

**TRABALHO DE CONCLUSÃO
DE CURSO**

Elaborado por: Hedileine Vianna de Amorim

**Trabalho de Conclusão de Curso de
MBA do Setor Elétrico**

Prof. Orientador:

Andriei José Beber, Dr.

**Curitiba – PR
Maio/2017**

Hedileine Vianna de Amorim

**ANÁLISE DO IMPACTO DA REVISÃO DOS CRITÉRIOS DE
APLICAÇÃO DA PARCELA VARIÁVEL NA PERDA DE
RECEITA DA TRANSMISSÃO**

Andriei José Beber, Dr.

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao curso MBA do Setor Elétrico de Pós-Graduação *lato sensu*, Nível de Especialização, do Programa FGV Management como pré-requisito para a obtenção do título de Especialista TURMA 01/2015.

Curitiba – PR
2017

O Trabalho de Conclusão de Curso

ANÁLISE DO IMPACTO DA REVISÃO DOS CRITÉRIOS DE
APLICAÇÃO DA PARCELA VARIÁVEL NA PERDA DE RECEITA DA
TRANSMISSÃO

elaborado por Hedileine Vianna de Amorim aprovado pela Coordenação Acadêmica foi aceito como pré-requisito para a obtenção do MBA do Setor Elétrico Curso de Pós-Graduação *lato sensu*, Nível de Especialização, do Programa FGV Management.

Data da aprovação: _____ de _____ de _____

Coordenador Acadêmico
Prof. Fabiano Simões Coelho, PhD

Professor orientador
Prof. Andriei José Beber, Dr.

DECLARAÇÃO

Declaro que os dados utilizados neste Trabalho de Conclusão de Curso referentes à Empresa Copel Geração e Transmissão S.A. foram obtidos a partir da divulgação da própria empresa em fontes publicamente disponíveis. Além disso, este trabalho é de cunho estritamente acadêmico, não servindo de base para quaisquer tomadas de decisão econômica por parte de seu usuário.

Curitiba, 02 de maio de 2017

Hedileine Vianna de Amorim

TERMO DE COMPROMISSO

A aluna Hedileine Vianna de Amorim, abaixo-assinada, do Curso MBA do Setor Elétrico do Programa FGV Management, realizado nas dependências da instituição conveniada ISAE, no período de julho de 2015 a abril de 2017, declaram que o conteúdo do trabalho de conclusão de curso intitulado: ANÁLISE DO IMPACTO DA REVISÃO DOS CRITÉRIOS DE APLICAÇÃO DA PARCELA VARIÁVEL NA PERDA DE RECEITA DA TRANSMISSÃO, é autêntico, original, e de sua autoria exclusiva.

Curitiba, 02 de maio de 2017.

Hedileine Vianna de Amorim

Sumário

RESUMO	9
1. INTRODUÇÃO	10
1.1. RELEVÂNCIA E OBJETIVOS DO TRABALHO	10
1.2. ESTRUTURA DO TRABALHO	13
2. SETOR ELÉTRICO	14
2.1. INTRODUÇÃO	14
2.2. SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	14
2.3. CONTRATOS DE TRANSMISSÃO	16
2.4. INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO	17
2.5. FUNÇÃO TRANSMISSÃO	18
2.6. REMUNERAÇÃO DA TRANSMISSÃO	19
2.7. REGULAÇÃO DA QUALIDADE DO SERVIÇO DE TRANSMISSÃO	20
2.8. SÍNTESE	23
3. REGULAMENTAÇÃO DA PARCELA VARIÁVEL	25
3.1. INTRODUÇÃO	25
3.2. DESLIGAMENTO DE UMA FUNÇÃO TRANSMISSÃO	25
3.3. PADRÕES DE DURAÇÃO E FREQUÊNCIA DE DESLIGAMENTOS	25
3.4. EQUAÇÃO DO DESCONTO DA PARCELA VARIÁVEL	28
3.5. DESLIGAMENTOS ISENTOS DO DESCONTO DA PVI	29
3.5.1. Desligamentos Programados	29
3.5.2. Outros Desligamentos	29
3.6. DESLIGAMENTOS PASSÍVEIS DO DESCONTO DA PVI	30
3.6.1. Desligamentos Programados	30
3.6.2. Outros Desligamentos	31
3.7. LIMITES PARA APLICAÇÃO DO DESCONTO DA PARCELA VARIÁVEL	31
3.8. SÍNTESE	32
4. REGULAMENTAÇÃO DA PARCELA VARIÁVEL REN nº 729/2016	34
4.1. INTRODUÇÃO	34
4.2. EQUAÇÃO DO DESCONTO DA PARCELA VARIÁVEL	34

4.3.	DESLIGAMENTOS ISENTOS DO DESCONTO DA PVI.....	35
4.3.1.	Desligamentos Programados.....	35
4.3.2.	Outros Desligamentos.....	37
4.4.	DESLIGAMENTOS PASSÍVEIS DO DESCONTO DA PVI.....	38
4.4.1.	Desligamentos Programados.....	38
4.4.2.	Outros Desligamentos.....	42
4.5.	CRITÉRIOS ESPECIAIS.....	43
4.5.1.	Módulo Geral– Artigo 17.....	43
4.5.2.	Indisponibilidade parcial de FT– Artigo 18.....	44
4.6.	LIMITES PARA APLICAÇÃO DO DESCONTO DA PVI.....	44
4.7.	SÍNTESE.....	45
5.	AVALIAÇÃO DO IMPACTO DA REN nº 729/2016.....	46
5.1.	REGULAÇÃO POR INCENTIVO.....	48
5.2.	DESCONTOS DA PARCELA VARIÁVEL.....	48
5.3.	ANÁLISES DAS ALTERAÇÕES DO REGULAMENTO.....	49
5.3.1	Desligamentos Programados.....	50
5.3.2	Outros Desligamentos.....	55
5.4.	SÍNTESE.....	57
6.	CONCLUSÃO.....	59
	REFERÊNCIAS.....	62

Figura 1 – Evolução da taxa de disponibilidade e do tempo de indisponibilidade, por FT, em função de aplicação de parcela variável (fonte: <i>www.ANEEL.gov.br</i>)	12
Figura 2 – Principais instituições do modelo do setor elétrico (fonte: <i>www.ons.org.br</i>).....	16
Figura 3 – Relações Contratuais entre os agentes e o ONS (fonte: <i>www.ons.org.br</i>)	17
Figura 4 – Percentual da participação dos tipos de PV	22
Figura 5 – Percentual do desconto da PVI na RAP	23
Figura 6 – Novo tratamento para desligamento em aproveitamento	36
Figura 7 – Duração verificada do desligamento	39
Figura 8 – Cálculo do atraso	41
Figura 9 – Insucesso no retorno da FT	42
Figura 10 – Percentual do desconto da PVI na RAP considerando a duração programada	51
Figura 11 – Percentual do desconto da PVI na RAP considerando o atraso no final do desligamento programado	52
Figura 12 – Percentual do desconto da PVI na RAP considerando a isenção de PVI para manutenção cadastrada no SAM	53
Figura 13 – Percentual do desconto da PVI na RAP considerando a indisponibilidade programada parcial da FT.	54
Figura 14 – Percentual do desconto da PVI na RAP considerando a indisponibilidade programada da FT MG..	55
Figura 15 – Percentual do desconto da PVI na RAP considerando o desligamento do transformador reserva trifásica.....	56
Figura 16 – Percentual do desconto da PVI na RAP considerando a indisponibilidade não programada parcial da FT.....	57

RESUMO

A ANEEL, com a publicação da Resolução Normativa nº 270, de 26 de junho de 2007, passou a utilizar um mecanismo para incentivar as Transmissoras a prestar um serviço de melhor qualidade ao Sistema Interligado Nacional (SIN). Assim, uma forma efetiva para regular a qualidade do serviço de transmissão é a que vincula a receita auferida à disponibilidade plena das instalações e a capacidade operativa. Esta regulação “por incentivo” consistiu na criação de um sinal econômico que maximizou a disponibilidade do serviço de transmissão, relativa às disponibilidades programadas e não programadas das funções de transmissão pertencentes à Rede Básica. Ao longo do período de aplicação dos mecanismos introduzidos no regulamento, a ANEEL detectou a oportunidade de aprimoramento das regras estabelecidas e, em 28 de junho de 2016, entraram em vigência as novas regras estabelecidas pela Resolução Normativa nº 729/2016. O objetivo deste trabalho é comparar as duas Resoluções e avaliar o impacto regulatório, da nova regulamentação, na perda de receita da transmissão devido às indisponibilidades programadas e não programadas nos equipamentos da Copel Geração e Transmissão (Copel GeT) pertencentes à Rede Básica (RB), considerando o ciclo 2015/2016 – período de junho de 2015 a maio de 2016.

1. INTRODUÇÃO

1.1. RELEVÂNCIA E OBJETIVOS DO TRABALHO

A reestruturação ocorrida no Setor Elétrico Brasileiro (SEB) na década de noventa, visava à implantação de um modelo de livre concorrência para a indústria de energia elétrica nacional. Este modelo considerou a separação dos agentes nos segmentos de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia, de forma que houvesse competição nos segmentos de geração e comercialização de energia elétrica, com livre acesso de geradores e comercializadores aos sistemas de distribuição e transmissão, não sendo necessária a separação das atividades de transmissão e geração. Os segmentos de transmissão e distribuição foram considerados monopólios naturais, pois economicamente é inviável a competição entre dois agentes em uma mesma área de concessão, e conseqüentemente requerem regulação técnica e econômica (SILVA 2001). A qualidade da energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN) é avaliada por meio da qualidade do produto (conformidade da forma de onda da tensão e frequência), e a qualidade do serviço de transmissão, é medida por indicadores de disponibilidade das instalações. Enquanto a conformidade é estabelecida nos Procedimentos de Rede, a disponibilidade das instalações é estabelecida nos Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão (CPST), para as concessões licitadas e as concessões outorgadas, sem licitação, e regulamentada inicialmente pela Resolução Normativa ANEEL nº 270/2007.

As regras dos contratos das concessionárias de transmissão determinam que as transmissoras disponibilizem suas instalações da Rede Básica para operação do SIN e, em contrapartida, recebem as Receitas Anuais Permitidas (RAP), independente do fluxo de energia que passa por suas instalações. Portanto, uma maneira efetiva para regular a qualidade do serviço de transmissão é a que vincula a receita auferida à disponibilidade plena das instalações e a capacidade operativa. Assim, as Transmissoras poderão ter as suas receitas reduzidas de uma Parcela Variável (PV), refletindo a efetiva disponibilização das instalações.

Os descontos da PV referente às indisponibilidades programadas para realizar manutenções preventiva e preditiva são previsíveis e perfeitamente gerenciáveis. No entanto,

as indisponibilidades não programadas são imprevisíveis e dependem fundamentalmente da concepção inicial do projeto, intensidade de uso e ao meio ambiente onde cada equipamento opera.

A ANEEL, visando incentivar à melhoria contínua e manutenção da qualidade do serviço de transmissão, estabeleceu na Resolução Normativa ANEEL nº 270/2007 coeficientes de penalidades para as indisponibilidades de equipamentos pertencentes à Rede Básica. As indisponibilidades não programadas possuem um coeficiente mais severo, 15 vezes maior que as programadas.

Face ao novo cenário regulatório, foi necessária uma revisão nas rotinas de programações, a fim de maximizar a disponibilidade das FTs e com isso evitar os descontos de PV.

Em 11 de setembro de 2012 foi divulgada pelo Governo Federal a Medida Provisória nº 579, convertida na Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, que previa que a partir de 12 de setembro de 2012, as concessões de transmissão de energia hidrelétrica alcançadas pelo § 5º do art. 17 da Lei nº 9.074, de 1995, poderiam ser prorrogadas, a critério do poder concedente, uma única vez, pelo prazo de até 30 (trinta) anos, desde que aceitas condições como a redução da RAP dos ativos já amortizados, dentre outras.

Em complemento a esta medida, foi extinto o Padrão de Duração de Desligamento para estas funções cujas concessões foram renovadas, conforme determinação da Resolução Normativa da ANEEL nº 512, de 30 de outubro de 2012.

Esta decisão gerou uma série de reflexos nas concessionárias de transmissão que renovaram suas concessões, como é o caso da Copel GeT, pois a utilização do Padrão de Duração de Desligamento já era prática consolidada para a realização de manutenções preventivas e corretivas.

Os critérios estabelecidos na Resolução Normativa ANEEL nº 270/2007 permaneceram em vigência por 9 anos, nos quais foram observados pontos positivos onde houve aumento na taxa de disponibilidade das FT, conforme apresentação da ANEEL durante o processo de Audiência Pública nº 27/2014, instaurada com a finalidade de colher subsídios dos agentes do setor, para aprimorar a Resolução Normativa ANEEL nº 270/2007.

DISPONIBILIDADE DA REDE BÁSICA

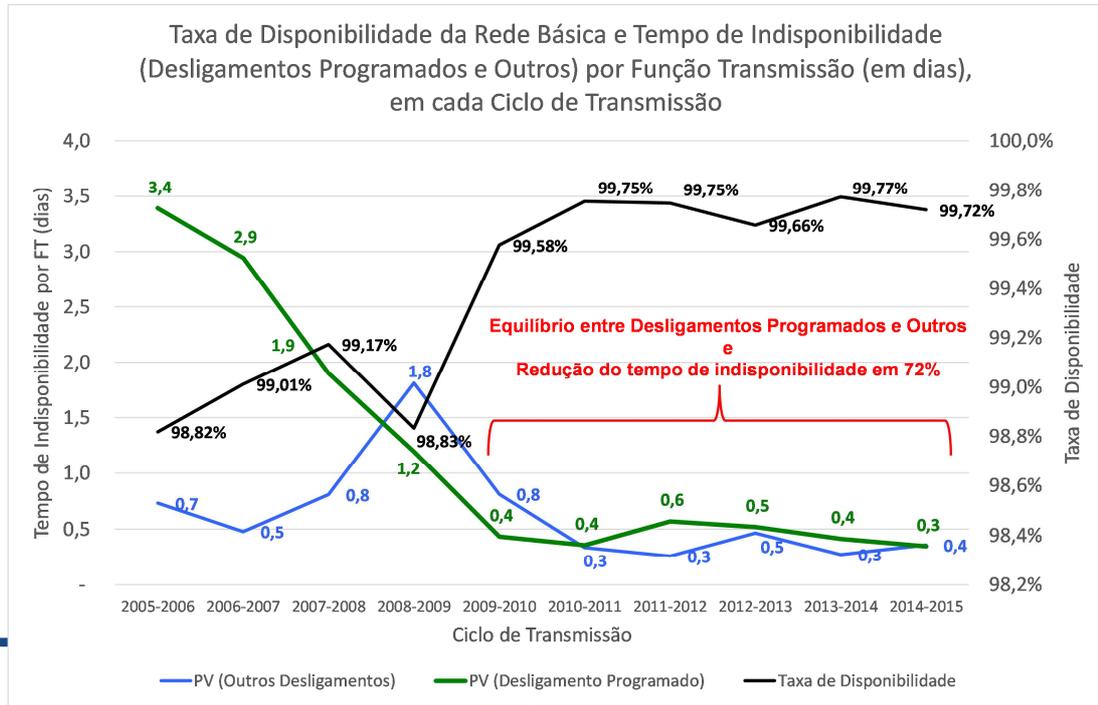


Figura 1 – Evolução da taxa de disponibilidade e do tempo de indisponibilidade, por FT, em função de aplicação de parcela variável (fonte: www.ANEEL.gov.br)

Em 28 de junho de 2016 foi revogada esta Resolução e entraram em vigência as novas regras estabelecidas pela Resolução Normativa nº 729/2016.

