



Grupo de Estudo de Operação de Sistemas Elétricos-GOP

As mudanças na regulação do Setor Elétrico brasileiro e a busca pela qualidade da prestação dos serviços de transmissão na Chesf

ANGELA CRISTINA DE SOUZA LEITAO GUIMARAES*(1); CLÁUDIO PEGADO DE ARAÚJO(1); PEDRO HENRIQUE BURLE DE SOUZA(1); CHESF(1);

RESUMO

A Resolução Normativa ANEEL n° 270/2007 estabeleceu as primeiras disposições relativas à qualidade da prestação do serviço de transmissão no Brasil. Desde então, a regulação vem sofrendo aprimoramentos que afetaram o planejamento da Operação e Manutenção das empresas, requerendo uma maior capacitação das suas equipes e novas estratégias para a sua gestão de ativos.

Este trabalho tem o objetivo de fazer uma análise sobre as principais mudanças regulatórias que afetaram o planejamento de intervenções ao Sistema, até a implantação da ReN n° 782/2018 e ainda apresentar as melhorias implementadas pela Diretoria de Operação da Chesf e os seus resultados.

PALAVRAS-CHAVE

Regulação - Qualidade – Parcela Variável - Gestão de Ativos – Planejamento de Intervenções

1.0 - INTRODUÇÃO

Desde 2001 a legislação aplicável ao setor elétrico brasileiro e os contratos de concessão das concessionárias de transmissão estabeleceram a necessidade da prestação do serviço público adequado através da aferição do desempenho técnico dos agentes, mas apenas em 2007 foram definidos os primeiros requisitos de qualidade dos serviços de transmissão. As Resoluções Normativas da ANEEL estabeleceram os padrões e requisitos, avaliados por meio da disponibilidade e da capacidade operativa das instalações da Rede Básica-RB, enquanto que os Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema – ONS estabeleceram os procedimentos e rotinas para gestão dos indicadores de conformidade.

Até a criação dos requisitos de qualidade da transmissão, foi necessário a ANEEL estabelecer diversos conceitos e premissas regulatórias, como base para permitir a medição do desempenho dos Agentes de Transmissão, visando eficiência e a modicidade tarifária. Em 2005, por exemplo, a Resolução Normativa ANEEL n° 191 [1] introduziu, entre outras determinações, os conceitos de capacidade operativa das instalações, Função de Transmissão – FT e de Pagamento Base -PB. Mesmo após a publicação da Resolução Normativa da ANEEL n° 270 [2], a necessidade de regulação das adequações às instalações existentes, de estabelecer planos mínimos de manutenção para as FT, decisões estratégicas do Poder Concedente e até mesmo a complexidade de operacionalizar a contabilização dos eventos geraram a necessidade de estabelecer aprimoramentos ao longo dos anos

Atualmente, passados mais de 10 anos da regulação sobre a qualidade dos serviços de transmissão, encontram-se em vigência as Resoluções Normativas n°s 729/2016 [3] e 782/2017 [4], ampliando os conceitos para os padrões

de qualidade e disponibilidade de ativos e, conseqüentemente, a necessidade de novas estratégias para as intervenções à Rede Básica.

Este trabalho vem apresentar as principais mudanças e aprimoramentos das Resoluções Normativas da ANEEL e dos Procedimentos de Rede do ONS que impactaram direta ou indiretamente o planejamento das empresas do Setor ao longo dos últimos anos e as estratégias utilizadas pela Chesf para garantir o seu desempenho operacional, com menor impacto para a sua receita.

2.0 - A REGULAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO E O PLANEJAMENTO DE INTERVENÇÕES EM INSTALAÇÕES DA REDE BÁSICA

2.1 Apuração da qualidade da prestação dos serviços de transmissão

A publicação ReN ANEEL nº 191/2005 iniciou a formulação dos princípios da apuração da qualidade dos serviços de transmissão. A partir desta publicação, para fins de apuração da prestação de serviços de transmissão, a Função Transmissão (FT) é o conjunto de instalações funcionalmente dependentes, compreendendo o equipamento principal e os complementares e o Pagamento Base (PB), a parcela equivalente ao duodécimo da Receita Anual Permitida (RAP), associada à plena disponibilização da Função Transmissão associada.

