela ANEEL e pelas agências reguladoras estaduais conveniadas, com finalidade de prover controle estatístico e acesso rápido às informações e a toda documentação pertinente aos processos de fiscalização.

seiscentos e noventa e nove mil, quinhentos e três reais e oito centavos), em um total de 285 (duzentos e oitenta e cinco produtos). Cabe esclarecer que houve um aumento salarial em algumas Agências Reguladoras, portanto o valor do homem-hora foi reajustado e repassado aos contratos de metas estabelecidos entre a ANEEL e as Agências Estaduais.

Tabela 3: Orçamento 2018 – Agências Estaduais

Agência	Produtos	Média por Produto	Valor Anual
AGEPAN	22 produtos	R\$ 38.095,57	R\$ 838.102,52
AGER	26 produtos	R\$ 43.893,89	R\$ 1.141.241,20
AGERGS	46 produtos	R\$ 40.093,38	R\$ 1.844.295,59
AGR	27 produtos	R\$ 49.627,79	R\$ 1.339.950,32
ARCE	20 produtos	R\$ 42.700,89	R\$ 854.017,83
ARPB	25 produtos	R\$ 22.040,45	R\$ 551.011,14
ARPE	22 produtos	R\$ 29.957,29	R\$ 659.060,38
ARSESP	106 produtos	R\$ 70.488,15	R\$ 7.471.743,65

5. PROCESSOS DE OUTORGA DE EMPREENDIMENTOS DE TRANSMISSÃO

O MME, por meio da Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético – SPE, estabelece as diretrizes e conduz o processo de planejamento da expansão da geração e da transmissão de energia elétrica.

No setor de transmissão o planejamento é determinativo, enquanto a expansão da geração possui caráter indicativo. As ações que tratam das adequações de instalação de transmissão podem ter origem no planejamento de curto e de médio prazo.

A EPE, em conjunto com as empresas do setor elétrico, por meio dos Grupos de Estudos Regionais – GET, elabora, com a visão de planejamento, num horizonte de 10 anos o Plano Decenal de Energia – PDE. O PDE possui uma seção específica que trata da Expansão da Transmissão de Energia Elétrica no Sistema Interligado Nacional – SIN. Tendo como referência este Programa, a EPE elabora o Programa de Expansão da Transmissão – PET, cujo horizonte é de 5 anos.

O ONS, por sua vez, com a visão da operação do setor elétrico, elabora, para um horizonte de 5 anos os seguintes documentos que tratam da necessidade de manutenção e de ampliações da rede de transmissão:

- I. Plano de Ampliações e Reforços – PAR – Que relaciona os empreendimentos necessários para a Rede Básica e para a Rede Básica de Fronteira;
- II. Plano de Ampliações e Reforços nas Demais Instalações de Transmissão – PAR-DIT – que relaciona os empreendimentos necessários para as Demais Instalações de Transmissão; e
- III. Plano de Ampliações e Reforços nas Instalações de Transmissão do SIN – PAR – que relaciona os empreendimentos de modernização e revitalização de natureza sistêmica necessários para a Rede Básica de Fronteira e DITs.

O MME, em consenso com o ONS e a EPE, compatibiliza a visão de curto prazo do PAR e a visão de planejamento do PET. Os empreendimentos de transmissão da Rede Básica – RB e da Rede Básica de Fronteira – RBF são consolidados em um único documento denominado Consolidação de Obras de RB e RBF.

Da mesma forma, o MME também consolida em outro documento, denominado “Consolidação de Obras das Demais Instalações de Transmissão”, os empreendimentos das DIT e dos sistemas de Distribuição com impacto sistêmico.

Deste modo, o setor elétrico tem uma referência comum no que se refere ao conjunto dos empreendimentos que devem ser executados para a

adequada prestação dos serviços de transmissão de energia elétrica de acordo com os critérios de planejamento e operação do SIN.

Os documentos de Consolidação de Obras de Rede Básica e de Rede Básica de Fronteira e de Consolidação de Obras das Demais Instalações de Transmissão são enviadas à ANEEL para que os empreendimentos sejam licitados na modalidade de leilão ou autorizados por meio de Resoluções Autorizativas.

Há ainda outros empreendimentos que devem ser implantados diretamente pelas concessionárias de transmissão sem a necessidade de licitação nem de autorização específica¹³. O PAR relaciona estas obras, em 2018 o Despacho MME nº 21/2018/SPE, aprovou o “Plano de Outorgas de Transmissão de Energia Elétrica 2018 – Rede Básica e Demais Instalações de Transmissão”¹⁴.

Existem três tipos de processos de outorga de empreendimentos de transmissão, o processo de Outorga por Licitação na Modalidade Leilão, o processo de Outorga por Resolução Autorizativa e o processo de autorização do Plano de Ampliações e Reforços nas Instalações de Transmissão do SIN – PAR.

Os processos de outorga na modalidade Leilão são de responsabilidade da Superintendência de Concessões e Autorizações de Transmissão e Distribuição – SCT e os processos de outorga na modalidade de autorização são de responsabilidade da Superintendência de Regulação dos Serviços de Transmissão – SRT.

5.1 Processo de Outorga por Licitação na Modalidade de Leilão

¹³ Conforme estabelece a Resolução Normativa nº 443, de 26 de julho de 2011, seria bom colocar um exemplo.

¹⁴ O Despacho relacionou as obras ligadas aos Processos: 48360.000320/2018-34, e podem ser consultados no site: www.mme.gov.br/web/guest/publicacoes-e-indicadores/plano-de-outorgas-de-transmissao

Após a Consolidação de Obras de Rede Básica e de Rede Básica de Fronteira o MME, de posse do Relatório R1 – Estudo de Viabilidade Técnico – Econômica e Socioambiental, solicita aos agentes do setor elétrico a elaboração dos relatórios necessários para a realização do processo de licitação da transmissão, a saber:

- I. Relatório R2 – Detalhamento da Alternativa de Referência;
- II. Relatório R3 – Caracterização e Análise Socioambiental; e,
- III. Relatório R4 – Caracterização da Rede Existente.

Os relatórios técnicos são encaminhados pelo MME à ANEEL, onde a SCT é a responsável pela condução do processo. Os empreendimentos que serão outorgados por licitação na modalidade de leilão podem ser agrupados em um único lote ou em vários lotes. A composição do lote visa garantir atratividade e ganho de escala, o que conseqüentemente, aumenta a competitividade e tende a maximizar o benefício para o consumidor.

A SCT é responsável pela instrução dos processos de outorga desses lotes e pela elaboração dos editais de leilão. Após a conclusão dos leilões e definição dos vencedores, é assinado um contrato de concessão para cada lote e outorgada, por meio de um decreto, uma nova concessão de serviço público de transmissão de energia elétrica.

A concessão de serviço público de transmissão tem duração de 30 anos e abrange a construção, operação e manutenção das instalações de transmissão outorgadas. A concessionária em contrapartida recebe o pagamento de uma Receita Anual Permitida – RAP pela prestação deste serviço.

Os contratos de concessão outorgam a execução dos empreendimentos, definem as instalações que devem ser implantadas, os cronogramas de implantação e as RAPs que serão pagas pela disponibilidade dessas instalações, além de criar novas concessões de serviços públicos de transmissão de energia elétrica.

5.2 Processo de Outorga por Resolução Autorizativa

Após a outorga de uma concessão do serviço público de transmissão de energia elétrica, em planos de expansão e adequação posteriores, poderá ser verificada a necessidade de implantação de novos empreendimentos por esta concessão.

Os empreendimentos outorgados por autorização específica são um dos tipos de empreendimentos com esta necessidade. Estes empreendimentos são encaminhados à ANEEL, mais precisamente para a SRT.

A SRT é responsável pela instrução dos processos de autorização específica desses empreendimentos com o objetivo de publicar atos de autorização. Após a instrução desses processos, eles são encaminhados para deliberação da Diretoria Colegiada da ANEEL. A Diretoria Colegiada analisa tais processos e decide pela publicação das Resoluções Autorizativas específicas para esses empreendimentos.

Havendo a publicação, as resoluções de autorização específicas autorizam a execução dos empreendimentos, definem as instalações que devem ser implantadas, os cronogramas de implantação e RAPs pela disponibilidade dessas instalações.

Neste caso, os atos de outorga não criam nova concessão de serviço público de transmissão de energia elétrica. As novas instalações implantadas são incorporadas à concessão existente.

5.3 Processo de Outorga do Plano de Ampliações e Reforços nas Instalações de Transmissão do SIN

O processo de outorga para aprovação do Plano de Ampliações e Reforços nas Instalações de Transmissão do SIN – PAR é aquele que autoriza a realização dos empreendimentos que, conforme estabelecido pela Resolução Normativa nº 443, de 26 de julho de 2011, não necessitam de autorização específica.

Neste caso, o PAR é encaminhado para a SRT. A SRT instrui um processo com o objetivo de autorizar a execução de todos

os empreendimentos apresentados pelo PAR pela publicação de um único ato de autorização.

O rito processual para a publicação da resolução de autorização do PAR é o mesmo que o rito de publicação de uma resolução de autorização específica.

As resoluções de autorização do PAR autorizam a execução dos empreendimentos apresentados pelo plano, definem as instalações que serão implantadas e os prazos máximos para a entrada em operação de cada instalação.

Neste caso, as RAPs serão definidas posteriormente à entrada em operação das instalações, pelo reajuste de receita ou pela revisão tarifária das transmissoras seguinte à disponibilização destas instalações.

Da mesma forma que as resoluções de autorização específicas, as resoluções de autorização do PAR não criam novas concessões de serviço público de transmissão de energia elétrica. Estas autorizações associam as novas instalações implantadas às concessões existentes.

A tabela a seguir apresenta as principais similaridades e diferenças nos três processos de outorga apresentados anteriormente:

Tabela 4: similaridades e diferenças nos processos de outorga

Outorga	Nova Concessão	Define as Instalações	Define Cronograma	Define RAP
Leilão	SIM	SIM	SIM	SIM
Resolução autorizativa	NÃO	SIM	SIM	SIM
Autorização do PAR	NÃO	SIM	NÃO*	NÃO**

*Neste caso, somente o prazo total de execução do empreendimento é definido

**Após a entrada em operação, no reajuste se for um reforço ou na revisão se for uma melhoria

Fonte: elaboração própria?

Após a outorga dos empreendimentos de transmissão pelos processos descritos, os empreendimentos são encaminhados, para o acompanhamento e fiscalização da SFE.

A SFE acompanha a evolução da implantação de cada empreendimento desde a sua outorga até a sua entrada em operação comercial.

6. DEFINIÇÃO DA AGENDA DE TRABALHO E INTEGRAÇÃO COM A ANEEL

O monitoramento dos empreendimentos de transmissão é uma atividade da SFE visando acompanhar as etapas da execução dos empreendimentos de transmissão.