O objetivo deste trabalho é avaliar o impacto desta nova regulamentação na perda de receita no sistema de transmissão da Copel GeT associada à Parcela Variável, analisando as indisponibilidades programadas e não programadas das funções de Transmissão (FT) pertencentes à Copel GeT, considerando o ciclo de 2015/2016, período de junho de 2015 a maio de 2016.

1.2. ESTRUTURA DO TRABALHO

O trabalho está estruturado em seis capítulos, sendo que o primeiro apresenta uma introdução ao tema proposto e os objetivos principais do trabalho.

No segundo capítulo é apresentado um histórico da reformulação do Setor Elétrico Brasileiro focando o setor de transmissão, abordando os contratos da transmissão, aspectos relacionados à remuneração do serviço de transmissão e a descrição do processo de regulação técnica da qualidade.

No terceiro capítulo é apresentada a fundamentação teórica da metodologia de aplicação de desconto da RAP associada à Parcela Variável considerando a Resolução Normativa ANEEL nº 270/2007.

No quarto capítulo é apresentada a fundamentação teórica da metodologia de aplicação de desconto da RAP associada à Parcela Variável considerando a Resolução Normativa ANEEL nº 729/2016.

No quinto capítulo é apresentado o impacto da perda de receita da transmissão com vistas às Resoluções Normativas ANEEL nº 270/2007 e a nº 729/2016 considerando o ciclo de 2015/2016, período de junho de 2015 a maio de 2016.

No sexto capítulo é apresentada a conclusão do trabalho.

2. SETOR ELÉTRICO

2.1. INTRODUÇÃO

Este capítulo busca apresentar uma breve descrição do modelo do Setor Elétrico Brasileiro (SEB), detalhando as novas entidades que surgiram com a reestruturação do mesmo e seus papéis. Primeiramente é apresentada a legislação do setor de transmissão, os contratos, o modelo de regulação e a remuneração pelos serviços de transmissão prestados pelas concessionárias. Em seguida, é demonstrado que a ANEEL, com a intenção de induzir as concessionárias de transmissão a prestarem um serviço de maior qualidade, criou a Parcela Variável que é um sinal econômico a fim de maximizar a disponibilidade do serviço de transmissão.

2.2. SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Inicialmente o SEB era constituído por empresas verticalizadas, monopolistas e geograficamente estabelecidas. Com o processo de reestruturação houve a necessidade da desverticalização da indústria, ou seja, a separação das atividades de geração, transmissão, distribuição e o surgimento do segmento da comercialização de energia. A comercialização da energia elétrica separadamente do transporte propiciou a competição nos segmentos de geração e comercialização de energia elétrica.

O mercado de energia elétrica funciona adequadamente quando são atendidos os requisitos da eficiência econômica de todos os segmentos da indústria de energia, da auto sustentação, da confiabilidade em consonância aos requisitos de qualidade imposto pela sociedade, da universalização e livre acesso aos serviços (SILVA 2001).

Para atendimento desses requisitos o SEB sofreu profunda reestruturação institucional iniciada em 1995 com a publicação da Lei de Concessões de Serviços Públicos (Lei nº 8.987/95) e do seu complemento setorial específico (Lei nº 9.074/95) de 7 de julho de 1995 que regulamenta as concessões de serviços públicos de energia elétrica. A fim de garantir o

sucesso da nova estrutura organizacional do SEB houve a necessidade de criação das seguintes instituições:

- Agência Nacional de Energia (ANEEL): instituída pela lei nº 9427 de 26 de dezembro de 1996 com a finalidade de regular e fiscalizar a geração, transmissão, distribuição e a comercialização de energia elétrica; definir padrões de qualidade do produto e dos serviços de energia elétrica; assegurar a universalidade dos serviços; e atendimento aos consumidores; e estabelecer tarifas para os consumidores finais e estimular a eficiência econômica da indústria de energia elétrica.

- Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS): criado em 26 de agosto de 1998, pela Lei nº 9.648/98 para coordenar e controlar a operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN).

- Mercado Atacadista de Energia (MAE): órgão posteriormente extinto e substituído pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

- Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE): regulamentada em 12 de agosto de 2004 pelo Decreto nº 5.177 com a finalidade de viabilizar a comercialização de energia elétrica do SIN e de administrar os contratos de compra e venda de energia elétrica, sua contabilização e liquidação.

- Empresa de Pesquisa Energética (EPE): criada em 16 de agosto de 2004, pelo Decreto nº 5.184 com a finalidade de prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético.

- Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE): criado em 15 de março de 2004, pela Lei nº 10.848/04 com a função de avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento eletro energético em todo o território nacional.

A Figura 2 representa o relacionamento das principais instituições integrantes do modelo do SEB mencionadas anteriormente [10]. Há duas instituições que não foram mencionadas:

- Ministério de Minas e Energia (MME): foi criado em 22 de julho de 1960 pela Lei nº 3782, encarregado da formulação, do planejamento e da implementação de ações do governo federal no âmbito da Política Energética Nacional.

- Conselho Nacional de Política Energética (CNPE): criado em 6 de agosto de 1997 pela Lei nº 9.478, órgão vinculado à Presidência da República, com a atribuição de propor políticas nacionais e diretrizes de energia.

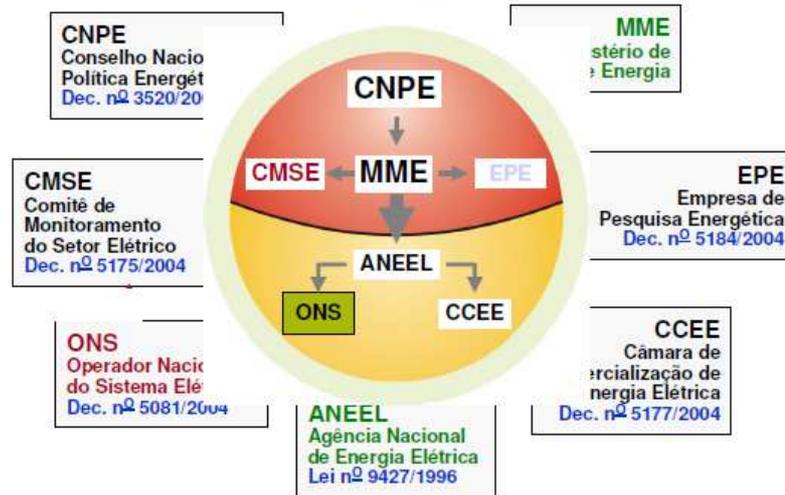


Figura 2 – Principais instituições do modelo do setor elétrico (fonte: www.ons.org.br)

2.3. CONTRATOS DE TRANSMISSÃO

O ONS é responsável pela contratação dos serviços essenciais à operação do sistema, que incluem a contratação e a administração de serviços da transmissão de energia elétrica e dos serviços ancilares. Os usuários da Rede Básica (Distribuidores, Geradores e Consumidores Livres) assinam Contratos de Conexão às Instalações de Transmissão (CCT) e com Agentes de Transmissão, e Contratos de Uso do Sistema de Transmissão (CUST) com o ONS, arcando com os investimentos necessários para conectar-se à rede de transmissão (SILVA 2001). As relações contratuais entre concessionárias de transmissão, ONS e usuários estão representadas na Figura 3, extraída do submódulo 15.1 dos Procedimentos de Rede do ONS.

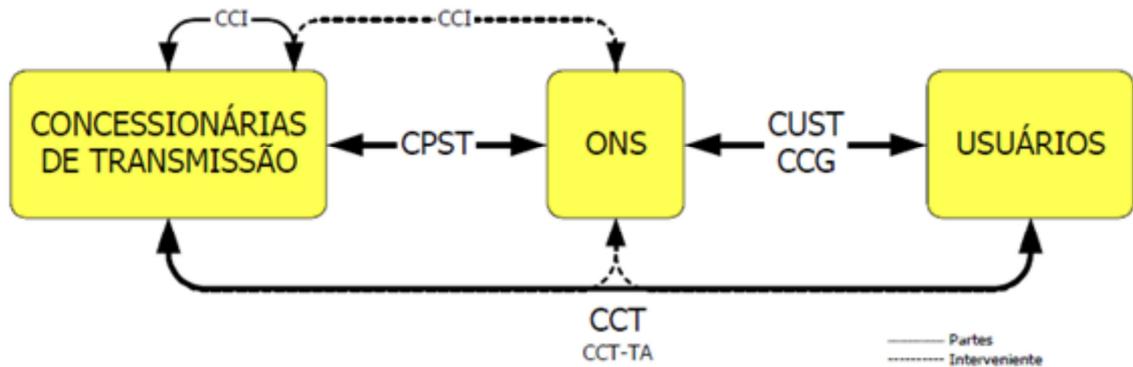


Figura 3 – Relações Contratuais entre os agentes e o ONS (fonte: www.ons.org.br)

O Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão (CPST) é assinado pelas transmissoras e pelo ONS para estabelecer os procedimentos e responsabilidades das partes associados à operação e manutenção das instalações classificadas como Rede Básica.

O CPST da COPEL foi assinado em setembro de 1999, contemplando as instalações em operação nesta data e teve vários aditamentos para incorporar as melhorias e ampliações que foram autorizadas pela ANEEL para execução pela COPEL.

2.4. INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO

O Sistema Interligado Nacional é constituído pelas instalações e equipamentos de transmissão integrantes da Rede Básica e das Demais Instalações de Transmissão, sendo a distinção entre estes dois termos estabelecida pela Resolução Normativa ANEEL nº 67/2004.

As instalações que integram à Rede Básica do SIN são aquelas Instalações de Transmissão que atendam os seguintes critérios:

- Linhas de Transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação em tensão igual ou superior a 230 kV;

- Transformadores de potência com tensão primária igual ou superior a 230 kV e tensões secundária e terciária inferiores a 230 kV, bem como as respectivas conexões de demais equipamentos ligados ao terciário.

As instalações que integram as Demais Instalações de Transmissão são aquelas Instalações de Transmissão que atendam os seguintes critérios:

- Linhas de Transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação, em qualquer tensão, quando de uso de centrais geradoras, em caráter exclusivo ou compartilhado, ou de consumidores livres, em caráter exclusivo;

- Interligações internacionais e equipamentos associados, em qualquer tensão, quando de uso exclusivo para importação e/ou exportação de energia elétrica; e

- 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.

2.5. FUNÇÃO TRANSMISSÃO

A definição de Função Transmissão (FT), conforme Resolução Normativa ANEEL nº 191 de 12 de dezembro de 2005, é o conjunto de instalações funcionalmente dependentes considerado de forma solidária para fins de apuração da prestação de serviços da transmissão, compreendendo o equipamento principal e os complementares, definidas na Tabela 1.

Neste trabalho serão analisadas as Funções de Transmissão Linha de Transmissão, Transformadores, Módulo Geral e Banco de Capacitor.

Tabela 1 – Caracterização das Funções Transmissão, de acordo com a REN 191/2005

FT- FUNÇÃO TRANSMISSÃO	EQUIPAMENTO PRINCIPAL	EQUIPAMENTOS COMPLEMENTARES
LT-LINHA DE TRANSMISSÃO	Linha de Transmissão	Equipamentos das entradas de LT, Reator em derivação, equipamento de compensação série, não manobráveis sob tensão a ela conectados e aqueles associados ao equipamento principal.
TR-TRANSFORMAÇÃO	Transformador de potência e conversor de frequência	Equipamentos de conexão, limitadores de corrente e de aterramento de neutro, reguladores de tensão e defasadores, e demais equipamentos associados ao equipamento principal.
CR- CONTROLE DE REATIVO	Reator em derivação e compensador série manobráveis sob tensão, banco de capacitor, compensador síncrono e compensador estático.	Equipamentos de conexão e transformador de potência e aqueles associados ao equipamento principal.
MG- MÓDULO GERAL	Malha de aterramento, terreno, sistemas de telecomunicações, supervisão e controle comuns ao empreendimento, cerca, terraplenagem, drenagem, grama, embritamento, arruamento, iluminação do pátio, proteção contra incêndio, sistema de abastecimento de água, esgoto, canaletas, acessos, edificações, serviços auxiliares, área industrial, sistema de ar comprimido comum às funções, transformador de aterramento e de potencial e reator de barra não manobrável sob tensão, e equipamentos de interligação de barra e barramentos.	Equipamentos de conexão e aqueles associados ao equipamento principal.

2.6. REMUNERAÇÃO DA TRANSMISSÃO

Pela regulamentação do SEB, vigente desde março de 1999, as Transmissoras disponibilizam suas instalações da Rede Básica para operação do SIN pelo ONS e, em contrapartida, recebem uma Receita Anual Permitida (RAP), destinada a remunerar o

investimento realizado com a expansão do sistema e cobrir os custos de operação e manutenção dessas instalações durante a vigência da concessão. A receita total de uma concessionária de transmissão é calculada através da soma das receitas de todas as funções de transmissão de sua concessão.

A RAP é composta pelas receitas associadas à Rede Básica do Sistema Existente (RBSE), à Rede Básica de Novas Instalações (RBNI) e as receitas estabelecidas nos Leilões de Transmissão para as instalações objeto de novos contratos de concessão.