Em 2007 foi publicada a Resolução Normativa da ANEEL nº 270 estabelecendo os primeiros requisitos da qualidade, incluindo a criação de um indicador, aonde desempenhos insatisfatórios venham acarretar em descontos na receita, determinando assim, a criação da Parcela Variável - PV. Para efeito da administração da cobrança e da liquidação dos encargos referentes a prestação dos serviços de transmissão da Rede Básica, todo desligamento, restrição operativa temporária e atraso na entrada em operação inicial, ocorridos em parte ou na totalidade de uma FT, de responsabilidade da concessionária de transmissão, implica a não prestação do serviço público correspondente, não cabendo, portanto, a concessionária, o recebimento total da receita associada. A partir de então, a indisponibilidade de um ativo numa instalação, passaria a requerer o planejamento integrado da manutenção, operação e planejamento das empresas.

Associadas às normas de qualidade, surgiram novas determinações, que agregaram novos conceitos, impondo a necessidade de novos aprimoramentos. Em 2011, por exemplo, com a aprovação das ReN nº 443 [5], posteriormente incrementada pela 643 [6] em 2014, foram determinados novos requisitos para autorização e implantação de melhorias e reforços. Em 2015, quando da entrada em vigência da ReN nº 669 [7] foram determinados os planos mínimo de manutenções preventivas para cada FT – Transmissão, incluindo periodicidade e um abono de tempo para sua realização, sem desconto da PVI. Após quase 10 anos entraram em vigência as Resoluções Normativas 729/2016 e 782/2017, ampliando os conceitos para os padrões de qualidade e disponibilidade de ativos.

Somado às mudanças regulatórias, a Medida Provisória nº 579/12 [8] da renovação das concessões levou as empresas a readequar seu plano de intervenções em consequência do desequilíbrio econômico-financeiro imposto pelo processo. A partir desta publicação, as RAP associadas às Funções de Transmissão renovadas reduziram em torno de 56%. Mesmo com o ajuste autorizado em 2017, a distribuição da idenização de forma parcelada e determinística sobre parte dos Pagamentos Base, criou as chamadas super-FT, tornando imprescindível a visão holística do gestor de ativos sobre o planejamento das intervenções.

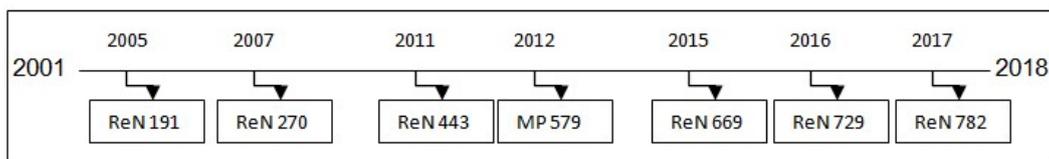


FIGURA 1 – Resoluções Normativas ANEEL desde o marco regulatório do Setor Elétrico que impactaram o planejamento da transmissão para garantir a disponibilidade dos seus ativos

2.2 Principais aprimoramentos da regulação

Embora a ANEEL tenha utilizado base histórica dos desligamentos dos equipamentos para determinar os requisitos das regras de medição da qualidade dos serviços de transmissão, para as empresas, a regulação implementada sobre a duração das indisponibilidades de Funções Transmissão não considerava os tempos inerentes a concepção do projeto e as características dos equipamentos existentes, e que estes tempos não eram gerenciados por ações da operação e manutenção, até então. A Figura 2 mostra as mudanças sofridas na regulação sobre a base de referência para duração das indisponibilidades, os incentivos para melhoria do planejamento e os descontos sobre os atrasos.

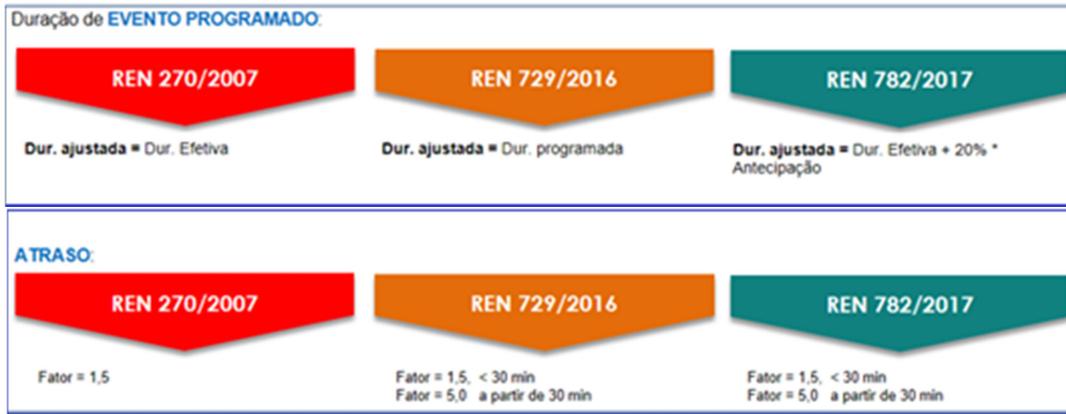


FIGURA 2 – Aprimoramentos sobre a duração da indisponibilidade de FT desde a ReN n°270/2007