O objetivo do monitoramento dos empreendimentos de transmissão é manter a ANEEL informada da situação real de implantação desses empreendimentos. O monitoramento tem início com a informação da existência de novos empreendimentos outorgados, da atualização periódica

do cronograma desses empreendimentos com a situação real de implantação e da inserção de informações relevantes sempre que necessário.

A SFE identifica duas modalidades de monitoramento dos empreendimentos de transmissão que se distinguem pela modalidade de outorga:

- I. Monitoramento dos Empreendimentos de Transmissão com Outorga Específica, que é o monitoramento dos empreendimentos outorgados por meio de Licitação na Modalidade de Leilão ou por meio de Autorização Específica; e
- II. Monitoramento dos Empreendimentos de Transmissão do PAR, que é o monitoramento dos empreendimentos outorgados pelas resoluções de autorização do PAR.

As diferenças entre essas duas modalidades de monitoramentos estão na definição, forma e periodicidade das informações que as concessionárias devem encaminhar à ANEEL e nas ações que a SFE adota em relação às constatações oriundas de cada um dos dois tipos de monitoramento apresentados.

6.1 Comunicação do Monitoramento dos Empreendimentos de Transmissão

Independente do monitoramento que é realizado em função da modalidade de outorga, a comunicação inicial para o empreendedor que a SFE está monitorando a execução dos empreendimentos de transmissão é sempre por meio de um Ofício. Este Ofício tem o objetivo se:

- I. Informar que a SFE está acompanhando a realização dos empreendimentos de transmissão outorgados a essa concessionária;
- II. Definir quais informações a concessionária deve enviar à ANEEL para possibilitar o monitoramento dos empreendimentos de transmissão;

- III. Determinar a forma como a concessionária deve enviar as informações atualizadas a respeito da situação de implantação de seus empreendimentos; e
- IV. Determinar a periodicidade que a concessionária deve enviar estas informações à ANEEL.

Existem duas situações distintas para a comunicação do Monitoramento dos Empreendimentos de Transmissão, quando um empreendimento é outorgado a uma concessionária de transmissão que não possui nenhum empreendimento monitorado pela SFE (a SFE envia à transmissora o Ofício de comunicação inicial) e quando um empreendimento de transmissão é outorgado a uma concessionária de transmissão que possui algum empreendimento acompanhado pela SFE: para esta situação, a SFE não necessita enviar novo ofício à concessionária. A SFE entende que concessionária já monitorada pela SFE, tem conhecimento dos procedimentos da ANEEL e que deverá informar o cronograma atualizado de execução de cada novo empreendimento que lhe for outorgado.

6.2 Monitoramento Periódico dos Empreendimentos de Transmissão

O objetivo do monitoramento periódico é garantir que as concessionárias enviem as informações solicitadas de todos os empreendimentos de transmissão, analisar os principais fatos que ocorreram com os empreendimentos de transmissão entre cada envio de informações e orientar ações da SFE em atenção aos fatos constatados.

Periodicamente, a SFE deverá ser informada respectivamente pela SCT e pela SRT das outorgas de novos empreendimentos de transmissão realizadas por meio de leilão ou de autorização. Caso novas outorgas tenham ocorrido, deve-se providenciar o cadastramento dessas outorgas no monitoramento dos empreendimentos de transmissão e realizar a comunicação inicial às concessionárias.

De acordo com a periodicidade determinada pela comunicação inicial, deve-se verificar se as concessionárias enviaram corretamente todas as informações definidas para possibilitar o monitoramento dos

empreendimentos de transmissão e se as informações de todos os empreendimentos de transmissão outorgados foram enviadas.

Caso seja verificado que alguma informação não foi corretamente enviada ou que a concessionária não enviou as informações de todos os empreendimentos de transmissão outorgados, a SFE poderá informar ou notificar a concessionária de suas obrigações com o monitoramento dos empreendimentos de transmissão.

Além da verificação de conformidade de envio de informações pela concessionária, as informações enviadas devem ser analisadas com o objetivo de constatar os principais fatos que ocorreram entre o último envio de informações e o envio mais atual.

Alguns fatos que poderão ser constatados:

- I. Diferenças entre as informações enviadas no período atual e no período anterior;
- II. A conclusão de obras e empreendimentos;
- III. A alteração da situação do cronograma do empreendimento, antecipando ou postergando a data de sua conclusão;
- IV. A indicação de fatos que podem impactar na execução do empreendimento; e
- V. A indicação de conclusão de obras e empreendimentos no próximo período de envio de informações.

De acordo com o tipo de constatação que tiver e com os esclarecimentos apresentados pela concessionária a SFE definirá uma ação a ser adotada. Por exemplo, caso seja constatada alteração da situação do cronograma de um empreendimento e a concessionária não tenha explicado o motivo que acarretou a alteração, a SFE deve entrar em contato com a concessionária, confirmar a alteração do cronograma e o motivo que a acarretou.

6.3 Monitoramento não periódico dos empreendimentos de Transmissão

Independente da periodicidade que a concessionária deva enviar as informações a respeito dos empreendimentos de transmissão, o monitoramento é constante. Sempre que ocorrer uma situação que impacte na realização de um empreendimento ou a SFE venha a ser informada de algum fato relevante a respeito do empreendimento, os mesmos devem ser analisados e inseridos nas informações do empreendimento.

Estas situações e fatos podem ser denúncias, ocorrências sistêmicas, informações da própria concessionária ou de outros agentes do setor elétrico, entre outros.

O monitoramento não periódico dos empreendimentos de transmissão também compreende a inserção no Sistema de Gestão da Transmissão – SIGET das informações do empreendimento a respeito das fiscalizações realizadas, do envio de ofícios, da elaboração de notas técnicas, da publicação de resoluções, dentre outras ações realizadas pela ANEEL e pela SFE que possam impactar no empreendimento.

Qualquer colaborador da equipe de fiscalização da transmissão que tiver conhecimento de alguma informação relevante sobre um empreendimento deve analisá-la e inseri-la dentre as demais informações do empreendimento.

6.4 Reuniões de nivelamento de informações e identificação de impactos

As reuniões de nivelamento de informações e identificação de impactos a respeito dos empreendimentos de transmissão são realizadas de forma ordinária uma vez por mês. Representantes do MME, do ONS, da EPE e da ANEEL, participam destas reuniões no MME, na Secretaria de Energia Elétrica e coordenadas pelo Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico – DMSE.

Estas reuniões têm o objetivo de nivelar as informações existentes a respeito dos empreendimentos de transmissão e identificar e analisar impactos no setor elétrico relacionados à situação atual de implantação desses empreendimentos.

As informações niveladas e os impactos identificados e analisados são utilizados para definir ações para cada uma das instituições participantes e subsidiar o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE com informações necessárias para a adoção de suas decisões.

Além de outras ações que possam ter sido definidas na última “Reunião de nivelamento de informações e identificação de impactos”, previamente à sua participação em cada reunião, a SFE deve confirmar com as concessionárias a data de entrada em operação de todos os empreendimentos de transmissão que tenham conclusão prevista para ocorrer no período entre a última reunião até um mês depois da próxima reunião e confirmar com as concessionárias eventuais alterações do cronograma de seus empreendimentos, antecipando ou postergando as suas datas de conclusão, e os motivos que acarretaram essas alterações.

6.5 Critérios para definição de fiscalização

Em função do número de obras licitadas e autorizada, a fiscalização “in loco” dos empreendimentos acompanhados pela SFE segue um critério de priorização. Este procedimento tem o intuito de indicar os empreendimentos a serem fiscalizados em seu local de implantação e consiste na definição de um conjunto de indicadores que possibilitem à SFE identificar o Grau de Priorização (GP) de cada empreendimento.

6.5.1 Grau de impacto (GIS)

O primeiro indicador sinaliza o Grau de Impacto (GIS) de cada empreendimento no SIN, considerando critérios de abrangência geográfica e de situação indesejada mitigada.

Mensalmente o ONS emite o “Relatório de novas instalações da rede básica – acompanhamento geral”, onde apresenta informações das obras que ainda não entraram em operação no SIN. Dentre estas informações, estão as classificações de abrangência e não conformidade atendida por cada obra, baseada nas informações e justificativas contidas no Plano de Ampliações e Reforços – PAR.

A abrangência identifica a área geográfica e respectiva importância econômica afetada pela obra e é classificada da seguinte forma:

- I. 1A: Aquelas que tem impacto sistêmico, ou seja, afetam a malha principal da transmissão, com repercussão em uma ou mais regiões;
- II. 1B. Aquelas que têm impacto sistêmico, com repercussão em um ou mais estados;
- III. 2A. Aquelas que têm impacto local, com repercussão em uma capital;
- IV. 2B. Aquelas que têm impacto local, com repercussão em pólos industriais/comerciais;
- V. 2C. Aquelas que tem impacto local, com repercussão na regional local;
- VI. 3A. Aquelas que tem impacto local, com repercussão em áreas atendidas por meio de circuitos singelos ou derivações simples.

A não conformidade atendida define a situação indesejada no sistema que será mitigada após a entrada em operação comercial do empreendimento e possui as seguintes classificações:

- I. Não conformidade 1 – situações de corte de carga em regime normal de operação;
- II. Não conformidade 2 – situações de corte de carga em contingência simples;
- III. Não conformidade 3 – situações em que é necessária a alteração da topologia da rede, como, por exemplo, abertura de linhas de transmissão para controle de tensão, o que reduz a confiabilidade do SIN para emergências múltiplas (perda de mais de um elemento). Não envolve interrupção de carga;
- IV. Não conformidade 4: compreende as situações que implicam na necessidade de geração térmica para controle de tensão ou alívio de sobrecarga em instalações. Não envolve interrupção de carga, mas aumento dos custos de operação do sistema; e
- V. Não conformidade 5: agrupa as situações que resultam na desotimização da operação do SIN, seja por restrições aos

intercâmbios entre Regiões ou devido a limitações ao despacho de usinas. Não envolve interrupção de carga, mas aumento dos custos de operação do sistema.

Para cada código de abrangência e de não conformidade pode ser associado um peso da seguinte forma:

Tabela 5: Quadros de definição do PA e do PN

Abrangência	Peso PA	Não Conformidade	Peso PN
1A	5	1	5
1B	4	2	4
2A	3	3	3
2B	2	4	2
2C	1	5	1
3A	1		

O GIS é obtido pela soma dos pesos (PA+PN, obtendo-se um número de 2 a 10, que reflete o grau de impacto de cada empreendimento no SIN, sendo 10 o máximo impacto sistêmico. Por exemplo: um empreendimento que tem abrangência 2 (PA=3) e não conformidade atendida 2 (PN=4) tem GIS igual a 7.