A parcela da RAP denominada RBSE refere-se às parcelas de receita associadas às instalações de transmissão componentes da Rede Básica existentes na época do processo de assinatura dos contratos de concessão das estatais que operavam tais ativos. A ANEEL, por meio da Resolução nº 142, de 10 de junho de 1999, estabeleceu os valores das receitas anuais permitidas das concessões vinculadas a essas instalações de transmissão.

A parcela da RAP denominada RBNI refere-se às parcelas de receita associadas aos reforços e ampliações nas instalações da Rede Básica implementados pelas transmissoras por meio de autorizações específicas expedidas pela ANEEL.

A parcela da RAP associada às instalações de transmissão licitadas é definida em leilões a partir de lances, limitados à receita máxima estabelecida pela ANEEL.

2.7. REGULAÇÃO DA QUALIDADE DO SERVIÇO DE TRANSMISSÃO

No modelo do SEB os segmentos de transmissão e distribuição são considerados monopólios naturais e conseqüentemente requerem regulação técnica e econômica (SILVA 2001).

A regulação técnica está associada aos aspectos de qualidade do fornecimento, qualidade dos serviços de transmissão e critérios de expansão dos segmentos de geração, transmissão e distribuição. A regulação econômica está associada ao controle dos preços de serviços da Transmissão e da Distribuição, ao controle dos preços para os consumidores cativos, à preservação do equilíbrio econômico-financeiro dos agentes e à mitigação da prática de poder de mercado e de subsídios cruzados (SILVA 2001).

As concessionárias de serviços públicos de transmissão de energia elétrica têm obrigação legal e contratual de atender a critérios estabelecidos sobre padrões de qualidade nos seus Contratos de Concessões, Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão, Procedimentos de Rede e nas Resoluções Normativas da ANEEL.

A ANEEL aplicou uma metodologia de avaliação do serviço prestado em todos os Editais dos Leilões de Transmissão, sendo inicialmente aplicada às instalações licitadas. Para as instalações pertencentes à Rede Básica existentes em 1999, a ANEEL emitiu a Resolução Normativa nº 270 de 26 de junho de 2007.

Com esta Resolução a ANEEL passou a utilizar um mecanismo para incentivar as Transmissoras a prestar um serviço de melhor qualidade ao Sistema Interligado Nacional (SIN). Assim, uma forma efetiva para regular a qualidade do serviço de transmissão é a que vincula a receita auferida à disponibilidade plena das instalações e à capacidade operativa.

A regulação por incentivo consiste na criação de um sinal econômico a fim de maximizar a disponibilidade do serviço de transmissão (ANEEL).

Nos anexos de cada CPST das concessionárias de transmissão constam as instalações de transmissão com seus respectivos Pagamentos Base, que equivalem ao duodécimo de sua RAP. O Pagamento Base refere-se à disponibilização plena da própria instalação, estando sujeito a desconto, em base mensal, decorrente do serviço não prestado. O referido desconto é definido como Parcela Variável (PV). Assim a redução mensal do Pagamento Base está associada à duração efetiva dos desligamentos programados e outros desligamentos das FT, bem como de restrições operativas, cancelamentos de intervenções programadas e atrasos de obras.

A Resolução Normativa ANEEL nº 270/2007 estabeleceu cinco tipos de PV que podem gerar desconto na receita da transmissora.

- PVI – Parcela Variável por Indisponibilidade da Função Transmissão;
 - PVRO – Parcela Variável por Restrição Operativa da Função Transmissão;
 - PVICI - Parcela variável por cancelamento de intervenções aprovadas;
 - PVAR – Parcela variável por atraso de entrada em operação de nova FT;
 - PVR – Parcela Variável por utilização de equipamento Reserva.
-

Durante os oito anos de apuração das indisponibilidades das FTs pertencentes à Copel GeT, conforme os critérios da Resolução Normativa da ANEEL n° 270/2007, verifica-se que a Parcela Variável por Indisponibilidade é o tipo de PV que tem um impacto maior nos descontos da receita da transmissão, conforme figura 4.

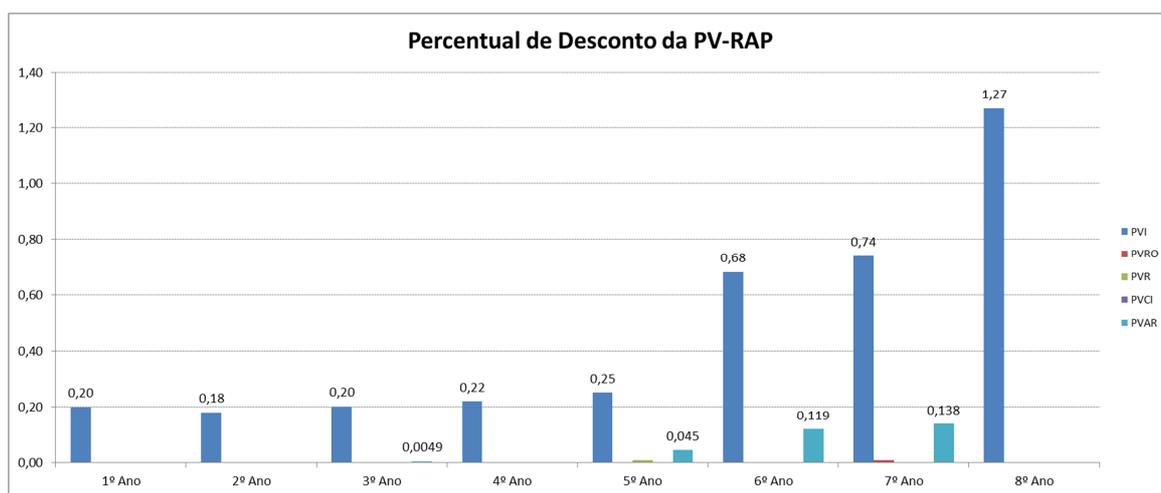


Figura 4 – Percentual da participação dos tipos de PV

Assim sendo, neste trabalho faz-se uma análise regulatória associada à perda de receita da transmissora, focando na PVI que é o tipo de PV que gera o maior desconto da receita da transmissão da Copel GeT.

A PVI está associada aos Desligamentos Programados ou Outros Desligamentos das Funções de Transmissão da Rede Básica.

A Figura 5 representa o percentual do desconto da PVI, devido à indisponibilidade das FTs, frente à RAP da Concessão da Copel GeT. Até o quinto ano de vigência da regulamentação, a dedução do Pagamento Base referente às indisponibilidades de Outros Desligamentos era muito maior quando comparada com Desligamentos Programados. Neste período existia o Padrão de Duração de Desligamentos Programados, cuja utilização já era prática consolidada para a realização de manutenções preventivas e corretivas nos ativos pertencentes à Copel GeT.

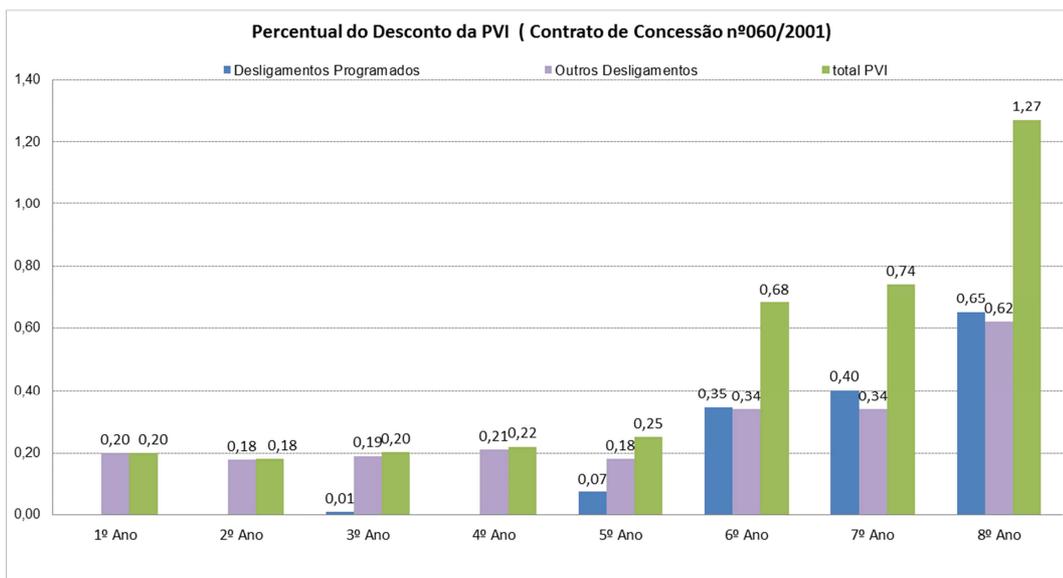


Figura 5 – Percentual do desconto da PVI na RAP

Analisando o percentual de desconto da PV em relação à RAP, observa-se que no 6º ano de vigência da Resolução Normativa da ANEEL nº 270/2007 houve um acréscimo do percentual de desconto associado aos desligamentos programados devido à extinção dos padrões de duração de desligamentos conforme a Resolução Normativa da ANEEL nº 512, de 30 de outubro de 2012.

2.8. SÍNTESE

O capítulo 2 apresentou a reestruturação do modelo do SEB, que propiciou a competição nos setores de geração e comercialização de energia elétrica. Os setores de distribuição e transmissão de energia elétrica, por serem considerados monopólios naturais, têm seus serviços técnica e economicamente regulados.

A ANEEL, com o objetivo de utilizar um mecanismo para incentivar as Transmissoras, a prestar um serviço de melhor qualidade, e associar a disponibilidade das instalações de transmissão à receita, estabeleceu requisitos de qualidade nos Editais dos Leilões de Transmissão e na Resolução Normativa ANEEL nº 270/2007. Desta forma, tanto as concessões cujas outorgas foram obtidas por processo licitatório quanto as instalações

pertencentes à Rede Básica existentes em 1999 possuem uma metodologia que avalia a qualidade do serviço de transmissão por meio da disponibilidade das instalações de transmissão da Rede Básica.

A Resolução Normativa ANEEL nº 270/2007 estabeleceu cinco tipos de descontos aplicáveis às concessionárias de transmissão, porém pela análise do histórico observa-se que a PVI é a responsável pelo maior desconto na receita da transmissão da Copel GeT. No próximo capítulo, é detalhada a metodologia de cálculo da PVI que é baseada nas durações de Desligamentos Programados e dos Outros Desligamentos das FTs pertencentes à Rede Básica.

3. REGULAMENTAÇÃO DA PARCELA VARIÁVEL

3.1. INTRODUÇÃO

Este capítulo busca apresentar algumas informações referentes à metodologia da Parcela Variável por Indisponibilidade, descrevendo os critérios de apuração das indisponibilidades segundo a Resolução Normativa ANEEL nº 270/2007, sendo que o texto é baseado no submódulo 15.6 dos Procedimentos de Rede do ONS.

3.2. DESLIGAMENTO DE UMA FUNÇÃO TRANSMISSÃO

Os desligamentos responsáveis pela indisponibilidade de uma FT são:

- Desligamentos Programados: indisponibilidade de uma FT, programada antecipadamente em conformidade com o estabelecido nos Procedimentos de Rede.
- Outros Desligamentos: qualquer indisponibilidade de uma FT não considerada como Desligamento Programado como aqueles em que a solicitação ao ONS é feita com antecedência inferior a 24 horas com relação ao horário do desligamento, ou intervenções efetuadas em equipamentos ou instalações, com o objetivo de corrigir falha que tenha ocasionado seu desligamento intempestivo, automático ou manual.

3.3. PADRÕES DE DURAÇÃO E FREQUÊNCIA DE DESLIGAMENTOS

Na Resolução Normativa ANEEL nº 270/2007 foram definidos Padrões de Duração de Desligamentos, para Desligamentos Programados e Outros Desligamentos, e fatores multiplicadores da duração destes desligamentos, os quais são apresentados na Tabela 2 e utilizados nos cálculos da PVI. Os fatores foram estipulados com base nos tipos e nas

características das FT, definidos de forma que resultem valores de descontos da receita que não interfiram no equilíbrio econômico-financeiro dos Contratos de Concessão e, ao mesmo tempo, estimulem a redução de desligamentos devido a falhas.

Em 11 de setembro de 2012 foi divulgada pelo Governo Federal a Medida Provisória nº 579, convertida na Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, que previa que a partir de 12 de setembro de 2012, as concessões de transmissão de energia elétrica alcançadas pelo § 5º do art. 17 da Lei nº 9.074, de 1995, poderiam ser prorrogadas, a critério do poder concedente, uma única vez, pelo prazo de até 30 (trinta) anos, desde que aceitas condições como a redução da RAP dos ativos já amortizados, dentre outras.

Em complemento a esta medida, foi extinto o Padrão de Duração de Desligamentos para estas funções cujas concessões foram renovadas, conforme Resolução Normativa da ANEEL nº 512, de 30 de outubro de 2012.

Os fatores são k_o , para Outros Desligamentos, e k_p para os Desligamentos Programados. Como incentivo à manutenção programada o fator k_p é 15 vezes menor que o fator k_o . Para indisponibilidades não programadas, com duração superior a cinco horas, o fator multiplicador k_o será equiparado para o valor de k_p , com a finalidade de minimizar a perda de receita. A ANEEL considerou que uma indisponibilidade nesta situação normalmente tem origem em uma falha de grande porte e complexidade, necessitando maior tempo para o restabelecimento.

A ANEEL também estabeleceu na Resolução Normativa ANEEL nº 270/2007 um Padrão de Frequência de Outros Desligamentos, conforme Tabela 2. Quando o número de Outros Desligamentos de uma FT ultrapassar o correspondente Padrão de Frequência de Outros Desligamentos, no período de doze meses anteriores ao da ocorrência, incluindo este, poderá ser caracterizado o descumprimento das disposições regulamentares relativas ao nível de qualidade dos serviços de energia elétrica, podendo haver penalização com base na Resolução Normativa ANEEL nº 63/2004.

Os fatores multiplicadores para Outros Desligamentos (k_o) e Desligamentos Programados (k_p) aplicados às instalações de transmissão decorrentes de licitação, são desde 1999, respectivamente 150 e 10. Os referidos fatores constaram nos Editais de Transmissão.

Um caso especial de utilização do fator multiplicador de desligamentos: para as situações onde for caracterizado desligamento de urgência, não programado, este será considerado como Outros Desligamentos com ($k_o=50$). Neste caso a duração será descontada do Padrão de Duração de Outros Desligamentos e contabilizado um desligamento para o cômputo anual da frequência de Outros Desligamentos, ou seja, é como se tivesse havido um desligamento automático.