Ao longo do tempo, também se observou uma evolução sobre o conceito de indisponibilidade parcial de uma FT. Em princípio, apenas FT-Linha com complementação de vãos tinham o benefício do desconto de 50% da PVI, que apenas em 2016 se expandiu para as demais FT que se mantivessem em operação, mesmo que transferidas. No último aprimoramento em 2017, não só se manteve o critério amplo para as FT, como também se expandiu para o conceito modular da indisponibilidade, ou seja, o desconto deverá ser incidido sobre a parcela da FT que efetivamente ficou desligada (ver Figura 3).

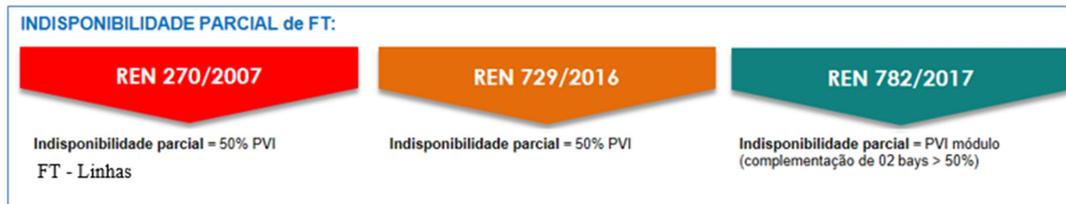


FIGURA 3 – Aprimoramentos sobre a indisponibilidade parcial de FT, desde a ReN n°270/2007

Conforme observado na Figura 4, a interpretação sobre a isenção da PVI para indisponibilidade por Caso Fortuito, também sofreu mudanças ao longo do tempo. Até a implantação da ReN 729/2016, desde que houvesse evidências técnicas e comprovação de condição fortuita, não havia pagamento de Parcela Variável para situações de sabotagem, terrorismo, calamidade pública, de emergência ou por motivo de segurança de terceiros. Atualmente, não há cobertura para tiro em cadeia de isoladores ou para outros casos de vandalismo, nos quais não estejam implícitas coberturas inerentes ao risco do negócio.

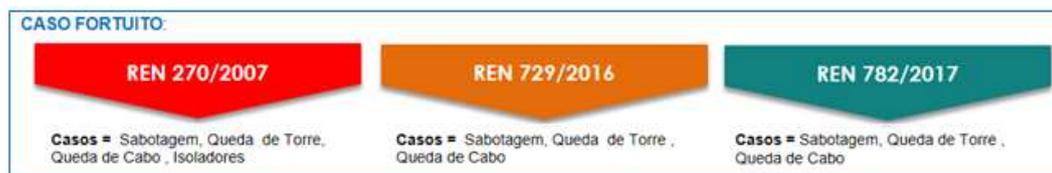


FIGURA 4 – Regras da Parcela Variável para apuração de Caso Fortuito, desde a ReN n°270/2007

Em 2007, se o desligamento do equipamento da FT - Módulo Geral não implicasse na indisponibilidade de outra FT conectada à mesma subestação, não haveria cobrança da PVI. Atualmente, haverá cobrança de desconto na PB da função, dependendo do número de FT associadas ou disjuntores de transferências afetados, assim como a incidência de fatores de severidade diferentes, dependendo do tipo de evento.



FIGURA 5 – Regras da Parcela Variável para apuração de indisponibilidades em FT-MG, desde a ReN n°270/2007

Desde a ReN 729/2016, o uso de reserva para as FT – Transformação, em lugar da aplicação da PVI, será descontada a parcela da RAP daquela fase da FT - Transformação indisponível.



FIGURA 6 – Regras da Parcela Variável para o uso de fase reserva, desde a ReN nº270/2007

Desde a ReN 729/2016, para as FT – Transformação constituídas de transformadores trifásicos, incluindo aquelas utilizadas como reserva energizada em operação, em lugar da aplicação da PVI, será descontada a parcela da RAP daquelas FT - Transformação indisponíveis, enquanto mantido o critério de confiabilidade estabelecido para a transformação da subestação. A ReN 782/2017 criou a FT –TR trifásicos e, similarmente ao caso das FT-MG, inseriu a incidência de um fator de severidade (kp ou ko), conforme observado na Figura 7.