Caso o Relatório de novas instalações da rede básica – Acompanhamento Geral deixe de ser emitido pelo ONS ou as classificações de abrangência e não conformidade deixem de ser usadas, as mesmas poderão ser obtidas por meio das justificativas de cada empreendimento constantes do planejamento do setor elétrico ou a partir de estudos específicos emitidos pelo ONS. Assim, ainda será possível calcular os pesos usados para o cálculo do GIS.

6.5.2 Grau de situação do cronograma (GSC)

O Grau de Situação do Cronograma (GSC) do empreendimento é outro indicador adotado para a priorização. O GSC sinaliza o quanto um empreendimento está atrasado ou adiantado em relação aos prazos fixados pelos atos legais de outorga.

O Grau de Situação do Cronograma (GSC) é calculado pela seguinte equação:

$$GSC = \frac{\text{Prazo de execução do empreendimento}}{\text{Prazo outorgado}}$$

O prazo de execução do empreendimento é o período previsto ou efetivamente utilizado pela concessionária para conclusão do empreendimento, contado a partir da data do ato de outorga.

O prazo outorgado é o período estabelecido em ato legal da ANEEL para realização do empreendimento, compreendido entre a data de emissão do ato e a data fixada para a entrada em operação comercial do empreendimento.

Se um empreendimento é outorgado com um prazo de 10 meses para a sua entrada em operação comercial, mas a concessionária informa a previsão de conclusão em 15 meses, o GSC desse empreendimento seria 1,5 (atrasado).

6.5.3 Índice de Descumprimento de Prazos (IDP)

O Índice de Descumprimento de Prazos (IDP) sinaliza a situação da transmissora em relação ao cumprimento dos prazos fixados pelos atos de outorga para a realização dos empreendimentos de transmissão.

O IDP é calculado da seguinte forma:

$$IDP = \frac{\text{Número de empreendimentos atrasados}}{\text{Número total de empreendimentos}}$$

O número total de empreendimentos se refere ao total de empreendimentos em andamento no momento de seu cálculo, por exemplo: uma concessionária que está realizando 10 empreendimentos, sendo 5 com cronogramas atrasados, tem o IDP igual a 0,5 ou 50%.

6.5.4 Grau de Priorização (GP)

O Grau de priorização (GP) é obido pela compilação do Grau de Impacto no SIN (GIS), do Grau de Situação do Cronograma (GSC) e do Índice de Descumprimento do Prazo (IDP).

O Grau de Priorização (GP) é calculado pela multiplicação destes três indicadores da seguinte forma:

$$GP = GIS * GSC * (1 + IDP)$$

Se um empreendimento com GIS igual a 5, GSC igual a 1,2 e IDP igual a 0,5 tem GP igual a 9, e é menos prioritário que um empreendimento com GIS igual a 8, GSC igual a 1,5 e IDP igual a 0,4, cujo GP é igual a 16,8.

6.6 Considerações

É importante ressaltar que o Grau de Priorização não é o único critério a ser utilizado para definição das fiscalizações “in loco”. Outros fatores que devem ser levados em conta são: atraso do empreendimento, estagio de implantação do empreendimento na época do planejamento de fiscalização, existência de fatores complicadores, demanda externas à SFE¹⁵, entre outros.

Os empreendimentos de novos contratos de concessão (assinados após os leilões de transmissão) são tratados como prioritários, independentemente do Grau de Priorização calculado, por se tratarem, na maioria das vezes, de obras de maior abrangência, RAP mais elevada e por envolverem devolução de garantias, as quais as concessionárias são obrigadas a depositar antes da assinatura do respectivo contrato.

Para o caso de DIT é importante destacar que a fiscalização acompanhando de perto, utilizado as Agências estaduais, poderá melhorar as condições de fornecimento de energia elétrica para os consumidores finais cativos, bem como melhorar as condições sistêmicas na região.

¹⁵ Demandas externas, são demandas que originam do poder Judiciário ou do Ministério Público, podem ser federal e estadual

7. AS RESOLUÇÕES NORMATIVAS Nº 67 E Nº 68, DE 2004 E AS DEMAIS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO - DIT

Há de esclarecer que está previsto na regulamentação¹⁶ do sistema elétrico de transmissão, visando assegurar que a expansão das instalações, localizadas na fronteira entre as linhas de transmissão e as redes de distribuição, ocorra nos tempos requeridos, em consonância com os critérios do planejamento setorial.

Inicialmente, por meio da Resolução Normativa nº 67, de 8 de junho de 2004, foi estabelecido os critérios para a composição da Rede Básica do SIN.

A RN 67/2004, estabeleceu que as linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação em tensão igual ou superior a 230 kV, e transformadores de potência com tensão primária igual ou superior a 230 kV e tensão secundária e terciária inferiores a 230 kV, bem como as respectivas conexões e demais equipamentos ligados ao terciário, a partir de 1º de julho de 2004¹⁷, são integrantes da Rede Básica.

O Art. 3º-A, estabelece tratamento diferenciado para as interligações internacionais, conforme descrito a seguir:

“Não integram a Rede Básica e são classificadas como instalações de transmissão de energia elétrica destinadas a interligações internacionais aquelas definidas conforme art. 21 do Decreto nº 7.246, de 28 de julho de 2010.”

São classificadas como Demais Instalações de Transmissão - DIT, e não são integrantes da Rede Básica, as instalações de Transmissão que atendam os critérios a seguir:

- I. Linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação, em qualquer tensão,

¹⁶ Procedimentos de Rede, documentos normativos elaborados pelo ONS: www.ons.org.br – Módulo 4 – Ampliações e Reforços

¹⁷ Ou seja, todos os Transformadores Novos, instalados a partir de julho de 2004, acima de 230 kV são considerados rede básica

- quando de uso de centrais geradoras, em caráter exclusivo ou compartilhado, ou de consumidores livres, em caráter exclusivo;
- II. Instalações e equipamentos associados, em qualquer tensão, quando de uso exclusivo para importação e/ou exportação de energia elétrica e não definidos como instalações de transmissão de energia elétrica destinadas a interligações internacionais; e
 - III. Linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação, em tensão inferior a 230 kV, localizados ou não em subestações integrantes da Rede Básica.

A Resolução Normativa nº 68, de 8 de junho de 2004, estabelece os procedimentos para acesso e implementação de reforços nas DIT, não integrantes da Rede Básica, e para a expansão das instalações de transmissão de âmbito próprio, de interesse sistêmico, das Distribuidoras, e dá outras providências.

As Distribuidoras de energia elétrica são obrigadas a participar do planejamento setorial e da elaboração dos planos de expansão do sistema elétrico, implementando e fazendo cumprir, em sua área de concessão, as recomendações técnicas e administrativas sob suas responsabilidades.

Para uma prestação de serviço público, de forma regular e adequada, da distribuição de energia elétrica para os usuários e consumidores, é obrigação das Distribuidoras, a celebração dos contratos de uso e de conexão aos sistemas de transmissão e distribuição, cujos encargos, para fins de reajuste tarifário, são considerados itens da parcela de custos não gerenciáveis.

O Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS e a Empresa de Pesquisa Energética – EPE possuem como atribuição a elaboração de estudos e desenvolvimento dos planos de expansão da geração e transmissão de energia elétrica, propondo para o Poder Concedente os reforços nos sistemas de transmissão existente, cabendo à Transmissora implementá-los mediante prévia autorização.

Durante a proposta anual de ampliações e reforços na Rede Básica, o ONS deverá incluir, as ampliações e reforços das DIT¹⁸, e as novas linhas de transmissão e subestações de Distribuidoras, cuja a implantação seja necessária para minimizar os custos de expansão e operação do SIN, para promover a utilização racional dos sistemas existentes.

As novas linhas de transmissão e as subestações das Distribuidoras, estão sujeitas à fiscalização da ANEEL, e são de responsabilidades das Distribuidoras.

A Distribuidora participa da elaboração da proposta anual, cabendo-lhe implantar, ou quando executado por terceiros, cumprir as recomendações técnicas e administrativas do planejamento setorial, sempre em sua área de permissão ou concessão.

Os reforços nas DIT¹⁹ são de responsabilidade da Transmissora que são proprietárias das instalações a serem modificadas, com direito a parcela adicional de RAP. Quaisquer modificações ou reforços nas instalações necessitam de prévia autorização.

Quando houver um interessado em acessar a DIT, este deverá encaminhar a Solicitação de Acesso ao ONS ou a Transmissora detentora da instalação no ponto de acesso pretendido. Essa Solicitação de Acesso deverá ser acompanhada de todas as informações técnicas para a devida avaliação pelo ONS e Transmissora.

Para o acesso às DIT, a RN 68/2004 estabeleceu as responsabilidades sobre custos conforme a seguir.

Quando o reforço, autorizado previamente, for de responsabilidade da Transmissora, e a utilização desse reforço for pela Distribuidora, o pagamento dos encargos do serviço de transmissão, são de responsabilidade da Distribuidora. Se o acesso e reforço for de uso compartilhado, haverá divisão da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão²⁰, entre a Distribuidora e o outro

¹⁸ A RN 67/2004, estabelece as condições técnicas e comerciais para que as DIT possam participar e integrar o SIN.

¹⁹ A RN 68/2004 estabelece as condições técnicas e comerciais para o acessante implante a DIT

²⁰ TUST_{RB}: Aplicável a todos os usuários do SIN; e

acessante. Em ambos os casos, os envolvidos deverão celebrar termo aditivo ao Contrato de Conexão à Transmissão – CCT.

De posse dos dados e informações necessários à avaliação técnica, o ONS irá cumprir algumas etapas, e em seguida os acessantes também deverão participar do processo conforme descrito abaixo:

O ONS irá informar à Distribuidora, onde localiza o ponto de acesso pretendido, por meio de uma cópia da Solicitação de Acesso, correspondente ao interesse do acessante.

A Distribuidora ou a Transmissora encaminham para o acessante e para o ONS, após todos os requisitos técnicos definidos, a Informação de Acesso.

O ONS, então, deverá emitir o Parecer de Acesso para as conexões na DIT, em acordo com o PRODIST, obedecendo ao critério de mínimo custo global. Assim, encaminhará o Parecer de Acesso ao acessante, com cópia para a Transmissora e a Distribuidora envolvidas na área do ponto de acesso.

Algumas especificidades devem ser observadas. A conexão por meio de seccionamento de linha integrante das DIT deverá ser autorizada em favor da Transmissora (exceto consumidor livre, central geradora, importador e/ou exportador e Distribuidora para atender seu mercado cativo).

Consumidor livre, central geradora, importador e/ou exportador, deverão elaborar o projeto básico e o executivo, em observância ao PRODIST, normas e padrões técnicos da Transmissora ou Distribuidora para as quais serão transferidas as instalações. Os acessantes não terão direito à indenização sobre as entradas e extensões de linha, os terminais referentes aos sistemas de telecomunicação, proteção, comando e controle e sobressalentes para a manutenção.