Tabela 2 – Padrões e Fatores Multiplicadores estabelecidos na ReN nº 270/2007

Função Transmissão	Familia de Equipamento	Padrão de Duração de Desligamento		Padrão de Freqüência de Outros Desligamentos (desl./ano)	Fator K_o		Fator K_p		
		Programado (hora/ano)	Outros (hora/ano)		Ano 1	Ano 2	Ano 1	Ano 2	
LT	$\leq 5\text{km}^{(*)}$	26,0	0,5	1	100	150	6,67	10	
	$>5\text{km e } \leq 50\text{Km}^{(*)}$	26,0	1,4	1					
	$>50\text{km} - 230\text{kV}$	21,0	2,5	4					
	345kV	21,0	1,5	3					
	440kV	38,0	2,8	3					
	500kV	38,0	2,3	4					
	750kV	38,0	2,3	4					
	Cabo Isolado ^(*)	54,0	22,0	-	50	50	2,5	2,5	
TR	$\leq 345\text{kV}$	21,0	2,0	1	100	150	6,67	10	
	$>345\text{kV}$	27,0	2,0	1					
CR	REA	$\leq 345\text{kV}$	58,0	2,0	1	100	150	6,67	10
		$>345\text{kV}$	26,0	2,0	1				
	CRE	(*)	73,0	34,0	3	100	150	5,0	7,5
	CSI	(*)	666,0	17,0	3	50	50	2,5	2,5
	BC	(*)	46,0	3,0	3	50	100	2,5	5,0
	CSE	(*)	20,0	6,0	3	100	150	5,0	7,5

(*) Qualquer nível de tensão de uso na Rede Básica.

(**) Período de 666 horas em 2 anos.

3.4. EQUAÇÃO DO DESCONTO DA PARCELA VARIÁVEL

O desconto da PVI é aplicado quando a soma das durações dos desligamentos de uma FT, apuradas no período contínuo de doze meses anteriores ao da ocorrência, incluindo este, ultrapassa os valores estabelecidos no Padrão de Duração de Desligamento, apresentados na Tabela 2.

O cálculo do desconto de PVI para cada Função de Transmissão da Rede Básica em um determinado mês é o seguinte:

$$PVI = \frac{PB}{24 \times 60 \times D} Kp \times \left(\sum_{i=1}^{NP} DVDP_i \right) + \frac{PB}{24 \times 60 \times D} Ko \times \left(\sum_{i=1}^{NO} DVOP_i \right)$$

Em que:

PVI (R\$): Parcela Variável por Indisponibilidade;

PB (R\$): Pagamento Base mensal da Função Transmissão;

1440: 60 minutos x 24 horas (número de minutos em um dia);

D: número de dias do mês em que ocorreu o desligamento;

DVDP_i: Duração em minutos, do Desligamento Programado *i* ocorrido durante o mês;

NP: número de Desligamentos Programados;

DVOP_i: Duração em minutos, de Outros Desligamentos *i* ocorrido durante o mês;

NO: número de Outros Desligamentos;

Kp: Fator multiplicador para Desligamento Programado;

Ko: Fator multiplicador para Outros Desligamentos.

Para um evento de Outros Desligamentos, após 300 minutos (5 horas) este se torna um evento de Desligamento Programado sendo utilizado a partir do minuto subsequente o fator *Kp* do ano em vigor.

3.5. DESLIGAMENTOS ISENTOS DO DESCONTO DA PVI

3.5.1. Desligamentos Programados

Conforme a necessidade do desligamento, este pode ser isento de desconto de PVI, quando se enquadrar em alguma das situações a seguir (entre outras):

- Desligamento para implantação de obras nas instalações de Transmissão;
- Desligamento com duração igual ou inferior a 1 minuto;
- Desligamento por solicitação do ONS ou do Agente, por motivo de segurança de terceiros, ou para realização de serviços de utilidade pública, ou para realização de obras de utilidade pública;
- Desligamento para implantação de projetos de pesquisa e desenvolvimento (P&D) aprovado pela ANEEL;
- Desligamento por solicitação do ONS ou do órgão regulador, para realização de trabalhos de interesse sistêmico;
- Desligamento por Caso Fortuito ou de Força Maior conforme definido na forma da lei – Código Civil.

3.5.2. Outros Desligamentos

Conforme a caracterização da ocorrência, o desligamento não programado pode ser isento de PVI, quando se enquadrar em alguma das situações a seguir:

- Desligamento automático, por causa interna, devido à queimada em vegetação pertencente à Área de Preservação Permanente, ou em áreas onde o desmatamento não foi autorizado por órgão ambiental, desde que o Agente comprove que tomou todas as medidas cabíveis de sua responsabilidade;
-

- Desligamento, por atuação de Esquemas Especiais de Proteção ou por motivos sistêmicos, excetuados os casos de atuação indevida da proteção e/ou da operação do próprio agente de transmissão. A FT após o desligamento deve estar apta a ser reenergizada;

- Desligamento automático, por causa externa à FT, com retorno à operação;

- Desligamento devido a caso fortuito ou força maior ou de situações de sabotagem, terrorismo, calamidade pública, de emergência ou por motivo de segurança de terceiros, que interfiram na prestação do serviço;

- Desligamento em decorrência de atuação indevida do ONS;

- Desligamento devido a contingência em outra FT, desde que, após o desligamento, a FT esteja apta a ser energizada.

3.6. DESLIGAMENTOS PASSÍVEIS DO DESCONTO DA PVI

3.6.1. Desligamentos Programados

Os desligamentos programados classificados a seguir são passíveis de desconto de PVI:

- Desligamento solicitado pelo Agente ao ONS para realização de manutenção com intervenção de natureza corretiva ou preventiva;

- Desligamento para intervenção do tipo manutenção corretiva especial, com desligamento de equipamentos que impliquem corte de carga em regime normal;

- Desligamento de LT devido a tiro em cadeia de isoladores. A utilização desta classificação implica, em uma franquia, para efeito de não consideração no cálculo das parcelas variáveis, de até 8 (oito) horas para que seja feita a troca por isoladores poliméricos.

3.6.2. Outros Desligamentos

Os desligamentos não programados, quando classificados conforme situações a seguir, acarretam em desconto de PVI:

- Desligamento automático, por causa externa à função, sem retorno da FT à operação, nos termos dos procedimentos constantes das Instruções de Operação de Recomposição da instalação ou equipamento;
- Desligamento automático, por causa interna à FT com duração superior ao tempo mínimo definido pela ANEEL. Nesta classificação enquadram-se os desligamentos devido a defeito no equipamento principal ou em outros componentes que façam parte da FT, condições atmosféricas desfavoráveis e queimadas;
- Desligamento automático, por atuação indevida da proteção, em virtude de causa externa à FT;
- Desligamento automático, devido a erro de operação do Agente de Transmissão. Nesta classificação enquadram-se os casos de desligamentos devido a falhas humanas (desligamentos acidentais), decorrentes de ações executadas por operadores (remota ou localmente), equipes de manutenção ou outras ações humanas que resultem em desligamentos de equipamento ou instalação.

3.7. LIMITES PARA APLICAÇÃO DO DESCONTO DA PARCELA VARIÁVEL

A aplicação do desconto das parcelas variáveis tem os seguintes limites:

- (a) O desconto referente à soma dos valores da PVI e PVRO de cada FT, dentro do mês de apuração, estará limitado a 50% (cinquenta por cento) do valor do Pagamento Base da FT, deslocando-se para o (s) mês (es) subsequente(s) o saldo que restar;
-

(b) O desconto referido no item anterior, para o período contínuo de doze meses anteriores ao da apuração, incluindo este, estará limitado a 25% (vinte e cinco por cento) do somatório dos Pagamentos Base da FT no mesmo período;

(c) O desconto referente aos valores das PVI e das PVRO de todas as FT de uma concessão, no período de que trata o item “b”, estará limitado a 12,5% (doze e meio por cento) do valor da RAP (Receita Anual Permitida) da concessão, correspondente ao mesmo período.

Alcançando-se um dos limites dos descontos definidos acima, a concessionária de transmissão estará sujeita à penalidade de multa, aplicada nos termos da Resolução Normativa nº 63 de 12 de maio de 2004, entre outras previstas na legislação e no contrato de concessão.

Os valores a serem descontados da receita mensal das concessionárias de transmissão serão abatidos dos encargos pagos pelos usuários do sistema de transmissão.

3.8. SÍNTESE

O capítulo 3 abordou a metodologia de cálculo da Parcela Variável por Indisponibilidade das FTs em função das indisponibilidades programadas e não programadas. As indisponibilidades programadas são relativas a obras de melhoria e ampliação do sistema de transmissão e ao programa de manutenção de instalações pertencentes à Rede Básica. Por sua vez, as indisponibilidades não programadas são devidas a falhas nas FT.

A ANEEL, com a implantação da metodologia da PVI, objetivou sinalizar a realização preferencial de manutenções preventivas. Há diferenças no fator de multiplicação para desligamentos programados sendo k_p igual a 10, e para desligamentos não programados, o fator k_o é igual a 150. Desta forma, ficou evidenciada que as indisponibilidades não programadas possuem um impacto maior na perda da receita devido ao fator multiplicador ser 15 vezes maior. Enquanto as indisponibilidades programadas têm como referência um planejamento de manutenção pertinente e adequadamente aplicado a cada tipo de equipamento da Transmissora, as indisponibilidades não programadas são dependentes de

fatores diversos, desde a Engenharia de concepção do Projeto até ocorrências de fenômenos naturais e ações ambientes diversas (MONTES 2004).

Buscou-se também expor os critérios para a apuração da PV, referente às indisponibilidades isentas e às passíveis dos descontos da PV.

Há algumas diferenças na metodologia de aplicação do desconto da receita para as instalações que foram licitadas e as existentes em 1999 ou autorizadas para esta mesma concessão após esta data. Para as concessões mais antigas a ANEEL estabeleceu padrões de duração de desligamentos, que é um valor de referência em horas/ano para cada tipo de Função de Transmissão de duração de desligamentos (Programados ou Outros Desligamentos), em um período contínuo móvel de 12 meses, sendo que há desconto da PV somente após a violação deste padrão. O Padrão de Frequência de Outros Desligamentos não existia no CPST, mas a partir da publicação da resolução, caso haja extrapolação deste padrão, o ONS deverá informar a ANEEL, a fim de realizar fiscalização.

Em relação às transmissoras que tiveram suas concessões renovadas nos termos da Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012, posteriormente convertida na Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, o Padrão de Duração de desligamentos não tem mais validade. Em termos práticos, para concessões renovadas, todo desligamento programado para manutenção ou intempestivo é passível de desconto de PVI.

4. REGULAMENTAÇÃO DA PARCELA VARIÁVEL REN nº 729/2016

4.1. INTRODUÇÃO

Neste capítulo serão apresentadas as alterações nos critérios referentes à metodologia da Parcela Variável por Indisponibilidade, impostas pela Resolução Normativa ANEEL nº 729/2016, sendo que o texto é baseado no submódulo 15.6 dos Procedimentos de Rede do ONS.

A Audiência Pública nº 27/2014 foi instaurada pela ANEEL com a finalidade de colher subsídios dos agentes do setor para aprimorar a Resolução Normativa ANEEL nº 270/2007.

4.2. EQUAÇÃO DO DESCONTO DA PARCELA VARIÁVEL

No novo regulamento foi alterada a fórmula do cálculo do desconto de PVI para cada Função de Transmissão da Rede Básica.

$$PVI = \frac{PB}{24 \times 60 \times D} \times \left(Kp \times \sum_{i=1}^{NP} PADP_i + \sum_{j=1}^{NO} (Ko_j \times PAOD_j) \right)$$

Em que:

PVI (R\$): Parcela Variável por Indisponibilidade;

PB (R\$): Pagamento Base da FT relativo ao mês de início da ocorrência do evento;

D: número de dias do mês da ocorrência;

24x60xD: número de minutos no mês da ocorrência;

PADP_i: Período Associado a Desligamento Programado *i*, em minutos;

PAOD_j: Período Associado a Outro Desligamento *j*, em minutos;

NP: número de Desligamentos Programados da FT ocorrido ao longo do mês;

NO: número de Outros Desligamentos da FT ocorrido ao longo do mês;

Kp: Fator multiplicador para Desligamento Programado;

Ko: Fator multiplicador para Outros Desligamentos, sendo que esse fator será reduzido para *kp* após o 300º minuto.

Para um evento de Outros Desligamentos, após 300 minutos (5 horas) este se torna um evento de Desligamento Programado sendo utilizado a partir do minuto subsequente o fator *Kp* do ano em vigor.

4.3. DESLIGAMENTOS ISENTOS DO DESCONTO DA PVI

4.3.1. Desligamentos Programados

Conforme a necessidade do desligamento, este pode ser isento de desconto de PVI, quando se enquadrar em alguma das situações a seguir (entre outras). As alterações decorrentes da REN nº 729/2016 estão em destaque:

- Desligamento para implantação de obras nas instalações de Transmissão. Caso haja atraso no final da programação, haverá desconto da PVI referente ao período do atraso utilizando-se o fator *kp* multiplicado por 1,5 (um e meio) nos primeiros 30 minutos de atraso e o fator *kp* multiplicado por 5 (cinco) no período subsequente. O atraso poderá ser isento do desconto da PVI caso haja comprovação de que o atraso foi decorrente de ações de responsabilidade de outro agente de operação.

- Desligamento com duração *inferior* a 1 minuto;

- Desligamento por solicitação do ONS ou do Agente, por motivo de segurança de terceiros, ou para realização de serviços de utilidade pública, ou para realização de obras de utilidade pública *ou por necessidade de outro agente*:

- Desligamento para implantação de projetos de pesquisa e desenvolvimento cadastrado na ANEEL *e em execução*;

- Desligamento em aproveitamento: caso a intervenção principal retorne à operação antes do período programado ou reprogramado e o aproveitamento continue indisponível, *a*

indisponibilidade da FT no restante do período correspondente ao aproveitamento será tratada como Desligamento Programado.



Figura 6 – Novo tratamento para desligamento em aproveitamento

- Isenção de PVI para manutenção cadastrada no SAM – Sistema de Acompanhamento da Manutenção

Por meio da Resolução Normativa ANEEL nº 669, de 2015, foram estabelecidos os requisitos mínimos de manutenção e o monitoramento da manutenção de instalações de transmissão de Rede Básica.