FIGURA 7 – Mudanças no cálculo da PVI para FT – Transformação trifásica, desde a ReN nº270/2007

Atualmente, o cancelamento pela concessionária de transmissão da programação de desligamento de uma FT previamente aprovada pelo ONS, com antecedência inferior a 5 dias em relação à data prevista, implicará desconto de 20% do período programado. Mesmo nos casos de longos períodos de programação, aonde não é possível prever condições adversas de tempo, não haverá isenção de PVI.

Para equipamentos com limitações técnicas durante as manobras de desligamento e religamento, como o caso de banco de capacitores, compensadores síncronos e estáticos, a regulação avançou ao longo dos aprimoramentos, ampliando a abrangência de equipamentos, mas limitou a cobertura apenas para os desligamentos não programados (ver Figura 8).



FIGURA 8 – Avanços e limitações das regras de cancelamento e isenção de equipamentos com limitação técnica, desde a ReN nº270/2007

Mais recentemente destacamos a perda das isenções para alguns tipos de aproveitamentos em FT, mesmo sem a emissão de novas Resoluções, fruto de realinhamento entre os Centros Regionais do Operador Nacional.

A Figura 9 apresenta a atual prática da apuração sobre os tempos de manobras com duração superior a 5 min, após o encerramento de uma intervenção programada ou conveniência operativa. Nestes casos, o tratamento tem sido similar aos desligamentos não programados (outros desligamentos), aonde, sobre o tempo de restabelecimento incidirá um fator de severidade de emergência (ko), ou seja, de até 150 vezes.

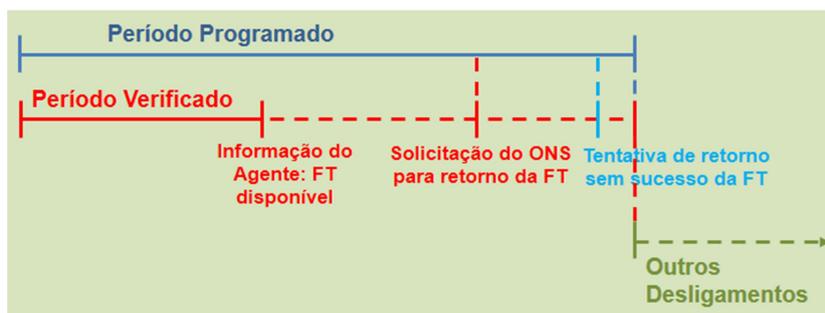


FIGURA 9 – Apuração de desligamentos programados com tentativa de retorno sem sucesso

Outro ajuste de entendimento que afetou diretamente o planejamento das empresas foi a mudança na caracterização de aproveitamento de serviços, durante a intervenção de uma FT com isenção de PVI. Atualmente já se encontra em fase de revisão a Rotina de Apuração do Operador Nacional, com a proposta de que só poderá haver aproveitamento isento para uma FT se todos os módulos forem desenergizados em consequência do desligamento para intervenção em outra FT. A partir desta publicação, por exemplo, mesmo que uma intervenção de uma FT-Linha provoque a desenergização parcial de uma FT-Módulo Geral, desligando disjuntores ou parte do barramento, quaisquer intervenções nestes equipamentos serão passíveis de PVI.

As empresas de transmissão e as associações brasileiras têm um importante papel no acompanhamento desses aprimoramentos e na fiscalização sobre as apurações pelo Operador Nacional, preservando a fidelidade da interpretação sobre a regulação vigente. O curto intervalo observado entre os aprimoramentos das Resoluções Normativas 729/2016 e 782/2017 é um sinal das diversas dificuldades encontradas na aplicação dessas regras, que vão desde a implantação de novas ferramentas para atender à apuração até o entendimento entre as partes envolvidas.

2.3 Principais requisitos e procedimentos para intervenções nas instalações de Rede Básica

Os requisitos, procedimentos e rotinas para intervenções às instalações da Rede Básica estão estabelecidos nos Procedimentos de Rede do ONS, submódulos 6.5, 15.6 e 10.22 [9] [10] [11],

Para realizar o planejamento de intervenções programadas nas suas instalações de Rede Básica, as empresas transmissoras precisam estar atentas ao detalhamento previsto na regulação, tais como:

- a. O período programado ou reprogramado de intervenção em uma FT desenergizada em consequência do desligamento para intervenção em outra FT, deve ser limitado pelo correspondente período de desligamento da FT que originou a desenergização;
- b. No caso de ampliações e reforços, os serviços devem ser cadastrados no Plano Mensal de Intervenções do ONS e solicitados com antecedência mínima de 15 dias. Além disso, no seu cadastro, deve ser informado o ato autorizativo concedido à empresa, que pode ser um Leilão ou Resolução Autorizativa do Poder Concedente;
- c. As melhorias só serão isentas de PVI se estiverem previstas no Relatório do Plano de Melhorias Instalações do ONS;
- d. As manutenções preventivas do Plano Mínimo de Manutenções (ReN 669/2015) devem estar cadastradas no Sistema do ONS e suas manutenções decorrentes devem ser solicitadas com no máximo 30 dias do término do serviço principal;
- e. As solicitações de desligamentos por segurança ou obras de responsabilidade de outro agente devem ser cadastradas como serviço de segurança de terceiros (ST), citando o contrato de conexão ou compartilhamento associado e o requerimento de serviços;
- f. Os casos de compatibilização sem franquias, os aproveitamentos e as inclusões de serviços em intervenções devem ser cadastrados, em separado, citando a intervenção principal como motivo da compatibilidade;
- g. A carência de 6 (seis) meses de isenção de pagamento da Parcela Variável para os desligamentos de Função de Transmissão (FT) por motivo quando da entrada de novas instalações, deverá ser contada a partir da tomada de carga da instalação;

Um planejamento apropriado das intervenções favorecerá a disponibilidade dos ativos, além de reduzir os custos operacionais.

3.0 - O PLANEJAMENTO DE INTERVENÇÕES NA CHESF E OS RESULTADOS DA OPERAÇÃO

3.1 Plano de ações e o PAI

A Diretoria de Operação da Chesf tem implantado constantemente ações de melhorias para garantir a operação adequada das funções de transmissão sob sua concessão. A partir da implantação de um Sistema de Gestão da Qualidade da Operação e Manutenção, certificados pela ISO 9001:2008, faz o acompanhamento das atividades diárias das suas equipes, dos planos de ações e metas, além de periodicamente realizar reuniões de análise crítica e fóruns de análise de desempenho.

Mesmo com os resultados alcançados, a partir de uma análise qualitativa sobre as intervenções programadas da Chesf em 2017, a área de Pós-Operação observou diferentes maneiras de melhorar o seu planejamento. Além de manter roteiros de manobras adequados, treinar e certificar as suas equipes de operadores e realizar avaliações periódicas de desempenho; para atender aos critérios de confiabilidade e disponibilidade, previstos nos Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema (ONS), a Chesf decidiu aprimorar o processo de

intervenções, garantindo a execução de manutenções preventivas e corretivas necessárias, com um mínimo de interrupções na transmissão.

A mudança de visão sobre os processos internos da empresa foi uma das mudanças no processo de melhoria da gestão das intervenções. A partir da criação desse conceito de apuração de desempenho, não coube mais a visão segmentada de trabalho, mas sim a integração entre as diversas áreas que tivessem necessidade de intervenção às instalações de Rede Básica, como a operação, a manutenção e a engenharia. Criou-se então na empresa um novo conceito de intervenção integrada, que diminuiu os custos operacionais e aumentou a segurança do sistema, numa nova visão “pit-stop” para a gestão das intervenções na rede de transmissão.

Para garantir o uso adequado das regras de compatibilização, como aproveitamentos e inclusões de serviços, identificar as possibilidades de aproveitamento e inclusões de serviços, além de reuniões periódicas de planejamento, a Chesf desenvolveu uma ferramenta computacional denominada PAI (sistema de planejamento anual de intervenções), conforme ilustração da Figura 10. Com seu uso, passou-se a cadastrar as manutenções, ampliações, reforços e melhorias previstas para o período de 01 ano que, juntamente com o cadastro das franquias existentes, a análise da configuração da subestação durante a intervenção e o custo de cada indisponibilidade, foi possível ampliar a visão sobre as possibilidades de compatibilizações antes do cadastramento das intervenções junto ao ONS [12].