TUST_{FR}: Aplicável à Distribuidora que utilize as instalações de Rede Básica, em caráter exclusivo ou compartilhado.

Será estabelecida parcela adicional da RAP em favor da Transmissora, destinada a cobrir custos de referência para a operação e manutenção das instalações transferidas, a ser considerada no cálculo da tarifa de uso.

Para a Distribuidora da área relativa ao acesso, o consumidor livre, central geradora, importador e/ou exportador deverá, sem direito a indenização, transferir para a Distribuidora, o módulo geral, o barramento e o módulo de manobra. Quanto a Distribuidora acessada, após as obras de implantação, ela deverá acompanhar e participar do comissionamento das instalações não sendo possível a cobrança pela execução destes serviços.

Os custos de referência para operação e manutenção das instalações transferidas à Distribuidora, serão considerados no cálculo da tarifa de uso.

Caso o acessante à Transmissora seja uma Distribuidora, para atendimento ao seu mercado cativo, deverá implementar o módulo geral, o barramento e o módulo de manobra para sua conexão, que passarão a fazer parte dos ativos da Distribuidora.

Quanto ao compartilhamento de instalações de uso restrito de centrais geradoras, a implantação os equipamentos necessários à conexão às DIT e administração dessas instalações são de responsabilidade dos referidos agentes. Os agentes deverão celebrar, individualmente, CUSD, CUST, CCT. Os sistemas de Medição e Faturamento – SMF deverão ser instalados nos pontos de acesso às DIT e em cada central geradora às instalações compartilhadas, sendo o pagamento dos encargos associados rateado de forma proporcional ao uso contratado no ponto de acesso.

A RN 68/2004, em suas disposições gerais e transitórias, define que é garantido o livre acesso de nova central geradora às instalações existentes de uso restrito de centrais geradoras, devendo ser precedido de Parecer de Acesso. A nova central geradora, deverá ressarcir as centrais geradoras proprietárias das instalações existentes.

A expansão seja ela sob forma de reforços ou ampliações e a adequação das instalações de transmissão do setor elétrico são estabelecidas com objetivo de construir e manter um sistema de transmissão

robusto que permita aos agentes de mercado ter livre acesso à rede, para que haja um ambiente para competição na geração e na comercialização de energia elétrica e que interligue o sistema eletroenergético permitindo intercâmbio entre os submercados. Assim é possível eliminar possíveis restrições ou estrangulamentos no sistema de transmissão na operação do sistema interligado em tempo real e nos estudos de planejamento da operação e setorial.

8. PROCEDIMENTO DE EXECUÇÃO – DIT

A seguir serão definidos os procedimentos operacionais relacionados ao processo de fiscalização obras de implantação ou de melhorias e reforços, assim pode-se orientar, explicar, definir e uniformizar o entendimento e procedimento que deve ser adotado para o monitoramento e a fiscalização da implantação da DIT, quanto aos equipamentos e sua outorga, a execução do cronograma, e se está sendo observado os requisitos legais, regulamentares e contratuais, em conformidade com as normas técnicas e os procedimentos de rede.

Estes procedimentos servem como roteiro básico e tem como preceito a padronização das atividades. Assim as Agências estaduais adotam o mesmo procedimento realizado pela SFE em uma ação de fiscalização em sua área de atuação.

8.1 Planejamento da Fiscalização

Após a sinalização do monitoramento com a priorização e definição dos empreendimentos a serem fiscalizados, a realização da fiscalização poderá ocorrer por meio de monitoramento ou pela inspeção “in loco” do empreendimento.

No caso das fiscalizações realizadas por monitoramento, o planejamento envolve basicamente a pesquisa e análise das informações e documentações existentes na ANEEL sobre o empreendimento. Com base nessa análise são emitidos os Termos de Notificação e os Relatórios de Fiscalização.

O Planejamento da Fiscalização “in loco” dos Empreendimentos de Transmissão contempla as seguintes ações:

- I. Composição da equipe de fiscalização, incluindo a designação de um coordenador da fiscalização.
- II. Pesquisar e analisar as informações e documentações existentes na ANEEL sobre o empreendimento a ser fiscalizado;
- III. Conhecer a finalidade e a importância do empreendimento para o SIN, do ponto de vista das restrições operativas que elimina e dos ganhos para a qualidade e confiabilidade no atendimento dos consumidores cativos;
- IV. Conhecer os detalhes da rede básica do SIN onde o empreendimento objeto da fiscalização será integrado para verificar os pontos críticos e as restrições operativas atualmente existentes na região;
- V. Realização de reunião/treinamento prévio com a equipe técnica que participará da fiscalização;
- VI. Definição das atividades a serem desenvolvidas, como por exemplo, a definição das instalações a serem fiscalizadas, reuniões com os técnicos da concessionária , entre outros;
- VII. Estabelecimento de cronograma de execução das atividades;
- VIII. Definição da infra-estrutura necessária para a fiscalização, veículos, acessos, Equipamento de Proteção Individuais - EPI's.
- IX. Solicitação de passagens, diárias e apoio necessário para a realização da fiscalização junto ao núcleo administrativo de gestão;

8.2 Envio de Ofício de fiscalização à Concessionária

Definido o planejamento da fiscalização, deverá ser enviado Ofício à concessionária a ser fiscalizada com antecedência mínima de quinze dias do início das atividades de fiscalização. Em casos excepcionais, o ofício poderá ser encaminhado à concessionária num prazo inferior a quinze dias.

O Ofício tem como objetivo dar ciência sobre a fiscalização a ser empreendida, agendar a data de início da fiscalização em campo e solicitar

dado, como nome, telefone e e-mail, do representante da concessionária que acompanhará a equipe de fiscalização.

No Ofício deve constar o objeto da fiscalização, citando os atos administrativos legais, como as Resoluções Autorizativas ou Contratos de Concessão, que outorgam o empreendimento à concessionária e dão suporte à fiscalização.

O referido Ofício deverá também solicitar documentação e informações complementares que deverão ser apresentadas quando da realização da fiscalização ou previamente a mesma, a critério da equipe de fiscalização.

Poderá constar ainda na documentação e informação complementar, o cronograma executivo, a planilha de acompanhamento dos empreendimentos de transmissão atualizada, os detalhes do projeto básico do empreendimento, os diagramas unifilares, o perfil e plantas da linha de transmissão, a motivação dos atrasos no cronograma de execução dos empreendimentos e as Licenças Ambientais já obtidas para a implantação do empreendimento.

Caso a fiscalização não consiga realizar as atividades no período programado, deverá ser encaminhado novo ofício a concessinária retificando a data de realização da fiscalização.

8.3 Check-lis para apoio na realização da fiscalização no campo

As verificações, informações, explicações e critérios dispostos nos *check-lists* indicam os pontos e aspectos de fiscalização que devem ser observados.

É importante destacar que as equipes de fiscalização da ANEEL deverão permanentemente e, em especial, durante a realização de ações no campo, adotar postura coerente com respeito aos preceitos estabelecidos no Código de Ética da Agência.

Durante a realização da fiscalização em campo deverão ser observados os pontos relacionados nos *check-lists*. A utilização dos *check-*

lists visa assegurar que o diagnóstico realizado contemple todos os aspectos relacionados com o estado geral da obra, sem prejuízo de outras ações.

Cabe destacar que a relação de pontos passíveis de fiscalização apresentada nos *check-lists* tem como objetivo orientar as equipes durante a realização dos trabalhos de campo e auxiliar na padronização das fiscalizações realizadas.

A prerrogativa de verificar todos os pontos relacionados no *check-lists*, considerar que alguns não se aplicam à fiscalização em curso ou mesmo a verificação de outros pontos não relacionados, é da equipe de fiscalização. A equipe da fiscalização, em função do estágio de implantação da obra, das características do empreendimento ou de outras informações julgadas pertinentes, tomará esta decisão.

As informações anotadas no cmpo próprio do *check-lists* servirão como referência para a confecção do relatório de fiscalização, evitando assim que informações importantes constatadas durante a fiscalização deixam de ser consideradas.

Todos os pontos importantes verificados durante a fiscalização, sempre que possível, deverão ser acompanhados da evidência concreta de sua constatação como, por exemplo: fotografias, diagramas unifilares, contratos, notas fiscais de compra de equipamentos, contratos firmados entre a tranmissora e empreiteiras, entre outras.

8.3 Constatações e não conformidades

O Relatório de Fiscalização tem por objetivo apresentar os fatos constatados pela fiscalização realizada e integra o Termo de Notificação – TN a ser encaminhado à concessionária. Ele será juntado ao processo de fiscalização e possui a seguinte estrutura:

- I. Número do Relatório de Fiscalização que indentifica o relatório;
- II. Objetivos da Fiscalização, descrevento os pontos a serem observados na fiscalização;

- III. Metodologia e Abrangência, indica como foi realizada a fiscalização e a relação das linhas e subestações que foram objeto da fiscalização;
- IV. Informações da Fiscalização, onde é informado o período da realização da fiscalização e a equipe participante, com identificação do coordenador;
- V. Informações do agente, como endereço e telefone;
- VI. Constatações, a apresentação dos fatos apurados. A primeira constatação deve detalhar o empreendimento objeto da fiscalização e a motivação e justificativa da realização do empreendimento contidas nos planos de expansão do setor elétrico;
- VII. Não Conformidades, são os campos onde são informados descumprimentos de normas e da legislação vigente identificados nas constatações;
- VIII. Determinações, é a solicitação de informação ou ação a serem realizadas pelos agentes com objetivo de fixar prazos para regularizar a não conformidade apurada e/ou possibilitar sua análise;
- IX. Recomendações, é onde são apresentadas as orientações de procedimentos e ações para o agente fiscalizado; e
- X. Conclusão é onde de forma sucinta se explica a fiscalização realizada e mostra que o objetivo da fiscalização foi atingido.

O descumprimento de marcos intermediários, o descumprimento de prazo para entrada em operação comercial, e a alteração do objeto do ato de outorga, são as constatações e não conformidades mais comuns observadas pelas fiscalizações de empreendimentos de transmissão.

8.4 Descumprimento de marcos intermediários

A constatação de descumprimento de marcos intermediários é obtida pela comparação dos prazos estabelecidos no cronograma integrante do ato de outorga com as datas de início e conclusão dos mesmos informadas pela concessionária ou observadas durante a fiscalização em campo.

Neste caso, a não conformidade é descumprir a data estabelecida no ato legal, que será enquadrada no inciso XII do art. 6º da Resolução Normativa nº 63/2004:

“XII – descumprir os prazos estabelecidos nos atos de outorga de concessões, permissões ou autorizações de implantação de instalações de produção, transmissão ou distribuição de energia elétrica;”

8.5 Descumprimento de prazo para entrada em operação comercial

A constatação de descumprimento de prazo final para entrada em operação comercial é obtida pela comparação entre o prazo estabelecido pelo ato de outorga e o prazo de conclusão do empreendimento informado pela concessionária ou observado durante a realização da fiscalização em campo. No caso de funções de transmissão pertencentes à Rede Básica e/ou Rede Básica de Fronteira, pode-se utilizar a data informada no Termo de Liberação provisória – TLP para configurar o descumprimento da data de entrada em operação.