No regulamento foram elencadas as manutenções que deverão ser realizadas pelas concessionárias de transmissão conforme as periodicidades definidas e os seguintes períodos para realização de manutenção preventiva cadastrada em sistema de acompanhamento de manutenções do ONS:

- a) 20 (vinte) horas, por intervenção, a cada período completo de 3 (três) anos, para a FT - Transformação e para a FT - Controle de Reativo, exceto Compensador Síncrono;
- b) 20 (vinte) horas, por intervenção, a cada período completo de 6 (seis) anos, para a FT - Linha de Transmissão; e
- c) 1080 (mil e oitenta) horas, por intervenção, a cada período completo de 5 (cinco) anos, para Compensador Síncrono.

Observa-se que a ANEEL não definiu franquia para a FT-Módulo Geral. Desta forma, não há franquia para realização de manutenção preventiva cadastrada no SAM.

Considerando que o período contínuo foi proposto em função de levar em consideração o período noturno, e que a Resolução Normativa ANEEL nº 669, de 2015, estabelece que possam acontecer intervenções decorrentes, ou seja, a intervenção programada não seria necessariamente realizada de uma única vez, propõe-se a isenção de desconto para o período de até 20 horas por intervenção e aplicar a PVI utilizando o fator multiplicador $k_p = 1$ para o período superior a 20 e inferior ou igual a 30 horas.

O cadastro das atividades da segunda intervenção que tenha sido planejada em decorrência da primeira deve ser feito no sistema de acompanhamento de manutenções do ONS em até 30 dias após o término da manutenção originária.

Esta isenção do desconto da PVI tem o objetivo de incentivar o aumento da realização de manutenção preventiva de forma a reduzir a ocorrência de desligamentos intempestivos no sistema de transmissão, enquanto que o $k_p=1$ para às 10 horas que excedem às 20 horas ($k_p=0$) consiste de incentivo para que as empresas continuem aprimorando as técnicas de manutenção com o objetivo de reduzir as indisponibilidades de serviço.

4.3.2. Outros Desligamentos

Conforme a caracterização da ocorrência, o desligamento não programado pode ser isento de PVI, quando se enquadrar em alguma das situações a seguir (entre outras). As alterações decorrentes da REN nº 729/2016 estão em destaque:

- Desligamento automático, por causa interna, devido à queimada, desde que o Agente comprove que tomou todas as medidas cabíveis de sua responsabilidade, *por meio de relatório técnico*;
 - Desligamento automático, por causa interna à FT – LT com religamento automático, *desativado ou não instalado, por solicitação do ONS*;
 - Desligamento automático por causa externa, devido a contingência em outra instalação, sob responsabilidade de terceiro, *com ajuste e atuação corretos da proteção, e desde que, após o desligamento, a FT seja disponibilizada pelo agente ao ONS em tempo inferior a 05 (cinco) minutos após o desligamento*;
-

- Desligamento por atuação correta de Sistema Especial de Proteção, *desde que, após o desligamento, a FT seja disponibilizada pelo agente ao ONS em tempo inferior a 05 (cinco) minutos após o desligamento.*

- Isenção das limitações técnicas após desligamentos automáticos ou programados para religamento da FT compensador síncrono e compensação série. Alteração referente ao regulamento antigo: havia isenção para limitações técnicas após desligamentos automáticos, desde que fossem previamente informadas e constantes nos Cadastros de Informações Operacionais, com a comprovação do agente do correto dimensionamento e atuação da proteção. Havia limitação técnica para Banco de Capacitores, disjuntores e compensador estático. Estas funções também apresentam limitação técnica para religamento, que é considerada pela necessidade de descarregamento das unidades capacitivas ou filtros que compõe esses equipamentos.

4.4. DESLIGAMENTOS PASSÍVEIS DO DESCONTO DA PVI

4.4.1. Desligamentos Programados

- **Duração utilizada no cálculo do desconto de PVI em desligamento programado.**

Na Resolução Normativa nº 270/2007 a duração utilizada no cálculo do desconto de PVI em desligamento programado era a duração verificada, ou seja, o período que efetivamente a FT ficou indisponível ao SIN.

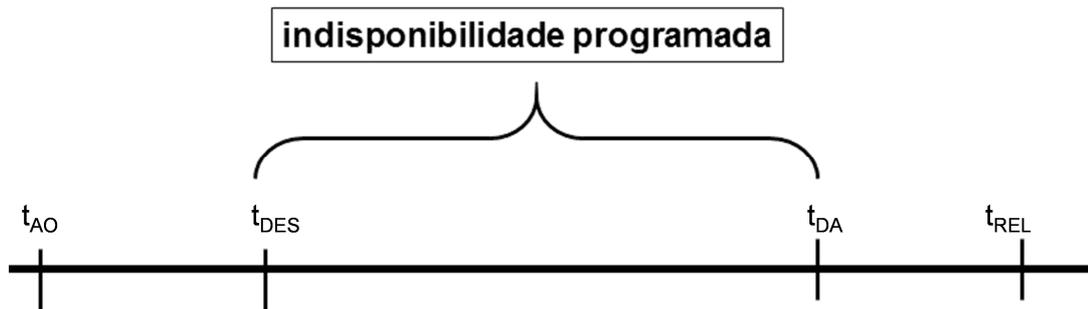


Figura 7 – Duração verificada do desligamento

Em que:

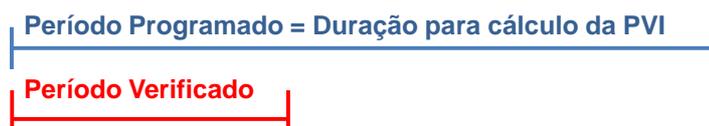
t_{AO}: Autorização pelo ONS. Data e hora em que o ONS autoriza o Agente para que o mesmo efetue as manobras de desligamento da FT;

t_{DES}: Desligamento efetivo. Data e hora de desligamento da FT;

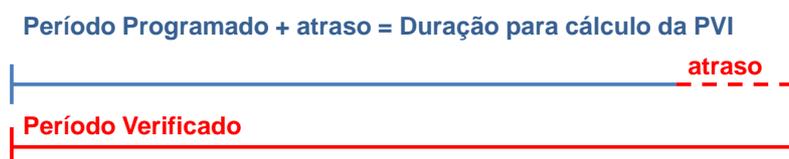
t_{DA}: Disponibilização pelo Agente. Data e hora em que o Agente comunica a disponibilização da FT ao ONS, por contato telefônico, após a conclusão de todas as verificações e manobras de sua responsabilidade;

t_{REL}: Religamento efetivo. Data e hora em que a FT é reintegrada ao sistema elétrico.

No novo regulamento, foi alterada a duração utilizada no cálculo do desconto de PVI em desligamento programado que deve ser considerada a duração da intervenção programada.



No caso de ocorrer atraso do período programado para o cálculo da PV será considerada a duração programada e o atraso.



A ANEEL, por meio do Despacho nº 3.301/2016, recomendou a reavaliação da duração do desligamento programado para aplicação do art. 8º da REN nº 729/2016. Desta

forma, a ANEEL está reavaliando qual será a duração utilizada no cálculo do desconto de PVI em desligamento programado – se será o período programado ou o período verificado.

O objetivo desta alteração, conforme a Nota Técnica nº 51/2016-SRT/ANEEL, segue:

A regra foi assim estabelecida para incentivar o planejamento otimizado, uma vez que o ONS toma as medidas operativas considerando a duração do desligamento programado, e não a duração real do desligamento.

- **Atraso no final do desligamento programado.**

Na Resolução Normativa ANEEL nº 270/2007 o atraso no final do desligamento programado era classificado como desligamento programado e a duração multiplicada pelo fator 1,5 para efeito de desconto da PVI.

Na Resolução Normativa ANEEL nº 729/2016, este item foi alterado conforme artigo 8º:

§ 5º Quando, por responsabilidade da concessionária de transmissão, a duração do Desligamento Programado de uma FT for superior ao período estabelecido junto ao ONS, o período de atraso, após superado o correspondente Padrão de Duração de Desligamentos, será classificado como Outros Desligamentos, utilizando-se o fator K_p multiplicado por 1,5 (um e meio) nos primeiros 30 minutos de atraso e o fator K_p multiplicado por 5 (cinco) no período subsequente, sendo a duração real do desligamento considerada no cômputo dos Padrões de Duração de Desligamentos, e não devendo ser considerado no cômputo do Padrão de Frequência de Outros Desligamentos.

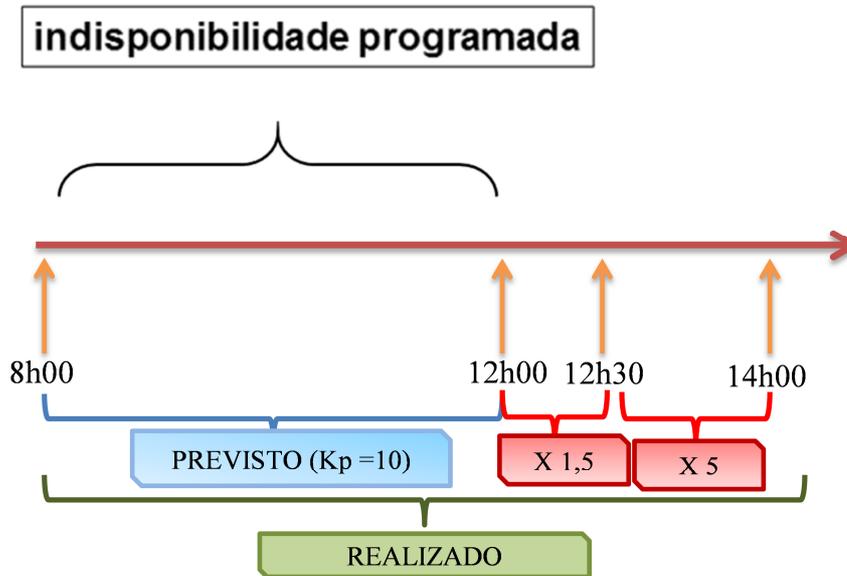


Figura 8 – Cálculo do atraso

O objetivo desta alteração é incentivar a redução dos atrasos dos desligamentos programados.

Analisando as duas alterações em conjunto: sendo considerada a duração programada para cálculo da PVI, há uma sinalização para que haja uma assertividade no período programado. No entanto, considerando o atraso, (ao qual os agentes estão sujeitos por fatores imprevisíveis) com um sinal econômico maior, poderá haver tendência a maximizar o tempo solicitado para as intervenções, como forma de absorver o impacto para o risco de possíveis problemas que levem às prorrogações das intervenções.

- **Energização de uma FT após disponibilização do agente de transmissão**

Se a disponibilização da FT pelo agente de transmissão ocorrer ainda dentro do período originalmente programado e a FT não retornar após a solicitação do ONS, neste caso será descontada a PVI com $k_p=10$ até o término do período programado e PVI com $k_o=150$ a partir do término do período programado. Não devendo ser considerado no cômputo do Padrão de Frequência de Outros Desligamentos.

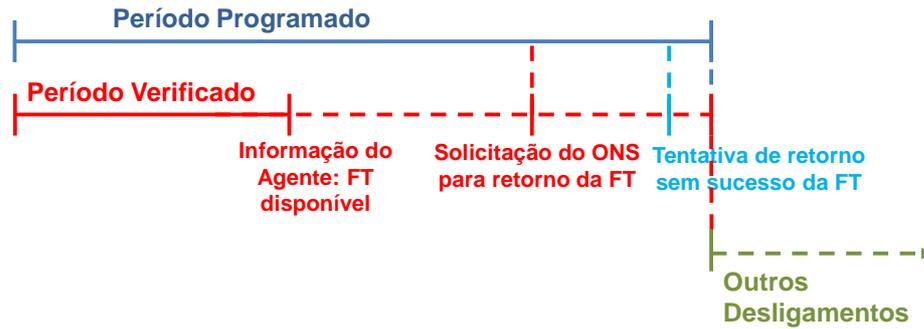


Figura 9 – Insucesso no retorno da FT

No regulamento antigo, se o agente disponibilizasse a FT ao ONS e, quando o ONS solicitasse o religamento, este demorasse mais de 4 minutos ou não ocorresse com sucesso, a FT era considerada indisponível desde o momento do desligamento, ou seja, a disponibilização da FT era desconsiderada. O período que ultrapassasse o período programado era considerado como atraso. Neste caso, o desconto da PVI era menor do que o considerado na Resolução Normativa ANEEL nº 729/2016.

4.4.2. Outros Desligamentos

Os desligamentos não programados, quando classificados conforme situações a seguir (entre outras), acarretam em desconto de PVI. As alterações decorrentes da REN nº 729/2016 estão em destaque:

- Desligamento automático, por causa interna à FT – LT com cabo isolado *por falha permanente ocorrida na FT contendo trechos em cabo diretamente enterrado ou submerso*;
- Desligamento durante a execução de serviço sem desligamento na própria FT. Alteração referente ao regulamento antigo: a ANEEL, visando incentivar as manutenções sem necessidade de desligamento de FT e, desta forma, aumentar a disponibilidade das instalações para o SIN, aprimorou o regulamento para no caso de ocorrer desligamento intempestivo durante a execução de manutenção em instalação energizada, esse desligamento ser classificado como Desligamento Programado com fator multiplicador igual a 10.

Na Resolução Normativa ANEEL nº 270/2007, caso ocorresse o desligamento na execução de manutenção em instalação energizada, esse desligamento era classificado como Outros Desligamentos com fator multiplicador $k_o=150$. Este fato fazia com que as concessionárias de transmissão optassem por realizar intervenção programada com desligamento da FT, classificado como Desligamento Programado (fator multiplicador 10).

Essa forma de apuração da indisponibilidade da FT é válida para todas as intervenções sem desligamento, independente de ser identificada com ou sem risco de desligamento. No entanto, deve seguir os seguintes critérios:

- O desligamento deve estar relacionado ao serviço que está sendo executado.
- A intervenção sem desligamento deve estar associada a equipamentos que compõe a FT em questão.
- O desligamento deve ter ocorrido durante o período programado da intervenção sem desligamento.

4.5. CRITÉRIOS ESPECIAIS

4.5.1. Módulo Geral – Artigo 17

Na Resolução Normativa ANEEL nº 270/2007 havia incidência do desconto da PV para a FT Módulo Geral quando a indisponibilidade desta FT causasse indisponibilidade de outra FT: Linha de Transmissão, Transformador, Reator, Banco de Capacitor.

No regulamento vigente foram inseridas algumas penalidades no caso de indisponibilidade para a FT Módulo Geral.