Registro no PMI: id=17 - Concluída						
Regionais Envolvidos: DORB, DORP		Orgaos Executantes: DORBT, DORPT		SE(s): LGZ, SOB	Função Operacional: FUNOP.002693	
Equipamento ou Parte a Intervir: 05C4 LGZ/SOB, 05C4					Período: Diário	
Descrição dos Trabalhos:					Isento PV: Sim	
Item	Equipamento	Órgão Executor	Descrição do Serviço	Periodicidade	PV	
1	05C4 LGZ/SOB	SPMS	Verificar com DMS a possibilidade de Isenção DMS: MANUTENÇÃO PREVENTIVA DO 15C4/LGZ, COM TRANSFERÊNCIA DE DISJUNTOR DMS: MANUTENÇÃO PREVENTIVA DO 15C4/SOB, COM TRANSFERÊNCIA DE DISJUNTOR COMPATIBILIZAR COM O 15D1/LGZ	Diário	0	
2	05C4	DORBT	PMM DO 15C4 E 05E4 1) Realizar Manutenção Preventiva no 15C4, 35C4-5, 35C4-4, 35C4-7A, 35C4-7B e 35C4-8, 95C4, 85C4 e 75C4. 2) Realizar Manutenção Preventiva no 05E4, 02E4-N, 35E4-8, 95E4, 92E4, 75E4, 72E4. SI SBMS 420/2017	Diário	0	
Início Previsto: 17/02/2018		Termo Previsto: 18/02/2018		Início Realizacao: 17/02/2018		Termo Realizacao: 18/02/2018
Hora de Início Previsto: 06:40		Hora de Termo Previsto: 18:00		Hora de Início Realizacao: 06:43		Hora de Termo Realizacao: 16:54
PV Previsto(s): R\$ 0,00		Tempo Total Previsto(s): 25,00 horas		PV Realizado(s): R\$ 15.321,00		Tempo Total Realizado(s): 22,00 horas

FIGURA 10 - Tela da Ferramenta PAI, com um registro de intervenção gerado a partir de uma compatibilização de várias solicitações de áreas de negócios diferentes.

Da ferramenta, é possível extrair ainda Relatórios de previsão da Parcela Variável, compatibilizações realizadas e indicadores eficiência, eficácia e efetividade do planejamento.

As próximas atualizações da ferramenta de planejamento de intervenções preveem a inclusão de:

- Integração com o sistema de gestão de ativos da empresa, permitindo que após os cadastros das Ordens de Serviço, o sistema realize automaticamente as possíveis compatibilizações sem que haja a necessidade de recadastramento das necessidades de manutenção de cada segmento da manutenção;
- Alertas para que não sejam geradas Solicitações Intervenções para funções de transmissão com Solicitações de Serviço pendentes de análise pela manutenção;
- Desenvolvimento de um simulador de parcela variável incorporado ao sistema de planejamento permitindo a comparação do planejado com o realizado em termos de valores de parcela variável e disponibilidade;
- Elaboração de indicadores para evidenciar a eficiência do processo realizado através da ferramenta.

3.2 Resultados

A rede de transmissão da Chesf é formada por mais de 20.500 km de linhas de transmissão em corrente alternada operando nas tensões de 500, 230, 138 e 69 kV e 114 subestações. Seu sistema de transmissão interliga as usinas hidrelétricas aos principais centros de carga dos estados do Nordeste e une a região aos sistemas do Norte,

Sudeste e Centro-Oeste do Brasil. Para garantir a qualidade da resposta do seu sistema de transmissão foi necessário investir em ações preventivas, como o monitoramento da suportabilidade e adequabilidade de equipamentos e da proteção, a manutenção preventiva baseada na taxa de falhas de equipamentos e no Plano mínimo de manutenção (PMM), além da busca pelo alto desempenho na operação de instalações. Os resultados dos indicadores operacionais da Chesf ao longo dos últimos anos mostraram um ótimo desempenho no serviço prestado.

No ano de 2017, o indicador de Disponibilidade Operacional de Linhas de Transmissão apresentava o melhor resultado do histórico e o indicador de Robustez do SIN mantinha a tendência de melhora contínua dos últimos 5 anos.



FIGURA 11 – Indicador de disponibilidade de LT e Robustez da Chesf 2013 a 2017

Mesmo considerando as super FT e os eventos de 2016 acumulados (suspensos pelo ONS até maio de 2017), ao final do ano de 2017, o resultado para indicador de Parcela Variável (PV) foi de 2,05%, sendo o segundo melhor dos últimos 5 anos.

Já no primeiro semestre de 2018, após a implementação da nova estratégia de planejamento de intervenções e o uso do PAI, a Chesf alcançou valores ainda mais significativos. Com o novo processo, foi possível garantir a qualidade da operação dos seus ativos, reduzindo o número de desligamentos para manutenções programadas sem isenção em quase 50%, em relação ao mesmo período dos anos anteriores, conforme Figura 12.

Observa-se que, mesmo possuindo um conjunto de instalações mais antigo e ter sofrido o processo de renovação das concessões (Medida Provisória 579/2015) com redução da sua receita de transmissão, o reflexo do investimento em melhoria contínua sobre a disponibilidade da rede de transmissão da Chesf pode ser observado na evolução do indicador da Parcela Variável nos últimos anos (Figura 13).