Verificada esta não conformidade, uma determinação pode ser inserida no Relatório de Fiscalização para que a concessionária disponibilize o empreendimento para a operação até uma nova data fixada pela equipe de fiscalização, baseada nas apurações realizada.

8.6 Alteração do objeto do ato de outorga

A concessionária não tem liberdade para alterar alguns aspectos dos seus empreendimentos sem prévia anuência da ANEEL. Os atos de outorga especificam os itens que devem obedecer a esse procedimento. Quando for identificado que a concessionária não está implantando o empreendimento como lhe foi outorgado e que não existe nenhum processo submetendo tal alteração à anuência da ANEEL, deve ser feita uma constatação identificando as diferenças observadas em relação ao objeto especificado no ato de outorga.

A não conformidade, neste caso, será o descumprimento do ato legal, que será enquadrada no inciso V do art. 5º da Resolução Normativa nº 63/2004:

“V – Deixar de submeter à prévia aprovação da ANEEL, nos casos exigidos pela regulamentação e/ou pelo contrato, projetos de obras e instalações de energia elétrica e suas eventuais modificações, assim como proceder à sua execução em desconformidade com o projeto aprovado e com os prazos estabelecidos;”

Além da não conformidade apresentada acima, essa constatação pode acarretar na rejeição pela ANEEL da entrada em operação comercial do empreendimento.

8.7 Outras não conformidades

Além das não conformidades citadas, outras violações à legislação ou normas vigentes, se constatadas, devem ser registradas nos relatórios de fiscalização, tais como:

- I. Cadastros de instalações desatualizadas – Art. 3º, inciso VI da RN 63/2004;
- II. Não envio de informações solicitadas – Art. 4º, inciso XVIII e Art. 6º, inciso XIX da RN 63/2004
- III. Não efetuar modificações de caráter urgente nos prazos estabelecidos – Art. 5º, inciso VI da RN 63/2004;
- IV. Criar dificuldades à fiscalização para acesso às instalações, documentos e informações – Art. 6º, inciso X da RN 63/2004;
- V. Descumprir os prazos estabelecidos nos atos de outorga – Art. 6º, inciso XII da RN 63/2004;
- VI. Deixar de observar os Procedimentos de Rede – Art. 6º, inciso XVI da RN 63/2004; e
- VII. Fornecimento de informações falsas – Art. 6º, inciso XVII da RN 63/2004.

8.8 Aplicação de penalidades

A fiscalização Realizada pela ANEEL, por meio da SFE ou das Agências Estaduais, busca sempre o caráter educativo e o alcance de práticas, por parte dos fiscalizados, que estejam em consonância com a legislação vigente, em equilíbrio com os outros agentes e tem o objetivo de evitar ou minimizar custos ao sistema elétrico e seus usuários.

Após a realização da fiscalização, a SFE encaminha para a concessionária um Termo de Notificação – TN, juntamente com o Relatório de Fiscalização – RF, contendo as constatações e eventualmente as não conformidades, as determinações e as recomendações.

Ao tomar conhecimento do conteúdo do RF a concessionária tem o direito de encaminhar a ANEEL/AE, sua manifestação com as alegações que considerar necessárias para o esclarecimento das constatações apontadas pela fiscalização.

Por meio da análise da manifestação da concessionária acerca das constatações e eventualmente as não conformidades, as determinações e as recomendações, a SFE decidirá pelo arquivamento do Termo de Notificação ou pela instauração de um processo administrativo punitivo.

Caso seja instaurado processo administrativo punitivo, as não conformidades constantes do relatório de fiscalização poderão resultar na aplicação de advertência ou mesmo de multas, de acordo com o inciso II do artigo 2º da RN 63/2004.

O art. 14 e o art. 15 da RN 63/2004, estabelecem critérios para a fixação de multas:

“Art. 14 Sem prejuízo do disposto em regulamento específico ou contrato de concessão, os valores das multas serão determinados mediante aplicação, sobre o valor do faturamento, nos casos de concessionários, permissionários e autorizados de instalações e serviços de energia elétrica, ou sobre o valor estimado da energia produzida, nos casos de auto-produção e produção independente, correspondente aos últimos doze meses anteriores à lavratura do Auto de Infração, dos seguintes percentuais:

Grupo I: até 0,01% (um centésimo por cento);

Grupo II: até 0,1% (um décimo por cento);

Grupo III: até 1% (um por cento); e

Grupo IV: até 2% (dois por cento).

Art. 15 Na fixação do valor das multas serão consideradas a abrangência e a gravidade da infração, os danos dela resultantes para o serviço e para os usuários, a vantagem auferida pelo infrator e a existência de sanção anterior nos últimos quatro anos.”

Levando em consideração as condicionantes definidas no artigo 15 e os limites estabelecidos no artigo 14 para a aplicação de multas, estabeleceu-se a seguinte fórmula para cálculo da penalidade de multa em face de infrações decorrentes do descumprimento dos prazos fixados nos atos de outorga para a entrada em operação de empreendimentos.

$$M = \left[\left(\frac{Ta}{To} \cdot \frac{G}{5} \cdot \frac{Kf}{100} \right) \cdot \frac{A}{5} \cdot \left(1 + X1 \cdot \frac{FAT - RAP}{FAT + X2 \cdot RAP} \right) \cdot RAP + Va + Ds \right] \cdot (1 + 0,01 \cdot S) \cdot R$$

A fórmula acima pode ser representada como a composição de 5 parcelas. Cada uma delas será detalhada a seguir:

$$M = \left[\left(Parcela A \right) \cdot \left(Parcela B \right) + Parcela C \right] \cdot Parcela D \cdot Parcela E$$

8.8.1 Parcela A

Parcela que reflete os aspectos da gravidade pelo atraso do empreendimento:

$$Parcela A = \left(\frac{Ta}{To} \cdot \frac{G}{5} \cdot \frac{Kf}{100} \right)$$

Nesta parcela o termo “Ta” é referente ao tempo (em dias) de atraso verificado ou sinalizado para conclusão do empreendimento. Esse tempo é

contatdo a partir da data estabelecida pelo ato legal até a data prevista ou da efetiva conclusão do empreendimento.

O termo “*To*” é o prazo outorgado para a realização do empreendimento. É o período de tempo (em dias) que a ANEEL outorgou para a realização do empreendimento, compreendido entre a data do ato de outorga e a data fixada para a entrada em operação comercial do empreendimento.

A letra “*G*” corresponde ao peso atribuído à gravidade da não conformidade, que identifica a situação indesejada no sistema a ser mitigada pela obra após sua entrada em operação, de acordo com a tabela a seguir:

Tabela 6: Definição valor de “*G*” para cálculo de multa

Não Conformidade	Peso “ <i>G</i> ”
1	5
2	4
3	3
4	2
5	1

O fator “*Kf*” representa o fator de sensibilidade da Superintendência. É um fator de ajuste do percentual da multa a ser aplicada. Esse fator será definido como sendo igual a 1 para todas as empresas. Futuramente o fator “*Kf*” poderá ser revisto de acordo com os resultados apresentados, podendo se tornar em valor maior ou menor que 1. O objetivo é fazer com que os valores de multas aplicados reflitam permanentemente o sinal que a Superintendência deseja emitir para os agentes fiscalizados.

O divisor 100 é uma constante que serve para garantir uma proporcionalidade da multa igual ao máximo de 1% do faturamento, conforme estabelecido pela RN 63/2004 para multas do Grupo III.

8.8.2 Parcela B – Abrangência pelo Atraso

Parcela que reflete os aspectos da abrangência pelo atraso do empreendimento.

$$Parcela B = \frac{A}{5} \cdot \left(1 + X1 \cdot \frac{FAT - RAP}{FAT + X2 \cdot RAP} \right) \cdot RAP$$

A letra “A” corresponde ao peso atribuído à abrangência, que define a área geográfica e sua respectiva importância política e econômica cujo sistema elétrico foi impactado pelo atraso da obra, de acordo com a tabela a seguir:

Tabela 4: Definição de Peso para cálculo de Multa

Abrangência	Peso “A”
1A	5
1B	4
2A	3
2B	2
2C	1
3A	1

A RAP – Receita Anual Permitida é a receita anual que a transmissora terá direito pela prestação de serviço público de transmissão, aos usuários, a partir da entrada em operação comercial das instalações de transmissão e pela sua disponibilização para utilização do ONS.

O “FAT” é o faturamento da empresa – de acordo com a RN 63/2004 os valores das multas são determinados mediante aplicação, sobre o valor do faturamento, nos casos de concessionários. Entende-se por valor do faturamento as receitas oriundas da venda de energia elétrica e prestação de serviços, deduzidos o ICMS e o ISS correspondente aos últimos doze meses anteriores à lavratura do Auto de Infração.

O fator X1 representa o valor máximo percentual da multa em relação à RAP do empreendimento. O Fator X2 representa a concavidade da curva “tamanho da empresa versus percentual da multa sobre o faturamento”. Esses dois fatores são definidos como sendo iguais a 150 cada um para todas as empresas. Esses fatores serão reavaliados periodicamente, buscando fazer com que os valores das multas aplicadas pelo atraso para entrada em operação de empreendimentos, calculadas por esta equação, reflitam todas as variáveis que devem ser consideradas no processo.

8.8.3 Parcela C

$$\text{Parcela C} = (Va + Ds)$$

Parcela referente às condicionantes que devem ser levada em conta na hora da aplicação da penalidade de multa de acordo com o art. 15 da RN 63/2004, que são os danos resultantes para o serviço e usuários “Ds” e a vantagem auferida pelo infrator “Va” devido à não conformidade apurada, no caso, atraso da obra.

Os valores de “Va” (Vantagem Auferida) e “Ds” (Dano serviços/usuários) são apresentados em reais (R\$). Quando for possível dimensionar a vantagem auferida pelo infrator ou algum tipo de dano para o serviço e usuários, em função do atraso da entrada em operação do empreendimento, esses valores entrarão na composição da multa como parcelas adicionais.

8.8.4 Parcela D

$$\text{Parcela D} = (1 + 0,01 \cdot S)$$

Parcela referente às condicionantes do art. 15 da RN 63/2004 sobre a existência de sanção anterior nos últimos quatro anos. A letra “S” representa a quantidade de vezes que a concessionária de transmissão teve sanções, após a decisão irrecorrível na esfera administrativa, nos últimos 4 anos anteriores à data da aplicação da penalidade em comento pela SFE.

Assim, de acordo com a parcela E, cada sanção obtida nos últimos 4 anos corresponderá a uma acréscimo de 1% no valor da multa aplicada.