No caso do desligamento de equipamento que compõe a FT - Módulo Geral, que não cause indisponibilidade de todas as outras FT conectadas na mesma subestação, este acarretará a aplicação da PVI utilizando para o cálculo 50% do PB da FT – Módulo Geral.

Desta forma, haverá incidência do desconto para a manutenção em barramentos e disjuntores pertencentes à FT Módulo Geral.

4.5.2. Indisponibilidade parcial de FT – Artigo 18

O período de operação de uma FT com indisponibilidade de um dos seus terminais ou trechos, e com a energização do restante da FT estabelecida pelo ONS, acarretará a aplicação da PVI utilizando para o cálculo 50% do PB da referida FT.

Sempre que uma FT for energizada utilizando equipamentos complementares pertencentes à outra FT, será apurada a PVI referente a 50% do seu Pagamento Base.

No caso de energização de FT pelo Disjuntor central, em configuração disjuntor e meio, há desconto de 50%. No caso de energização de FT pelo disjuntor de transferência, em configuração barra principal e transferência, há desconto de 50%.

Conforme despacho da ANEEL nº 3.301/2016, a diretoria da agência reguladora decidiu suspender até 30 de junho de 2017, a aplicação do art. 18 da Resolução Normativa ANEEL nº 729, de 28 de junho de 2016, para avaliar o parâmetro regulatório estabelecido nesse artigo.

Após decisão, a aplicação do artigo 18 poderá ocorrer de maneira retroativa a partir da publicação da REN nº 729, ou seja, 1º de julho de 2016.

4.6. LIMITES PARA APLICAÇÃO DO DESCONTO DA PVI

Não houve alterações nos valores dos limites para aplicação do desconto da Parcela Variável. A alteração no novo regulamento é que, decorridos 30 dias consecutivos depois de atingido um dos limites definidos sem o retorno à operação da instalação ou sem a eliminação da restrição operativa temporária, o ONS irá apurar o evento e realizar a suspensão do Pagamento Base da referida FT considerando o período de indisponibilidade ou restrição operativa após atingido um dos limites referidos, exceto no caso de o evento ser classificado como caso fortuito ou força maior mediante análise do ONS de relatório enviado pela concessionária.

4.7. SÍNTESE

Com o objetivo de obter subsídios para a proposta de revisão da Resolução Normativa ANEEL nº 270/2007, que dispõe sobre a qualidade do serviço público de transmissão de energia elétrica associada à disponibilidade das instalações a ANEEL instaurou a Audiência Pública nº 27/2014.

Na Nota Técnica nº 026/2016-SRT/ANEEL foi apresentada a análise das contribuições recebidas por meio da Audiência Pública nº 27/2014, bem como a decisão e o posicionamento da ANEEL frente às contribuições dos agentes.

A Resolução Normativa nº 729 foi publicada no dia 28 de junho de 2016, porém as apurações das indisponibilidades das FTs ocorridas a partir de 01/07/2016 foram paralisadas devido às dificuldades de implementação por parte do ONS. Havia a necessidade de ajustes nos Procedimentos de Rede e nos sistemas do ONS: SATRA (Sistema de Apuração da Transmissão), AMSE (Apuração Mensal de Serviços e Encargos) e SGI (Sistema de Gestão das Intervenções).

O reinício das apurações das indisponibilidades das FT teve início em 01/01/2017, e ocorreu de forma retroativa a 01/07/2016: realização de 2 meses de apuração por mês. O ONS previu a normalização do processo de apuração para junho de 2017.

Por meio do Despacho nº 3.301/2016, a Superintendência de Regulação dos Serviços de Transmissão– SRT/ANEEL recomendou a reavaliação de alguns itens da REN nº 729/2016, entre eles a duração do desligamento programado para aplicação do Artigo 8º, e suspensão da aplicação do Artigo 18 para avaliação do parâmetro regulatório estabelecido nesse artigo.

5. AVALIAÇÃO DO IMPACTO DA REN nº 729/2016

O setor de transmissão, com a reestruturação do SEB, foi considerado um monopólio natural, tem sua remuneração baseada na disponibilidade das instalações de transmissão com receita (Receita Anual Permitida) estabelecida pelo Agente Regulador como contrapartida à prestação do serviço de transmissão.

A regulamentação de qualidade do serviço de transmissão prevê descontos da RAP das concessionárias de transmissão proporcionalmente à indisponibilidade verificada nos ativos de transmissão, sob o conceito de Parcela Variável. Desta forma, parte da receita da transmissão de energia elétrica é variável e depende da disponibilidade de suas instalações pertencentes à Rede Básica.

Com a previsão dos descontos na remuneração das concessionárias de transmissão, cumulada à fixação dos critérios de adequação do serviço, propiciou justamente o incentivo às empresas para garantir a qualidade e continuidade dos serviços de transmissão através de gestões voltadas a maximizar a disponibilidade das FT e evitar os desligamentos e seus consequentes impactos no SIN. Como apresentado no gráfico da Figura 1, a Resolução Normativa ANEEL nº 270, de 2007 estabeleceu um incentivo regulatório que resultou no aumento da taxa de disponibilidade, programadas e não programadas, das instalações de transmissão integrantes da Rede Básica com reflexos positivos na confiabilidade do fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais.

A época da publicação da norma e nos anos subsequentes, houve esforços dos agentes de transmissão para adequar seus procedimentos à nova regulamentação. Verificou-se que a imposição de descontos à Receita Anual Permitida trouxe impacto de extrema relevância nos procedimentos de Operação e Manutenção das concessionárias de transmissão. Com a reestruturação dos processos de Engenharia de Manutenção e dos procedimentos de Engenharia de Operação face à nova realidade estabelecida, além do investimento realizado em novas tecnologias de monitoração, diagnóstico de faltas, recursos de oscilografia de curta e longa duração, capacitação do pessoal, ferramental para serviços em equipamentos energizados, etc.

A Copel GeT adota medidas, na operação e manutenção de seus ativos, para diminuir o impacto do desconto da Parcela Variável na receita da Transmissão. Para as indisponibilidades programadas são realizadas ações como: manutenção em linha viva, planejamento e melhoria nos procedimentos de manutenção preventiva, treinamento das equipes de manutenção com a finalidade de otimizar os desligamentos por várias equipes e minimizar a duração de desligamentos programados reduzindo o desconto da receita associado a essas indisponibilidades que, por consequência, se tornam facilmente gerenciáveis.

Para as indisponibilidades não programadas algumas ações contribuem para a redução das frequências dos desligamentos, como: manutenção em linha viva; intensificação dos procedimentos de inspeção, limpeza de faixas de passagens das redes de transmissão, conscientização da população para diminuir o vandalismo em linhas de transmissão e adoção de ações preventivas visando evitar ocorrências provocadas por queimada na faixa de servidão. A redução na duração das indisponibilidades não programadas é obtida por meio de ações como: melhoria nos procedimentos de manutenção, inovação em diagnósticos, novas tecnologias, substituição de equipamentos, melhoria nos procedimentos de manutenção e treinamento das equipes (Silva 2001).

Ao longo da aplicação dos critérios introduzidos pela Resolução Normativa ANEEL nº 270 de 2007 a ANEEL detectou a necessidade de aprimoramento das regras estabelecidas. Com a finalidade de colher subsídios dos agentes do setor para aprimorar esta norma, a ANEEL instaurou a Audiência Pública nº 27 de 2014, que trouxe como resultado a publicação em 28 de junho de 2016 da Resolução Normativa ANEEL nº 729.

Este capítulo apresenta a análise do impacto regulatório, da nova regulamentação, na perda de receita da transmissão devido às indisponibilidades, programadas e não programadas nos equipamentos da Companhia Paranaense de Energia (Copel GeT) pertencentes à Rede Básica (RB), considerando o ciclo de 2015/2016, período de junho de 2015 a maio de 2016.

5.1. REGULAÇÃO POR INCENTIVO

No dia 03/06/2008 foram implantados os critérios de apuração da Resolução Normativa da ANEEL nº 270/2007 que estabeleceu as disposições relativas à qualidade do serviço público de transmissão de energia elétrica, associada à disponibilidade das instalações integrantes da Rede Básica. Com isso todas as Funções Transmissão integrantes de concessão, tanto decorrente de licitação como as existentes em 1999 ou autorizadas após esta data, ficaram sujeitas ao desconto da Parcela Variável.

Os objetivos principais deste regulamento foram: diminuir o número de desligamentos não programados e incentivar a redução nos tempos de indisponibilidades dos desligamentos programados.

A ANEEL por meio da Audiência Pública nº 76/2012 propôs a revisão do artigo 3º da Resolução Normativa ANEEL nº 270/2007 com a inclusão do parágrafo 3º no artigo 3º para uniformizar o tratamento dado aos concessionários decorrentes de licitação com os que celebrarem o termo aditivo de prorrogação de concessão nos termos previstos na Medida Provisória nº 579, de 2012. Desta forma, a partir de janeiro de 2013 com a prorrogação das concessões de transmissão, ficou extinto o Padrão de Duração de Desligamentos (“franquias”) tanto para Desligamentos Programados quanto para Outros Desligamentos, bem como o Adicional de RAP por bom desempenho. Com esta revisão da Resolução Normativa ANEEL nº 270/2007 houve um incremento do desconto da RAP decorrente da extinção dos padrões anuais de duração (“franquias”) e do Adicional à RAP das concessões a serem prorrogadas, conforme demonstrado no gráfico da figura 1.

5.2. DESCONTOS DA PARCELA VARIÁVEL

A Parcela Variável é aplicada às transmissoras quando uma Função Transmissão estiver indisponível ou com restrição operativa. Considera-se que uma FT está indisponível quando estiver fora de operação por motivo de Desligamentos Programados ou de Outros Desligamentos ou por atraso na data de entrada em operação.

O gráfico da figura 2.3 representa o perfil do desconto da receita da transmissão da Copel GeT associado à Parcela Variável. Nota-se que a Parcela Variável por Indisponibilidade praticamente representa o perfil de desconto da RAP associado à Parcela Variável.

A Parcela Variável por Indisponibilidade é o tipo de PV que gera o maior desconto da receita da transmissão da Copel GeT e está associada aos Desligamentos Programados ou Outros Desligamentos das Funções de Transmissão da Rede Básica.

Neste contexto, são considerados Desligamentos Programados os realizados para execução de manutenções e para implementação de reforços e melhorias. Os desligamentos classificados como “Outros” são os considerados intempestivos decorrentes de falhas nos equipamentos, distúrbios do sistema ou eventos não relacionados diretamente aos equipamentos desligados.

Assim sendo, neste trabalho faz-se uma análise das mudanças regulatórias relativas à qualidade do serviço público de transmissão de energia elétrica, refletindo à disponibilidade das instalações da Copel GeT, integrantes da Rede Básica, associada à perda de receita da transmissora.

5.3. ANÁLISES DAS ALTERAÇÕES DO REGULAMENTO

O desconto da PVI é o que representa maior impacto no desconto da RAP associada à PV da Copel GeT. Desta forma, serão analisadas as alterações no novo regulamento relacionadas à PVI.

No gráfico da figura 5 observa-se que no oitavo ciclo o percentual do desconto da PVI referente à RAP da Copel GeT foi de 1,27%, sendo 0,65% associado a indisponibilidade programadas, Desligamentos Programados, e 0,62% associado a indisponibilidade não programadas, Outros Desligamentos. Este valor de percentual de desconto referente à RAP foi obtido conforme os critérios estabelecidos na Resolução Normativa ANEEL nº 270 de 2007.

5.3.1 Desligamentos Programados

Analisando as principais alterações nos critérios referentes à metodologia da Parcela Variável por Indisponibilidade com a publicação da Resolução Normativa ANEEL nº 729/2016 para Desligamentos Programados.

- Duração utilizada no cálculo do desconto de PVI em desligamento programado.

A ANEEL está reavaliando qual será a duração utilizada no cálculo do desconto de PVI em desligamento programado se será o período programado ou o período verificado. O período programado é aquele período informado pelo agente de transmissão no momento da solicitação da intervenção programada ao ONS e o período verificado é aquele em que efetivamente a FT ficou indisponível para a operação do SIN.

A previsão de tempo de desligamento é definida baseada em indicações de teste, medições e experiências anteriores, sendo que a condição real somente poderá ser conhecida após desmontagem do equipamento. Durante a manutenção pode-se concluir que não será necessário o tempo total previsto, por motivo de otimização do tempo de desligamento ou mesmo por impossibilidade de solução do problema no tempo inicialmente previsto. Desta forma, o sinal regulatório não está incentivado as transmissoras a disponibilizarem suas funções caso terminem a manutenção antes do prazo, pelo contrário, que permaneçam com seus equipamentos fora de serviço, até o fim do tempo programado, pois o desconto de PVI será o mesmo.

Analisando o impacto no desconto da RAP quando se utiliza a duração programada para o cálculo do valor do desconto da PVI observa-se que há um aumento de 20% no desconto da PVI associada à indisponibilidade programada, conforme demonstrado na figura abaixo.

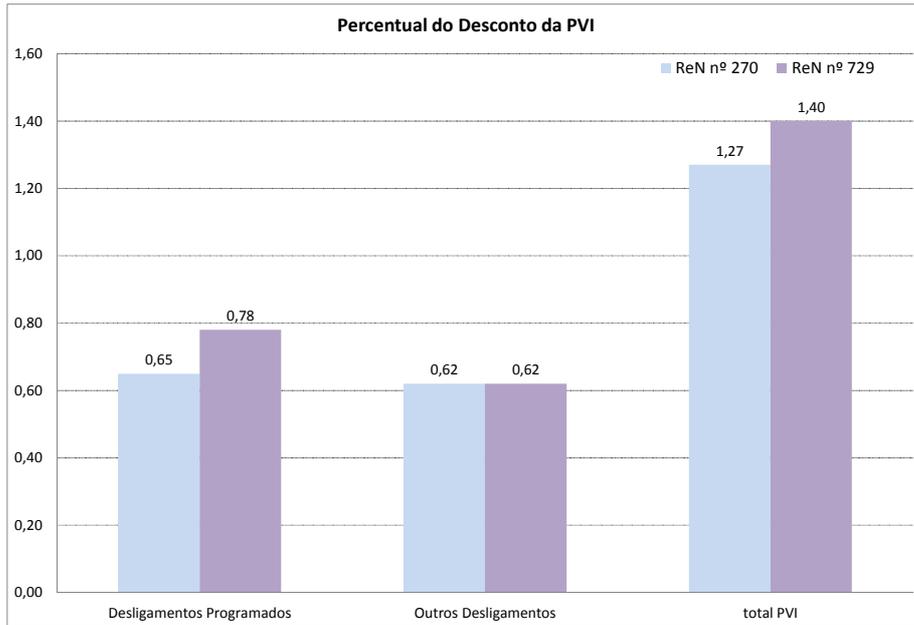


Figura 10 – Percentual do desconto da PVI na RAP considerando a duração programada

- **Atraso no final do desligamento programado.**

Na nova regulamentação houve alteração no desconto da PVI para os atrasos no final da intervenção programada, conforme o artigo 8º quando a duração do Desligamento Programado de uma FT for superior ao período estabelecido junto ao ONS, o período de atraso, será classificado como Outros Desligamentos, utilizando-se o fator kp multiplicado por 1,5 (um e meio) nos primeiros 30 minutos de atraso e o fator kp multiplicado por 5 (cinco) no período subsequente.