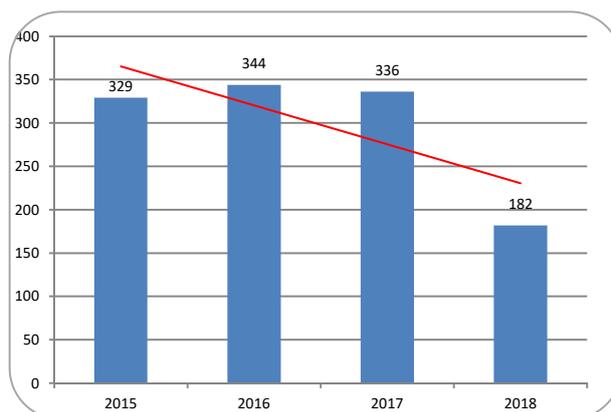


FIGURA 12 – Desligamentos programados para manutenção, sem isenção, na Chesf

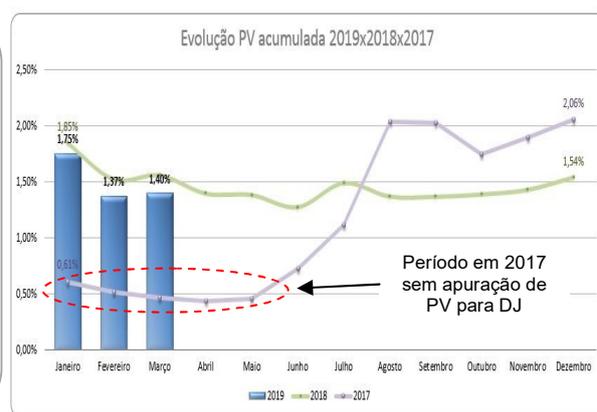


FIGURA 13– Evolução da PV na Chesf nos últimos anos

No ranking de desconto da PV das grandes empresas de transmissão do Setor Elétrico brasileiro, a Chesf vem garantindo seu lugar entre as dez melhores empresas de grande porte do Setor há alguns anos. O desconto da Parcela Variável representa hoje menos de 1,5% da sua Receita mensal, com comportamento decrescente ao longo do tempo.

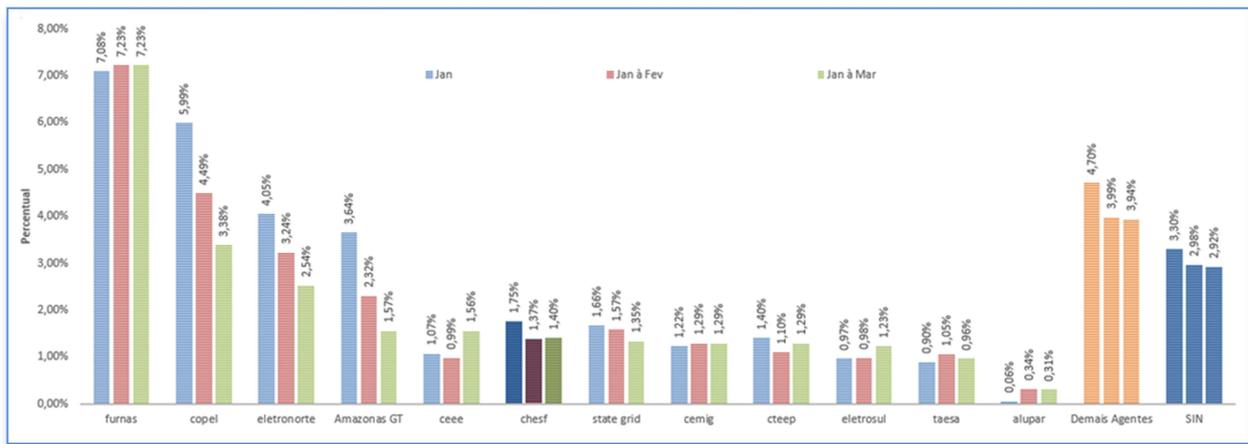


FIGURA 14 – Ranking da PV das maiores transmissoras, primeiro trimestre de 2019

4.0 - CONCLUSÃO

O cenário regulatório hoje instaurado no Setor Elétrico Brasileiro impõe regras cada vez mais complexas que exigem equipes especializadas no planejamento da operação, manutenção e da expansão, tanto sobre as Resoluções Normativas da ANEEL, como nos Procedimentos de Rede do ONS.

O processo de intervenções ao Sistema é transversal e por isso, o seu sucesso depende da integração das áreas dentro de uma empresa de transmissão. Essa visão holística do negócio irá permitir a prestação dos serviços de energia elétrica de forma satisfatória, sem prejudicar a sustentabilidade econômico-financeira da empresa.