8.8.5 Parcela E

$$\text{Parcela E} = (R)$$

O art. 16 da RN 63/2004 estabelece que ocorrendo reincidência, proceder-se-á da seguinte forma:

“Aplicar multa correspondente ao Grupo I, para os casos anteriormente puníveis com advertência;

Aplicar acréscimo de cinquenta por cento sobre o valor da multa, limitado o montante ao percentual de dois por cento, de que trata o art. 14 desta Resolução.

§ 1º Entende-se por reincidência, para os fins de agravamento de penalidade de que trata este artigo, a repetição de falta de igual natureza no período de doze meses após decisão irrecurável na esfera administrativa.

§ 2º No que se refere especificamente a indicadores de qualidade do serviço, configura falta de igual natureza a ocorrência de violação a padrões de qualidade dentro de um mesmo conjunto de unidades consumidoras.”

Assim, a letra “R” representa o fator reincidência e será igual a 1,5 para os casos em que ficar caracterizado a reincidência, de acordo com o art. 16 da RN 63/2004, e para os demais casos será 1.

8.9 Demais etapas do Processo de fiscalização

A seguir são apresentados os principais documentos que são utilizados no decorrer do processo de fiscalização. Adicionalmente é explanado o objetivo de cada um, sua aplicação e os itens que fazem parte de suas estruturas.

8.9.1 Termo de Notificação e Relatório de Fiscalização

O Termo de Notificação encaminha o Relatório de Fiscalização que tem por objetivo apresentar às concessionárias os fatos constatados durante a fiscalização, referentes à verificação das informações observadas durante a execução das atividades e a conformidade dessas informações com o Ato de Outorga relacionado com o empreendimento em execução. O Termo de Notificação é emitido em duas vias, sendo a primeira via encaminhada à concessionária acompanhado pelo Relatório de Fiscalização. A segunda via é anexada ao respectivo Processo de Fiscalização, aberto sempre que houver uma fiscalização. O direito de manifestação da concessionária notificada se faz mesmo que não haja alguma não conformidade no Relatório.

8.9.2 Auto de Infração

Após a análise da manifestação da concessionária, e não tendo sido acatadas as alegações da mesma para as não conformidades constatadas e apontadas, deverá ser lavrado Auto de Infração.

O Auto de Infração aplicará penalidade referente à conduta irregular da concessionária perante a legislação vigente. A Resolução Normativa nº 63, de 12 de maio de 2004, prevê as infrações que deverão ser aplicadas aos agentes do setor de acordo com as violações constatadas.

Na Exposição de Motivos do Auto de Infração, documento que acompanha o Auto de Infração, deverão ser detalhadas as motivações para a aplicação da penalidade. Esse documento possui a seguinte estrutura:

- I. Agente;
- II. Órgão Fiscalizador;
- III. Termo de Notificação nº;
- IV. Processo Administrativo punitivo nº;
- V. Dos Fatos;
- VI. Justificativa para aplicação de penalidade;
- VII. Da Decisão do Superintendente²¹;
- VIII. Das Infrações e do Enquadramento Legal; e
- IX. Da Dosimetria e da Penalidade.

8.9.3 Juízo de Reconsideração

Caberá à concessionária autuada, fazendo jus ao direito de exercer a ampla defesa e o contraditório, interpor recurso frente à decisão proferida pelo Superintendente de fiscalização. Vale ressaltar que o mesmo deverá ser apresentado de forma tempestiva, sob risco de ocorrer perda de objeto, e assim serem mantidas as decisões exaradas por meio da exposição de motivos do Auto de Infração.

²¹ Quando o AI for emitido pela Agência Estadual Conveniada, o Responsável poderá ser o Técnico, Gerente ou Diretor, ou seja, o responsável direto pela lavratura do AI.

O Recurso da concessionária, quando interposto tempestivamente, deverá ser analisado pela autoridade que proferiu as decisões, sob a ótica do juízo de reconsideração.

No juízo de reconsideração, a autoridade poderá rever suas decisões, podendo confirmá-las ou modificá-las, total ou parcialmente. Para isso, será emitido pela autoridade o documento Exposição de Motivos da Decisão, com a seguinte estrutura:

- I. Agente;
- II. Órgão Fiscalizador;
- III. Termo de Notificação nº;
- IV. Auto de Infração nº;
- V. Processo Administrativo Punitivo nº;
- VI. Dos Fatos;
- VII. Da Análise;
- VIII. Do Fundamento Legal; e
- IX. Da Conclusão.

As decisões contidas neste documento, as quais são as últimas dentro da instância que emitiu o Auto de Infração, deverão, por meio de Despacho, ser publicados no Diário Oficial objetivando dar publicidade às mesmas.

8.9.4 Análise dos Autos Processuais pela Diretoria Colegiada da ANEEL

Após a publicação de Despacho com a decisão do Superintendente, o processo é encaminhado para sorteio do Diretor Relator que poderá confirmar, modificar, anular ou revogar, total ou parcialmente a decisão exarada na Exposição de Motivos da Decisão.

Após a análise do Diretor Relator o processo é incluído na pauta da reunião para apreciação da Diretoria Colegiada, cuja decisão será publicada, por despacho, no Diário Oficial da União, sendo que no caso de penalidade, a concessionária deverá obedecer aos critérios estabelecidos na RN nº 63/2004 quanto ao recolhimento do valor da multa.

8.10 Recebimento de Obras

O Recebimento de Obras é o método adotado pela SFE para homologar as datas de entrada em operação comercial das obras do sistema de transmissão de energia elétrica. A data de entrada em operação comercial das obras do sistema de transmissão de energia elétrica. A data de entrada em operação comercial é a data a partir da qual a instalação de transmissão é considerada disponível, o ONS começa a utilizá-la na operação do SIN e a concessionária passa a fazer jus ao recebimento da receita referente a esta disponibilização.

8.10.1 Diretrizes do Recebimento de Obras

De acordo com o acompanhamento realizado pela SFE a entrada em operação comercial de uma obra do sistema de transmissão, recebe a referência de até quatro datas distintas que necessitam ser analisadas para a homologação de sua data de entrada em operação comercial:

- I. Data do Ato Legal: é a data fixada pelo ato legal de outorga para a entrada em operação comercial de uma obra de transmissão;
- II. Data de Conclusão: é a data informada pelas concessionárias de transmissão da conclusão das obras a ela outorgadas;
- III. Data de Integração: é a data em que, conforme a informação do ONS, ocorreu a integração das obras ao SIN; e
- IV. Data de Acesso: é a data resultante da análise entre a data solicitada pelo(s) acessante(s) para se conectar(em) e a(s) data(s) de efetiva conexão do(s) acessante(s).

Os princípios norteadores do recebimento de obras são a confirmação da prestação de um serviço de transmissão necessário e o respeito aos direitos e deveres das concessionárias.

Por serviço de transmissão necessário entende-se a disponibilização de instalações de transmissão cuja situação atual de necessidade seja mais severa ou igual àquela vislumbrada pelo planejamento do setor elétrico.

Por respeito aos direitos e deveres das concessionárias entende-se que os direitos e deveres presentes nos contratos de concessão, atos de outorga, legislação e regulamentação do setor elétrico serão cumpridos. Por exemplo, a remuneração pela disponibilização de uma instalação a partir da data fixada pelo ato legal ocorrerá mesmo que o cenário vislumbrado pelo planejamento não tenha se configurado e não haja mais necessidade desta instalação.

O objetivo é que a sociedade remunere a disponibilização dos serviços que lhe são necessários e ao mesmo tempo as concessionárias tenham a segurança de atuarem em um ambiente de negócio estável.

Em atenção a estes princípios norteadores, a SFE adota as seguintes premissas para homologar a data de entrada em operação comercial de um empreendimento de transmissão:

- I. As instalações devem estar disponíveis para o setor elétrico;
- II. As características das instalações disponibilizadas devem estar em conformidade com aquelas outorgadas;
- III. A data de entrada em operação comercial deve ser a data mais posterior entre as datas do Ato Legal, de Conclusão, de Integração e de Acesso;
- IV. Sugerir a separação da Receita Anual Permitida por empreendimento objeto de um mesmo ato legal de outorga se lhe for solicitado pela concessionária e se cada parte individualmente trazer benefícios aos usuários do setor elétrico equivalente ou superiores àqueles que motivaram a sua realização; e
- V. Sugerir a antecipação da data de entrada em operação comercial de uma obra em relação à Data de Ato Legal se for solicitado pela concessionária e trazer benefícios aos usuários do setor elétrico equivalente ou superiores àqueles que motivaram a sua realização.

8.10.2 Procedimento de Recebimento de Obras

Os atos legais de outorgas fixam as Datas do Ato Legal de todos os empreendimentos de transmissão. Estas datas constituem o marco final para

a entrada em operação comercial dos empreendimentos de transmissão e garantem o direito de recebimento de receita em contrapartida à conclusão do empreendimento e disponibilização destas instalações para a operação do SIN.

As concessionárias de transmissão de energia elétrica, por meio do Monitoramento dos Empreendimentos de Transmissão, informam à ANEEL as Datas de Conclusão de todas as obras a elas outorgadas.

As Datas de Integração e as Datas de Acesso não são definidas para todos os empreendimentos de transmissão. Existem três qualificações de obras que são recebidas pela SFE e que se diferenciam quanto à definição das Datas de Integração e das Datas de Acesso:

- I. Obras da Rede Básica – RB: obras que o ONS acompanha a data de entrada em operação, têm emissão de Termos de Liberação, mas não têm Data de Acesso;
- II. Obras da Rede Básica de Fronteira – RBF: obras que o ONS acompanha a data de entrada em operação, têm emissão de Termos de Liberação e podem ter Data de Acesso; e
- III. Obras das Demais Instalações de Transmissão – DIT: obras que podem ter Data de Acesso, o ONS não acompanha a data de entrada em operação e não têm emissão de Termos de Liberação.

O ONS, por meio dos Termos de Liberação para as Obras da Rede Básica – RB e da Rede Básica de Fronteira – RBF, informa à ANEEL as Datas de Integração de todas as obras outorgadas às concessionárias de transmissão.

A SFE verifica a Data de Acesso das obras da Rede Básica de Fronteira e das Demais Instalações de Transmissão – DIT. A Data de Acesso é obtida da comparação entre a Data de Solicitação de acesso present nos pareceres de acesso do ONS e a Data acordada entre a concessionária de transmissão e os acessantes presentes nos Contratos de Conexão ao Sistema de Transmissão – CCTs (ou Contrato de Prestação do Serviço de

Transmissão – CPTS). Observa-se ainda a Data de efetiva conexão dos acessantes às instalações disponibilizadas pela transmissora.

As constatações obtidas das fiscalizações em campo e outras informações obtidas no decorrer do Monitoramento dos Empreendimentos de Transmissão e presentes nos documentos do planejamento do setor elétrico são estudadas e analisadas pela SFE.