Analisando o impacto no desconto da RAP quando há atrasos com duração maiores que 30 minutos, no final das intervenções programadas observa-se que houve um acréscimo de 25% no desconto da PVI associada à indisponibilidade programada, conforme demonstrado na figura abaixo.

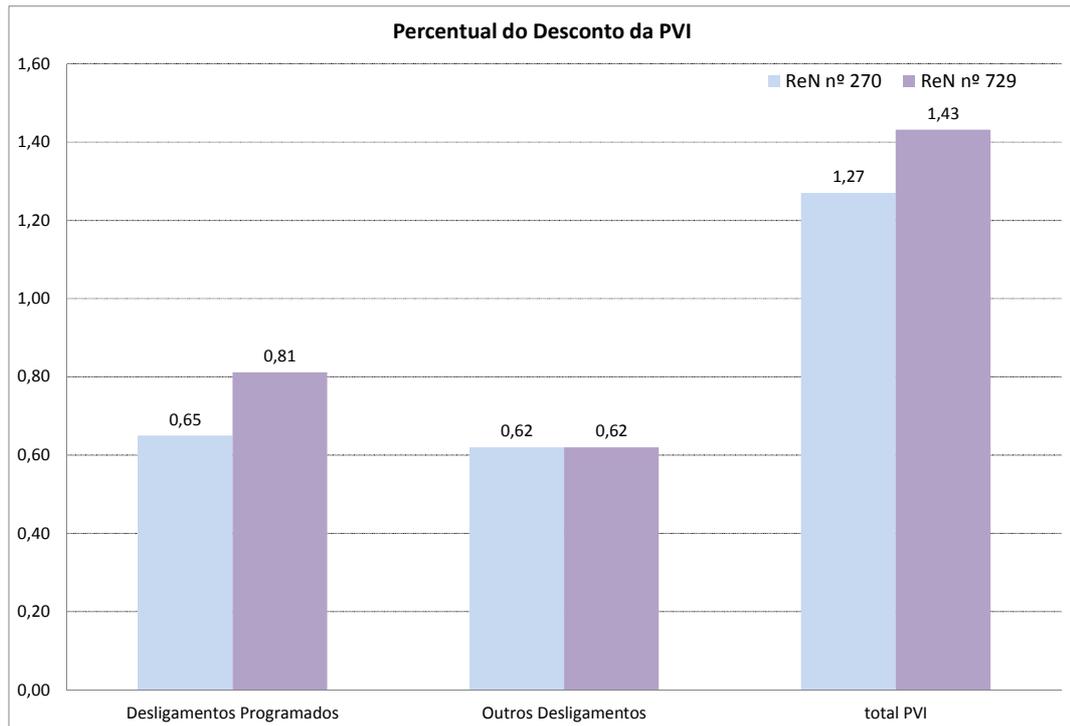


Figura 11 – Percentual do desconto da PVI na RAP considerando o atraso no final do desligamento programado

- **Isenção de PVI para manutenção cadastrada no SAM**

A ANEEL com o objetivo de incentivar o aumento da realização de manutenção preventiva de forma a reduzir às ocorrências de desligamentos intempestivos no sistema de transmissão propiciou a isenção do desconto da PVI para as manutenções constantes nos requisitos mínimos de manutenção.

Analisando o impacto no desconto da RAP em que há isenção para as manutenções constantes nos requisitos mínimos de manutenção observa-se que houve um decréscimo de 35% no desconto da PVI associada à indisponibilidade programada, conforme demonstrado na figura 12.

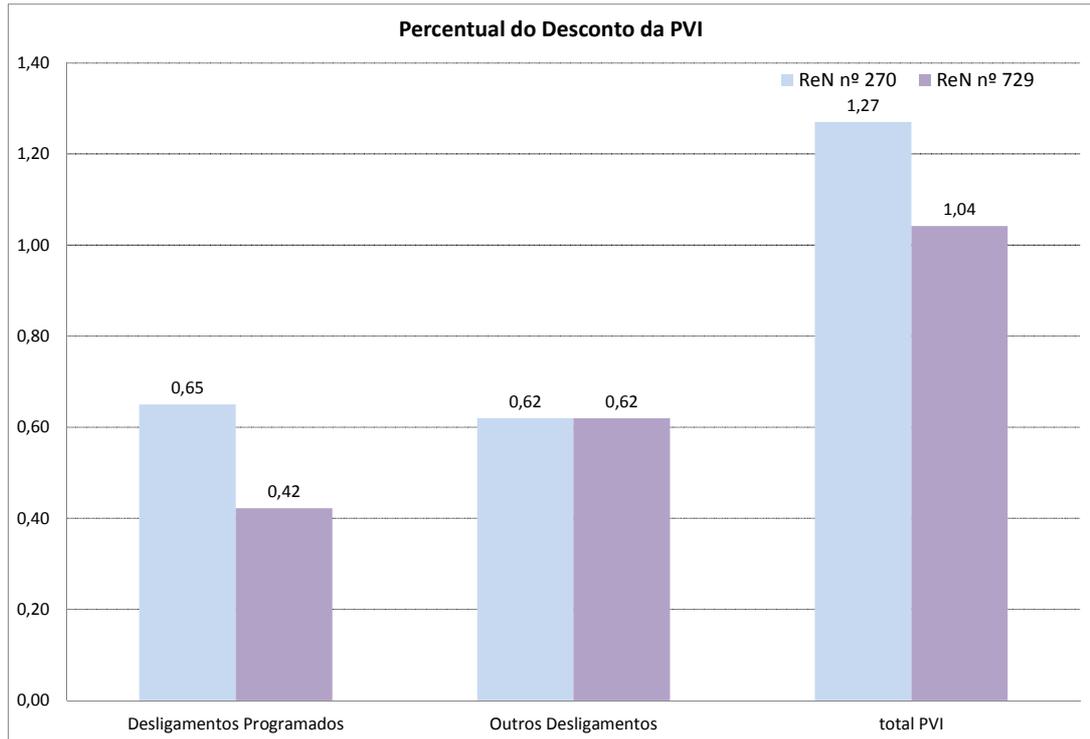


Figura 12 – Percentual do desconto da PVI na RAP considerando a isenção de PVI para manutenção cadastrada no SAM

• Indisponibilidade parcial de FT – Artigo 18

O período de operação de uma FT com indisponibilidade de um dos seus terminais ou trechos, e com a energização do restante da FT estabelecida pelo ONS, acarretará a aplicação da PVI utilizando para o cálculo 50% do PB da referida FT.

Analisando o impacto no desconto da RAP quando há transferência programada de FTs – Linha de Transmissão e Transformador observa-se que houve um aumento significativo do percentual do desconto da PVI em relação a RAP, conforme demonstra a figura 13.

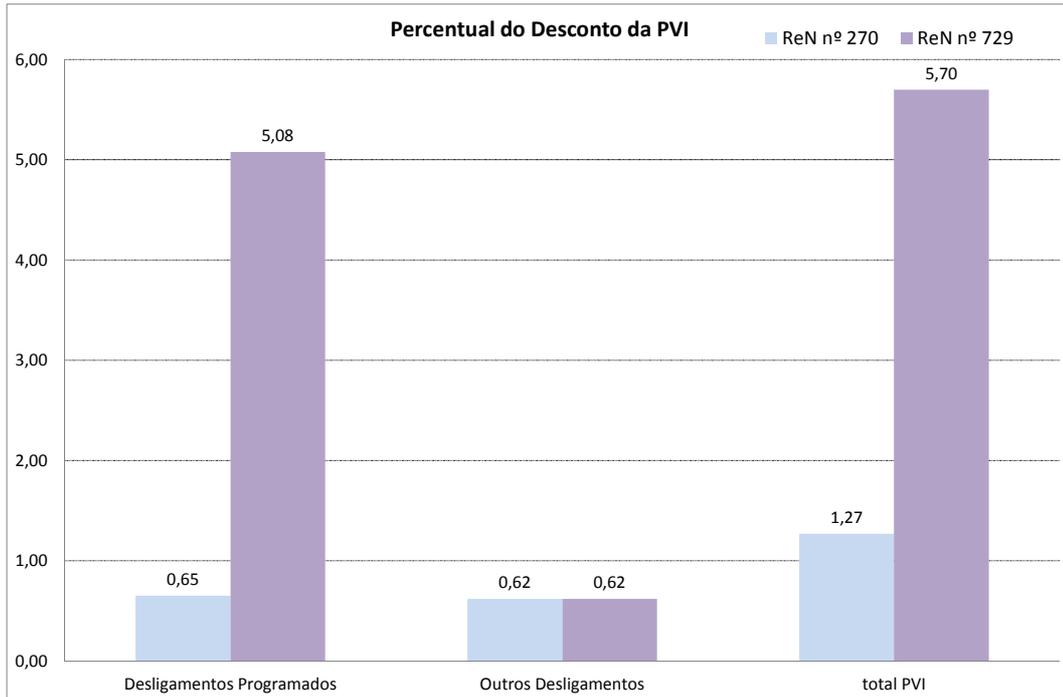


Figura 13 – Percentual do desconto da PVI na RAP considerando a indisponibilidade programada parcial da FT.

• **Módulo Geral – Artigo 17**

No caso do desligamento de equipamento que compõe a FT - Módulo Geral, que não cause indisponibilidade de todas as outras FT conectadas na mesma subestação, acarretará a aplicação da PVI utilizando para o cálculo 50% do PB da FT – Módulo Geral (MG).

Analisando o impacto no desconto da RAP quando há intervenções programadas em manutenção de barramentos e disjuntor pertencentes à FT Módulo Geral, observa-se que houve um aumento pouco relevante do percentual do desconto da PVI em relação a RAP, conforme demonstra a figura 14.

A justificativa para esta pequena variação do percentual do desconto da PVI em relação a RAP é que no período analisado houve poucas intervenções programadas em manutenção de barramentos e disjuntor pertencentes à FT Módulo Geral.

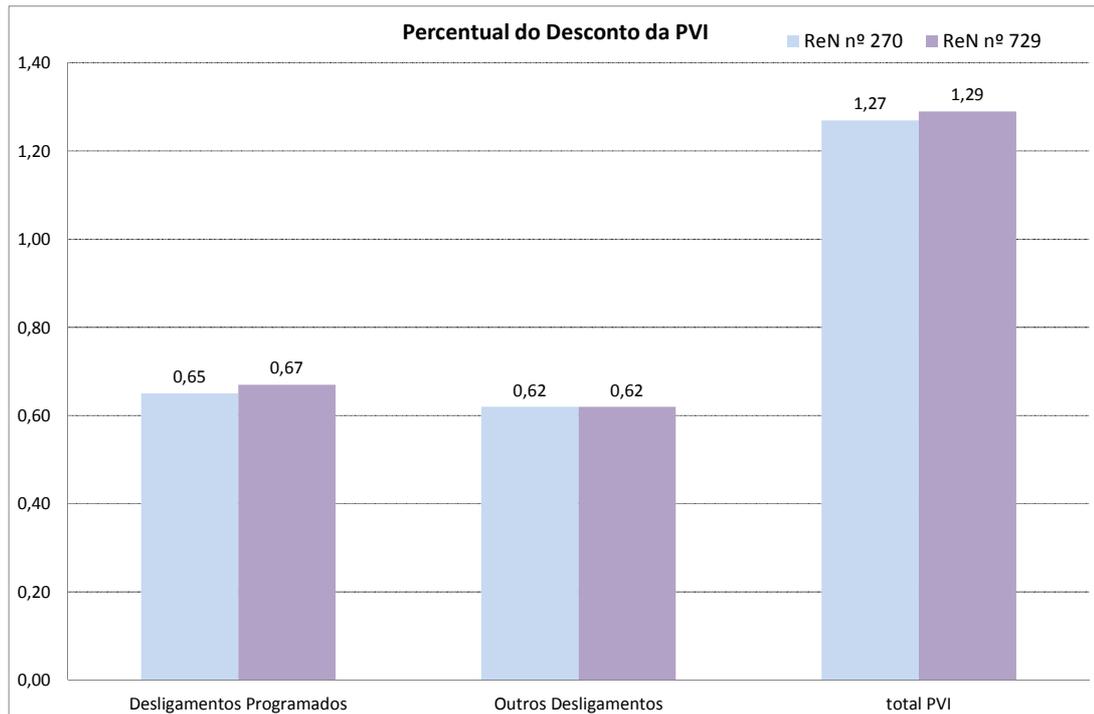


Figura 14 – Percentual do desconto da PVI na RAP considerando a indisponibilidade programada da FT MG.

5.3.2 Outros Desligamentos

- **Transformador Reserva Trifásico**

O aprimoramento referente ao transformador reserva trifásica utilizada como reserva energizada para aumento da confiabilidade foi em lugar da aplicação da PVI, deixar de pagar a receita das FT Transformação trifásicas indisponíveis que não excederem à quantidade de transformação. No entanto, o critério para classificar como transformador reserva trifásica em que a instalação deve atender o critério de confiabilidade “n-1”, após a saída do transformador trifásico. Com este novo critério a Copel GeT não possui transformador reserva trifásica.

Analisando o impacto no desconto da RAP quando o transformador é considerado reserva trifásica para o critério de confiabilidade, observa-se que houve um aumento pouco relevante do percentual do desconto da PVI em relação a RAP, conforme demonstra a figura 15.

A justificativa para esta pequena variação do percentual do desconto da PVI em relação a RAP é que no período analisado houve quatro desligamentos automáticos de transformador, que foram classificados como reserva trifásica.