A insegurança regulatória trazida pelos constantes aprimoramentos das Resoluções Normativas da ANEEL e Procedimentos de Rede do ONS afeta diretamente o planejamento de intervenções no Sistema e pode trazer riscos para os negócios da transmissão, cabendo às empresas o constante monitoramento sobre as publicações e os impactos das mudanças nos seus processos.

A Diretoria de Operação da Chesf tem implantado constantemente ações de melhorias para garantir a qualidade da prestação dos serviços de transmissão sob sua concessão. Além do acompanhamento das atividades diárias das suas equipes, dos planos de ações e metas, a partir do seu Sistema de Gestão da Qualidade da Operação e Manutenção, proporciona a capacitação periódica das suas equipes para as constantes mudanças regulatórias, incluindo a divulgação através de fóruns mensais. A partir do acompanhamento dos resultados e das análises na pós-operação, reavalia as estratégias para o seu planejamento, a cada ciclo tarifário, mantendo-se competitivo entre as maiores empresas do Setor.

5.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) ANEEL - Resolução Normativa nº 191/2005, disponível no site www.aneel.gov.br;
- (2) ANEEL - Resolução Normativa nº 270/2016, disponível no site www.aneel.gov.br;
- (3) ANEEL - Resolução Normativa nº 729/2016, disponível no site www.aneel.gov.br;
- (4) ANEEL - Resolução Normativa nº 782/2017, disponível no site www.aneel.gov.br;
- (5) ANEEL - Resolução Normativa nº 443/2004, disponível no site www.aneel.gov.br;
- (6) ANEEL - Resolução Normativa nº 643/2011, disponível no site www.aneel.gov.br;
- (7) ANEEL - Resolução Normativa nº 669/2015, disponível no site www.aneel.gov.br;
- (8) Ministério de Minas e Energia – Medida provisória nº 579/2012, disponível no site www.mme.gov.br;
- (9) ONS – Submódulo 6.5 dos Procedimentos de Rede, intitulado de Programação de intervenções em instalações da Rede de Operação, disponível no site www.ons.org.br;
- (10) ONS – Submódulo 15.6 dos Procedimentos de Rede, intitulado de Apuração das indisponibilidades, restrições da capacidade operativa e sobrecargas em instalações de transmissão da Rede Básica e das Interligações Internacionais, disponível no site www.ons.org.br;
- (11) ONS – Submódulo 10.22 dos Procedimentos de Rede, RO.AO.BR.05, intitulada de Apuração de Eventos em Instalações do Sistema de Transmissão, disponível no site www.ons.org.br;
- (12) A.C. S. L. Guimarães et all., “A Estratégia Da Operação Da Chesf Para Aumentar A Disponibilidade Operacional Dos Seus Ativos Através De Melhoria No Processo De Compatibilização De Intervenções”, in XV Encontro para Debates de Assuntos da Operação – EDAO, Rio De Janeiro, Outubro 2018

6.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



ANGELA CRISTINA DE SOUZA LEITÃO GUIMARÃES (*) é engenheira eletricista, graduada pela Universidade Federal de Pernambuco (UFPE) em 1995, com mestrado em Sistemas de Potência pela Universidade Federal de Pernambuco (UFPE) em 2003. Trabalha na Companhia Hidroelétrica do São Francisco (CHESF) desde 2003. Já atuou nas áreas de estudos elétricos da Operação, na Pós – Operação, na área de Gestão da Qualidade e atualmente trabalha como gerente da área de Gestão de Contratos da Transmissão.



CLAUDIO PEGADO DE ARAUJO é engenheiro eletricista, graduado pela Universidade de Fortaleza em julho/1998, com MBA em gestão de Negócios em Energia Elétrica pela Fundação Getúlio Vargas e cursando MBA executivo em Administração: Negócios para o Setor Elétrico pela Fundação Getúlio Vargas. Trabalha na Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF desde 2011, atuando na área de Qualidade da Operação da Transmissão. Atuou em empresas de distribuição de energia elétrica como Enel Ceará e Energisa Paraíba nas áreas de controle da inadimplência e perdas, operações comerciais, projetos de investimento em redes de distribuição, implantação do Programa Luz para Todos e construção de redes de distribuição em média tensão utilizando o método PMI.



PEDRO HENRIQUE BURLE DE SOUZA é engenheiro eletricista, graduado pela Universidade Federal de Pernambuco (UFPE) em agosto de 2012. Trabalha na Companhia Hidroelétrica do São Francisco (CHESF) desde 2014, atuando na área de Gestão da Qualidade da Operação.