A SFE, de posse dessas informações e orientada pelos princípios e premissas do recebimento de obras, homologa a data de entrada em operação comercial dos empreendimentos de transmissão.

Por exemplo, para um obra da Rede Básica que entrou em operação atrasada em relação à Data do Ato Legal, a SFE compara a data informada pela concessionária de transmissão e pelo ONS, e caso sejam iguais, a homologa como a data de entrada em operação comercial desta obra. Caso sejam diferentes, a SFE analisa esta diferença e homologa a data de entrada em operação comercial.

8.10.4 Resumo e Fluxograma

A tabela a seguir apresenta as datas de entrada em operação que devem ser observadas pela SFE para cada um dos três tipos de obras:

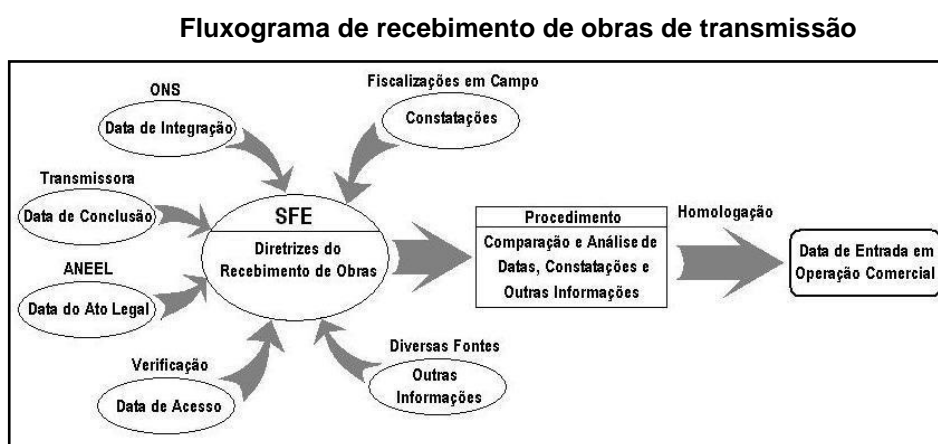
Tabela 7: Comparativo de datas para os diversos tipos de obras

Tipo de Obra	Data do Ato Legal	Data de Conclusão	Data de Integração	Data de Acesso
Rede Básica – RB	SIM	SIM	SIM	NÃO
Rede Básica de Fronteira – RBF	SIM	SIM	SIM	SIM*
Demais Instalações de Transmissão – DIT	SIM	SIM	NÃO	SIM

*Nem todas as obras têm data de acesso como, por exemplo, aquelas correspondentes a instalação de reforços e melhorias em instalações que já são acessadas.

A data de entrada em operação comercial dos empreendimentos de transmissão é homologada considerando os princípios e premissas das Diretrizes do Recebimento de Obras. Ela é realizada por meio da comparação entre as datas de entrada em operação que são aplicáveis a cada tipo de obra em conjunto com a análise das constatações e informações obtidas a respeito de cada obra, conforme descrito pelo procedimento de Recebimento de obras.

O fluxograma a seguir resume o procedimento de recebimento de obras da transmissão:



CONCLUSÃO

O Setor Elétrico Brasileiro possui enorme dimensão, complexidade e quantidade de agentes envolvidos. A ANEEL por meio da Descentralização de atividades de fiscalização consegue aumentar a capilaridade de sua atuação, tendo as Agências estaduais conveniadas como parceiras nessa atividade de controle.

O fato de possuímos um Sistema Interligado Nacional, que permite o transporte de energia, para os mais diversos pontos do Brasil, e sendo de dimensões continentais, faz com que haja a necessidade de ampliações, melhorias e reforços, para possibilitar o acesso tanto de geradores como de consumidores cativos e dos consumidores livres.

Essas melhorias e reforços envolve uma grande quantidade de equipamentos e estruturas conhecidas como Demais Instalações de Transmissão – DIT.

Com a apresentação do funcionamento do processo de Descentralização, as Agências estaduais que atualmente mantêm o contrato de metas com a ANEEL, foi possível a elaboração de um procedimento inicial, dentre os vários possíveis, para que se inicie a fiscalização de obras de implantação de DIT. Esse procedimento inicial permite orientar a atuação das Agências estaduais conveniadas, de forma que atuem de acordo com os preceitos e normativos elaborados pela ANEEL.

Busca-se assim o aumento da confiabilidade do sistema elétrico nacional, o aumento de produtividade de riquezas, com a redução de falhas e faltas no fornecimento de energia elétrica, e atendimento da demanda por energia elétrica da sociedade no país.

BIBLIOGRAFIA

PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA – CASA CIVIL – LEI Nº 8.987, DE 13 DE FEVEREIRO DE 1995; Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no art. 175 da Constituição Federal, e dá outras providências:
http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/LEIS/L8987cons.htm

PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA – CASA CIVIL - LEI Nº 9.427, DE 26 DE DEZEMBRO DE 1996; Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica –

ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências:

http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Leis/L9427compilada.htm

PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA – CASA CIVIL - **DECRETO Nº 2.335, DE 6 DE OUTUBRO DE 1997**; Constitui a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, autarquia sob regime especial, aprova sua Estrutura Regimental e o Quadro Demonstrativo dos Cargos em Comissão e Funções de Confiança e dá outras providências:

http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/d2335.HTM

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - **RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 414, DE 9 DE SETEMBRO DE 2010**; Estabelece as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica de forma atualizada e consolidada:

<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/bren2010414.pdf>

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - **RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 417, DE 23 DE NOVEMBRO DE 2010**; Estabelece os procedimentos para a delegação de competências da ANEEL aos Estados e ao Distrito Federal, para a execução de atividades descentralizadas em regime de gestão associada de serviços públicos:

<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2010417.pdf>

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - **RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 443, DE 26 DE JULHO DE 2011**; Estabelece a distinção entre melhorias e reforços em instalações de transmissão sob responsabilidade de concessionária de transmissão:

<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/atren2011443.pdf>

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - **RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 68, DE 8 DE JUNHO DE 2004**; Estabelece os procedimentos para acesso e implantação de reforços nas Demais Instalações de Transmissão, não integrantes da Rede Básica, e para a expansão das instalações de transmissão de âmbito próprio, de interesse sistêmico, das concessionárias ou permissionárias de distribuição, e dá outras providências:

<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/bren2004068.pdf>

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - PROCEDIMENTOS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL – PRODIST;

<http://www.aneel.gov.br/prodist>

GOVERNO DO ESTADO DO CEARÁ – LEI Nº 12.786, DE 30 DE DEZEMBRO DE 1997, Institui a Agência Reguladora de Serviços Públicos Delegados do Estado do Ceará – ARCE e dá outras providências;

<http://www.arce.ce.gov.br/index.php/legislacao/leis?download=6252%3Alei-estadual-12786-de-301297&start=40>

GOVERNO DO ESTADO DO MATO GROSSO DO SUL – LEI Nº 2.363, DE 19 DE DEZEMBRO DE 2001, Institui a Agência de Regulação de Serviços Públicos do Mato Grosso do Sul – AGEPAN e dá outras providências;

<http://www.agepan.ms.gov.br/lei-no-2-363-de-19-de-dezembro-de-2001/>

GOVERNO DO ESTADO DO MATO GROSSO – LEI Nº 7.101, DE 14 DE JANEIRO DE 1999, Institui a Agência Estadual de Regulação dos Serviços Públicos Delegados do Estado do Mato Grosso – AGER e dá outras providências;

<http://app1.sefaz.mt.gov.br/Sistema/Legislacao/legislacaointq.nsf/9469828df5578175842567160014c894/cc49681d17e29bf304256ac60065a765?OpenDocument>

GOVERNO DO ESTADO DO RIO GRANDE DO SUL – LEI Nº 10.931, DE 9 DE JANEIRO DE 1997, Institui a Agência Reguladora de Serviços Públicos Delegados do Estado do Rio Grande do Sul – AGERGS e dá outras providências;

<http://www.al.rs.gov.br/FileRepository/repLegisComp/Lei%20n%C2%BA%2010.931.pdf>

GOVERNO DO ESTADO DE GOIÁS – LEI Nº 13.550, DE 11 DE NOVEMBRO DE 1999, Institui a Agência Goiana de Regulação, Controle e Fiscalização de Serviços Públicos – AGR e dá outras providências;

http://www.gabinetecivil.goias.gov.br/leis_ordinarias/1999/lei_13550.htm

GOVERNO DO ESTADO DA PARAÍBA – **LEI Nº 7.843, DE 2 DE NOVEMBRO DE 2005**, Institui a Agência de Regulação do Estado da Paraíba – ARPB e dá outras providências;

https://arpb.pb.gov.br/legislacao/leis/lei_7843_021105_reestrutura.pdf/view

GOVERNO DO ESTADO DE PERNAMBUCO – **LEI Nº 12.126, DE 12 DE DEZEMBRO DE 2001**, Institui a Agência de Regulação dos Serviços Públicos Delegados do Estado de Pernambuco – ARPE e dá outras providências;

<http://legis.alepe.pe.gov.br/texto.aspx?id=5496&tipo=TEXTTOORIGINAL>

GOVERNO DO ESTADO DE SÃO PAULO – **LEI Nº 1.025, DE 7 DE DEZEMBRO DE 2007**, Institui a Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo – ARSESP e dá outras providências;

<http://www.al.sp.gov.br/repositorio/legislacao/lei.complementar/2007/lei.complementar-1025-07.12.2007.html>

APÊNDICE

Equipes das Agências Estaduais Conveniadas e que possuem contrato de metas, apresentadas no Capítulo 3.

Tabela Apêndice 1 - Quadro de técnicos da AGEPAN

AGEPAN – Agência Estadual de Regulação de Serviços Públicos de Mato Grosso do Sul		
Nome	Cargo	Contato
Youssif Assis Domingos	Diretor-Presidente	presidencia@agepan.ms.gov.br
Valter Almeida da Silva	Diretor de Regulação	vsilva@agepan.ms.gov.br
Paulo Patrício da Silva	Coordenador de Energia	psilva@agepan.ms.gov.br
Adriana de Vito Ros Ortiz	Coordenadora Convênio	adriana.vito@hotmail.com
Francisco Elviro de Rezende	Fiscal	frezende@agepan.ms.gov.br
Luiz Braz de Oliveira	Assessor Administrativo	loliveira@agepan.ms.gov.br
Paulo César Ajeje	Assessor Técnico	pcajeje@agepan.ms.gov.br
Paulo César Dias Franchim	Fiscal Técnico	pfranchim@agepan.ms.gov.br

Tabela Apêndice 2 - Quadro de técnicos da AGER

AGER – Agência Estadual de Regulação dos Serviços Públicos Delegados		
Nome	Cargo	Contato
Fabio Calmon	Presidente	presidencia@ager.mt.gov.br
Thiago Alves Bernardes	Coordenador de Energia	thiagobernades@ager.mt.gov.br
Orlando Adolfo da Silva	Fiscal	orlandosilva@ager.mt.gov.br
Raphael Jouan R. Da Silva	Fiscal	raphaelsilva@ager.mt.gov.br
Eduardo G. Rodrigues	Fiscal	equimaraes@ager.mt.gov.br
Rogério Pinto do Nascimento	Fiscal	rogerio@ager.mt.gov.br

Tabela Apêndice 3 Quadro de técnicos da AGERGS

AGERGS – Agência Estadual de Regulação dos Serviços Públicos Delegados do Rio Grande do Sul		
Nome	Cargo	Contato
Isidoro Zorzi	Conselheiro Presidente	presidencia@agergs.rs.gov.br
Lisiane Dworzecki Soares	Direção-Geral	lisiane-soares@agergs.rs.gov.br
Alexandre Jung	Gerente de Energia	alexandre@agergs.rs.gov.br
André Luis Bianchi	Técnico Superior	bianchi@agergs.rs.gov.br
Álvaro André S. de Souza	Técnico Superior	alvaro@agergs.rs.gov.br
Claudio André A. de Araújo	Técnico Superior	claudio-araujo@agergs.rs.gov.br
Clodoaldo de B. Lambiase	Técnico Superior	clodoaldo-ambiase@agergs.rs.gov.br
Roger Samuel Zulpo	Técnico Superior	roger-zulpo@agergs.rs.gov.br
Eleonora Martins	Técnico Superior	eleonora@agergs.rs.gov.br

Tabela Apêndice 4 Quadro de técnicos da AGR

AGR – Agência Goiana de Regulação, Controle e Fiscalização de Serviços Públicos do Estado de Goiás		
Nome	Cargo	Contato
Eurípedes B. da Fonseca	Presidente	presidencia@agr.go.gov.br
Jorge Pereira da Silva	Gestor de Regulação	jorgepsgo@yahoo.com.br
Debora Telles S. Campos	Gestora de Regulação	debora.camposagr@gmail.com
Maria Clara R. R. Rocha	Assistente Administrativa	clarinharocha@yahoo.com.br

Tabela Apêndice 5 - Quadro de técnicos da ARCE

ARCE – Agência Reguladora de Serviços Públicos Delegados do Estado do Ceará		
Nome	Cargo	Contato
Fernando A. R. Franco	Presidente	fernando.franco@arce.ce.gov.br
João Gabriel L. Rocha	Conselheiro	joao.rocha@arce.gov.br
Jardson Saraiva Cruz	Conselheiro	jardson.cruz@arce.ce.gov.br
Artur Silva Filho	Conselheiro	artur.silva@arce.ce.gov.br
Hélio Winston Leitão	Conselheiro	helio.winston@arce.ce.gov.br
Alceu de C. Galvão Junior	Diretor Executivo	alceu.galvao@arce.ce.gov.br
Cassio Tersandro	Coordenador de Energia	cassio.andrade@arce.ce.gov.br
Hugo Manoel O. da Silva	Analista de Regulação	hugomanoel.silva@arce.ce.gov.br
Eugênio Braúna Bittencourt	Analista de Regulação	eugenio.bittencourt@arce.gov.br
José Dickson A. de Oliveira	Analista de Regulação	dickson.araujo@arce.ce.gov.br
Deleon Ponte Parente	Analista de Regulação	deleon.parente@arce.ce.gov.br

Tabela Apêndice 6 Quadro de técnicos da ARPb

ARPb – Agência de Regulação do Estado da Paraíba		
Nome	Cargo	Contato
Severino Ramalho Leite	Diretor-Presidente	ramalholeite@yahoo.com.br
Frederico A. G. P. Pitanga	Diretor Executivo	fredericopitanga@arpb.pb.gov.br
Carlos Marques de Andrade	Gerente Executivo	carlos@arpb.pb.gov.br
Airton Araújo Veras	Fiscal	jpaveras@gmail.com
Carlos Eduardo P. Da Cunha	Fiscal	carlos@arpb.pb.gov.br
Gilberto Farias de Souza	Fiscal	gilberto@arpb.pb.gov.br
Telma Maria Silva Martins	Fiscal	telma@arpb.pb.gov.br
Verônica Souto Mota	Fiscal	veronica@arpb.pb.gov.br

Tabela Apêndice 7 Quadro de técnicos da ARPE

ARPE – Agência Estadual de Regulação dos Serviços Delegados de Pernambuco		
Nome	Cargo	Contato
Ettore Labanca	Presidente	Ettore.labanca@arpe.pe.gov.br
Hamilton Marcelo Morais Lins	Coordenador de Energia	hamiltonlins@arpe.pe.gov.br
Alexandre H. A.R. de Almeida	Técnico Regulador	alexandreahara@arpe.pe.gov.br
Maria Aparecida de F. Lóla	Técnica Reguladora	alola@arpe.pe.gov.br

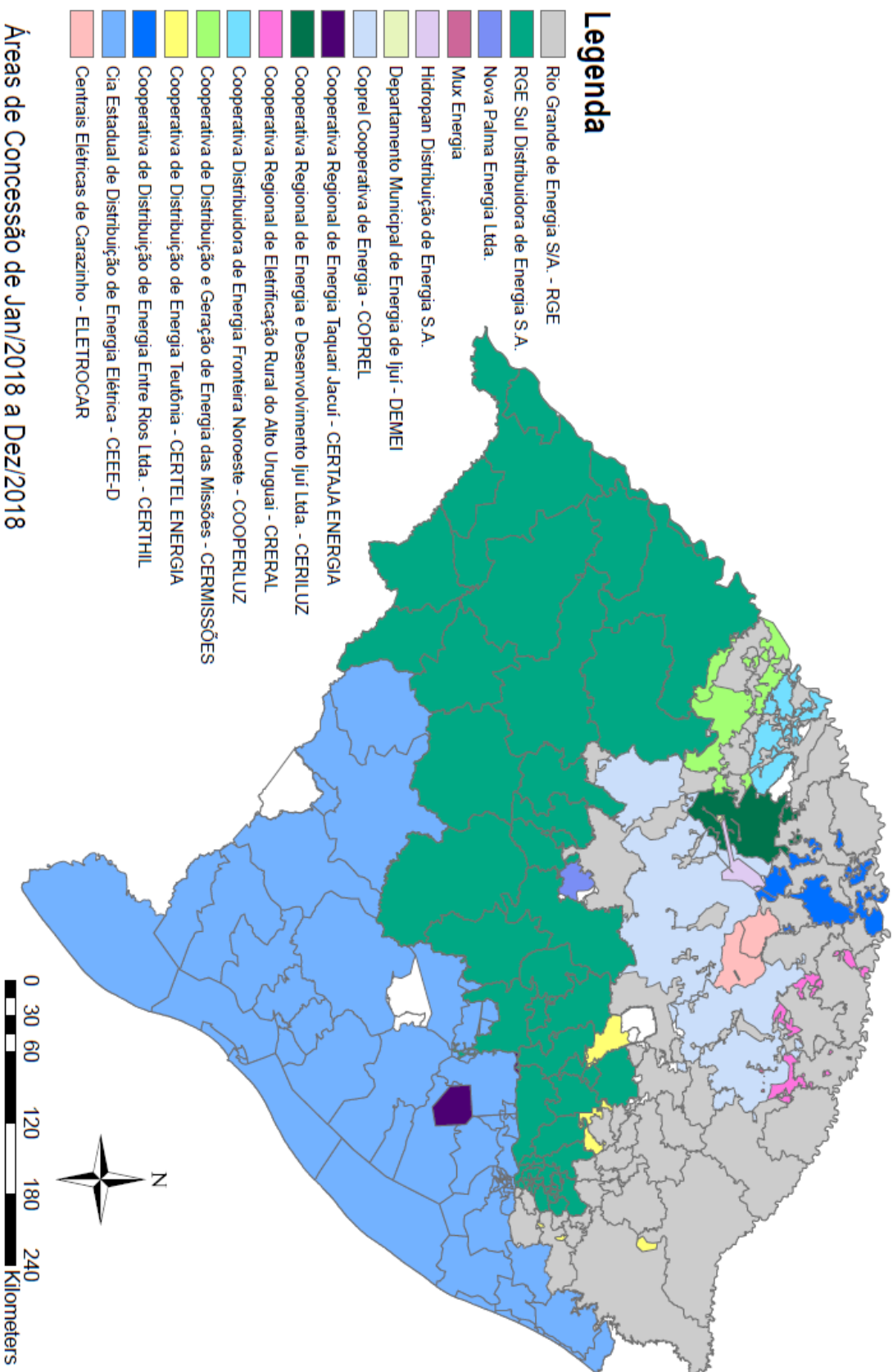
Maiara Priscila do C. Lima	Técnica Administrativa	maiara.priscila@arpe.pe.gov.br
----------------------------	------------------------	--

Tabela Apêndice 8 Quadro de técnicos da ARSESP

ARSESP – Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo		
Nome	Cargo	Contato
Hélio Luiz Castro	Diretor-Presidente	heliocastro@sp.gov.br
Marcos Roberto Lopomo	Diretor de Energia	marcoslopomo@sp.gov.br
Ricardo Henrique dos Santos	Coordenador	rhsantos@sp.gov.br
Roberto Plácido	Assessor	rplacido@sp.gov.br
Toshie Maruichi	Assessora	tmaruichi@sp.gov.br
Luiz Carlos Aoki	Assessor	laoki@sp.gov.br
Antenor Barbosa da Rocha	Especialista em Regulação	antenorbr@sp.gov.br
Benedito Daquino Noronha	Especialista em Regulação	bnoronha@sp.gov.br
Edmundo Oliveira Sanchez	Especialista em Regulação	eosanches@sp.gov.br
Evandro M. Moreira	Especialista em Regulação	evmoreira@sp.gov.br
Glauco Paiva Rebelo	Especialista em Regulação	grebelo@sp.gov.br
Helio Sakae Kamia	Especialista em Regulação	hkamia@sp.gov.br
José Antonio Schivone Contrí	Especialista em Regulação	jcontri@sp.gov.br
Luiz Roberto da Silva	Especialista em Regulação	luizsilva@sp.gov.br
Maurício Toniolo Danza	Especialista em Regulação	mdanza@sp.gov.br
Paulo Fernando C. Albuquerque	Especialista em Regulação	palburquerque@sp.gov.br
Thiago Pedroso	Especialista em Regulação	tpedroso@sp.gov.br

ANEXO 1 – Área de Concessão das Distribuidoras – Rio Grande do Sul

Área de Concessão das Distribuidoras - Rio Grande do Sul



ANEXO 2 – Área de Concessão das Distribuidoras – São Paulo

Área de Concessão das Distribuidoras - São Paulo

90