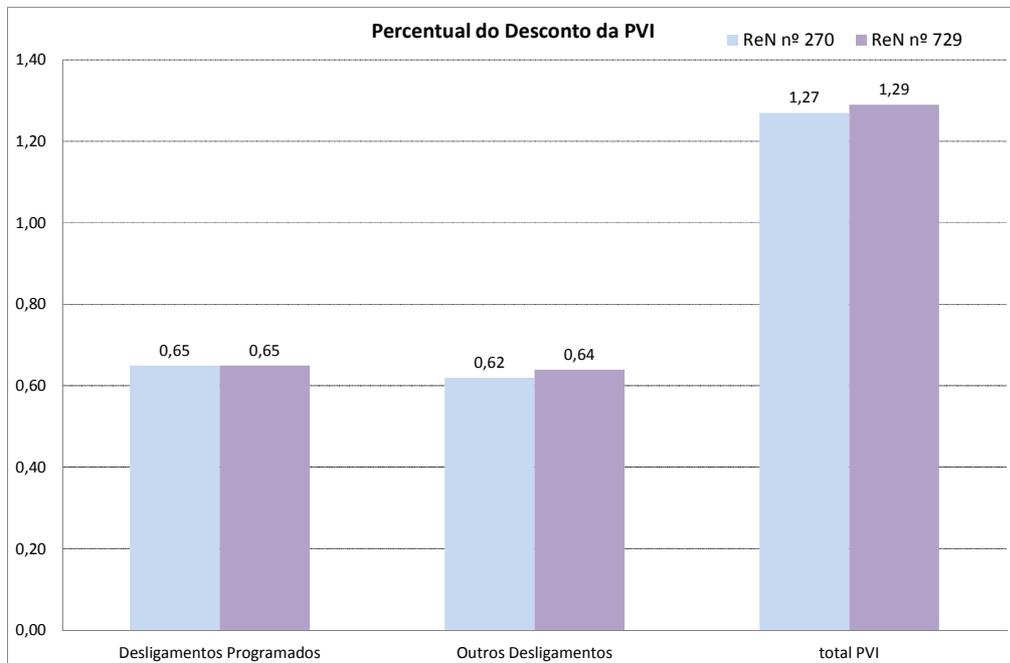


Figura 15 – Percentual do desconto da PVI na RAP considerando o desligamento do transformador reserva trifásica

- **Indisponibilidade parcial de FT**

O período de operação de uma FT com indisponibilidade de um dos seus terminais ou trechos, e com a energização do restante da FT estabelecida pelo ONS, acarretará a aplicação da PVI utilizando para o cálculo 50% do PB da referida FT.

Analisando o impacto no desconto da RAP quando há transferência não programada de FTs – Linha de Transmissão e Transformador observa-se que houve um aumento significativo do percentual do desconto da PVI, 98% em relação a RAP, conforme demonstra a figura 16.

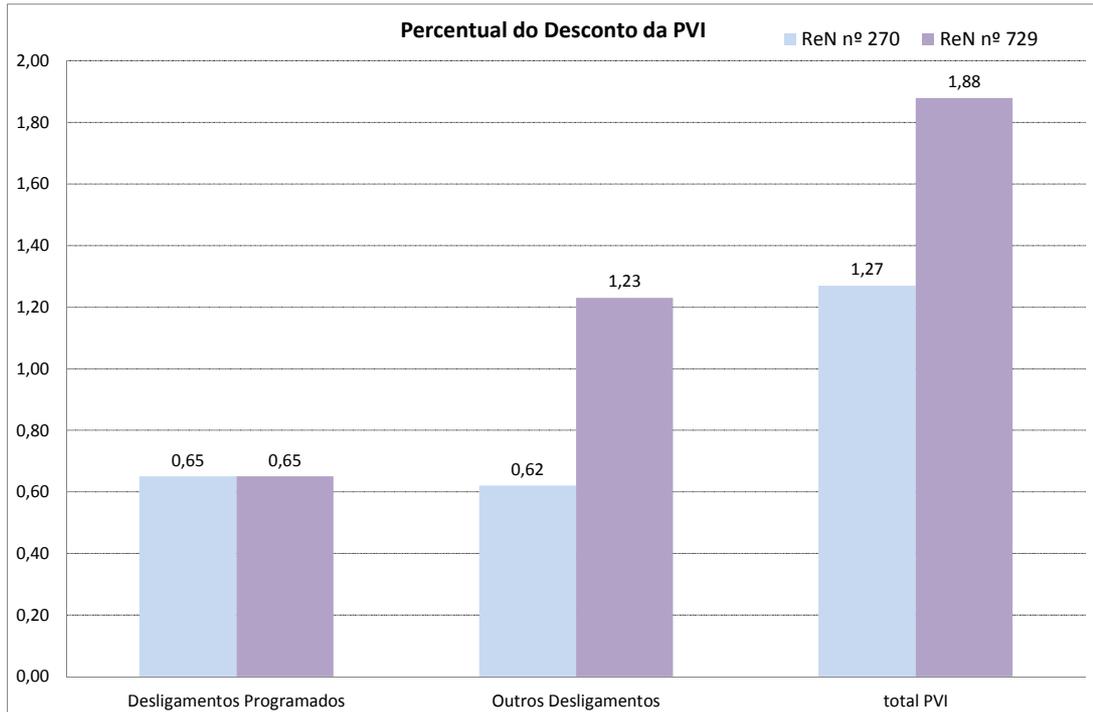


Figura 16 – Percentual do desconto da PVI na RAP considerando a indisponibilidade não programada parcial da FT.

5.4. SÍNTESE

No capítulo 5 foi realizada a análise do impacto regulatório das alterações nos critérios referentes à metodologia da Parcela Variável por Indisponibilidade, impostas pela Resolução Normativa ANEEL nº 729/2016, na perda de receita da transmissão devido às indisponibilidades, programadas e não programadas nos equipamentos da Companhia Paranaense de Energia (Copel GeT) pertencentes à Rede Básica (RB), considerando o ciclo de 2015/2016, período de junho de 2015 a maio de 2016.

Na análise das principais alterações com a publicação da Resolução Normativa ANEEL nº 729/2016 realizada para as indisponibilidades de FT associadas a Desligamentos Programados observou-se que haverá um acréscimo no desconto da PVI.

Como ponto positivo na nova regulamentação foi concedido o período de 20 horas para as manutenções constantes nos requisitos mínimos de manutenção (Resolução Normativa

ANEEL nº 669, de 2015), com isenção do desconto da PVI e mais 10 horas com $k=1$ para as manutenções decorrentes da primeira. Conforme a ANEEL esta isenção do desconto da PVI tem o objetivo de incentivar o aumento da realização de manutenção preventiva de forma a reduzir a ocorrência de desligamentos intempestivos no sistema de transmissão.

Nesta análise não foi possível comparar a isenção para a realização de manutenção preventiva cadastrada no SAM com a utilização dos padrões anuais de duração de Desligamentos que existia na Resolução Normativa ANEEL nº 270/2007 antes da prorrogação das concessões de transmissão.

No entanto, há algumas vantagens da utilização dos padrões anuais de duração de Desligamentos em relação à isenção para a realização de manutenção preventiva:

- O Padrão de duração de Desligamentos era um valor de referência em horas/ano para cada tipo de Função de Transmissão de duração de desligamentos (programados ou não), num período contínuo móvel de 12 meses. A isenção é apenas para a realização de manutenção preventiva cadastradas no SAM realizadas em apenas uma intervenção de 20 (vinte) horas, por intervenção, a cada período completo de 3 (três) anos, para a FT - Transformação e para a FT - Controle de Reativo, exceto Compensador Síncrono e 20 (vinte) horas, por intervenção, a cada período completo de 6 (seis) anos, para a FT - Linha de Transmissão.

Observa-se que o impacto mais relevante do desconto da RAP foi à aplicação do artigo 18, que é a indisponibilidade parcial de FT quando há transferência programada de FTs – Linha de Transmissão e Transformador em que há apenas a indisponibilidade do disjuntor de transferência que pertence a FT Módulo Geral. Demonstrando que existem alguns pontos no novo regulamento que devem ser aprimorados principalmente os que estão sendo reavaliados e o suspenso pelo Despacho nº 3301/2016.

Foi analisada a redução no desconto da PVI no caso de ocorrer desligamento intempestivo durante a execução de manutenção em instalação energizada. Como houve uma alteração na classificação deste desligamento. Na resolução vigente deste desligamento é classificado como Desligamento Programado com fator multiplicador igual a 10 ao invés de 150 como era no regulamento anterior.

6. CONCLUSÃO

O modelo de regulação aplicado às empresas de transmissão do Brasil determina que a qualidade do serviço público de transmissão, está associada à disponibilidade das instalações que integram à Rede Básica e é definida pela ANEEL.

A ANEEL implantou uma metodologia através da Resolução Normativa ANEEL nº 270/2007 que estabeleceu regras relativas à qualidade do serviço público de transmissão de energia elétrica, associada à disponibilidade das instalações, utilizando-se da Parcela Variável por Indisponibilidade como indicador de falta de qualidade de prestação do serviço de transmissão. Assim, as Transmissoras poderão ter as suas receitas reduzidas de uma Parcela Variável (PV), refletindo a efetiva disponibilização das instalações.

A Parcela Variável é aplicada às transmissoras quando uma Função Transmissão estiver indisponível ou com restrição operativa. Considera-se que uma FT está indisponível quando estiver fora de operação por motivo de Desligamentos Programados ou de Outros Desligamentos ou por atraso na data de entrada em operação.

A ANEEL buscou com essa metodologia de aplicação de desconto da Receita Anual Permitida (RAP) associado à Parcela Variável incentivar à melhoria contínua e manutenção da qualidade do serviço de transmissão, uma vez que as indisponibilidades não programadas são 15 vezes mais penalizadas.

A Copel GeT tem adotado diversas medidas, no sistema de gerenciamento da Parcela Variável, na operação e manutenção de seus ativos com a finalidade de diminuir o impacto do desconto da Parcela Variável na receita. Para as indisponibilidades programadas são realizadas ações como: a manutenção em linha viva, planejamento e melhoria nos procedimentos de manutenção preventiva, treinamento das equipes de manutenção com a finalidade de otimizar desligamentos por várias equipes e minimizar a duração de desligamentos programados reduzindo o desconto da receita associada a essas indisponibilidades, que por consequência se tornam facilmente gerenciáveis. A Parcela Variável responsável pela maior perda da receita da transmissão da Copel GeT é à Parcela Variável por Indisponibilidade referente a desligamentos não programados, fortalecendo que

as medidas tomadas pela COPEL, para diminuir as indisponibilidades programadas, estão adequadas.

A Resolução Normativa ANEEL nº 270, de 2007, estabeleceu um incentivo regulatório que resultou no aumento da taxa de disponibilidade das instalações de transmissão integrantes da Rede Básica, com a otimização dos desligamentos. Os mecanismos apresentados nesta regulação trouxeram benefícios para a operação do sistema, na medida em que as transmissoras buscaram aprimorar seus procedimentos, porém com reflexo em todo o processo de operação, desde a programação das intervenções, operação em tempo real e pós-operação.

A regulamentação da qualidade visa alcançar as boas práticas de manutenção, de coordenação da operação interligada, de gestão dos ativos, de logística de atendimento às intervenções e de treinamento e capacitação do pessoal.

No final do ano de 2012, as franquias para desligamentos programados foram extintas, sob o argumento da ANEEL que com a prorrogação das concessões e a assinatura de novos contratos de concessão elas não seriam mais uma obrigação contratual. Todavia, as franquias eram fator de equilíbrio e incentivo às manutenções programadas, uma vez que tornavam possível continuar obtendo ganhos de eficiência, sem desincentivar as manutenções, mesmo sendo essas manutenções penalizadas em 10x da receita. Com a extinção dos padrões de duração de desligamentos houve um aumento na PV (% da RAP) do SIN de cerca de 1% em 2012 para cerca de 2% em 2013.

Ao longo da aplicação dos mecanismos introduzidos no regulamento a ANEEL detectou a oportunidade de aprimoramento das regras estabelecidas. Objetivando obter subsídios para a proposta de revisão da Resolução Normativa nº 270, de 2007, que dispõe sobre a qualidade do serviço público de transmissão de energia elétrica associada à disponibilidade das instalações a ANEEL instaurou a Audiência Pública nº 27 de 2014.

Como resultado foi publicada a Resolução Normativa ANEEL nº 729, no dia 28 de junho de 2016, a qual trouxe muitas alterações em relação ao regulamento anterior. Foram analisadas as principais alterações nos critérios referentes à metodologia da Parcela Variável por Indisponibilidade para Desligamentos Programados e não programados.

Adotando os critérios do novo regulamento, observou-se que o impacto mais relevante do desconto da RAP foi à aplicação do artigo 18, que é a indisponibilidade parcial de FT quando há transferência programada e não programada de FT – Linha de Transmissão e Transformador em que há apenas a indisponibilidade do disjuntor de transferência que pertence à FT Módulo Geral. A aplicação da regulamentação vigente utiliza como base de cálculo o montante de 50% da remuneração da referida FT.

O sinal econômico referente à aplicação do artigo 18 não está adequado, uma vez que se verificou que o incremento no desconto da PVI resultante do uso do disjuntor de transferência é muito significativo tanto para transferência programada e não programada. Demonstrando que existem alguns pontos no novo regulamento que devem ser aprimorados principalmente os que estão sendo reavaliados e o suspenso pelo Despacho nº 3301/2016.

REFERÊNCIAS

- [1] Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Resolução Normativa ANEEL nº 270/2007 que estabelece as disposições relativas à qualidade do serviço público de transmissão de energia, associada à disponibilidade das instalações integrantes da Rede Básica, e dá outras providências.
- [2] Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Qualidade do Serviço Público de Transmissão de Energia Elétrica. Regulamentação da Parcela Variável. Audiência Pública – AP 043/2005. Brasília, março de 2006.
- [3] Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Resolução Normativa ANEEL nº 67 de 8 de junho de 2004 que estabelece critérios para a composição da rede Básica do Sistema Interligado Nacional, e dá outras providências.
- [4] Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Resolução Normativa ANEEL nº 191 de 12 de dezembro de 2005 que estabelece os procedimentos para a determinação da capacidade operativa das instalações de transmissão integrantes da Rede Básica e das Demais Instalações de transmissão, componentes do Sistema Interligado Nacional, bem como define as Funções Transmissão e os respectivos Pagamento Base.
- [5] Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Resolução Normativa ANEEL nº 63 de 12 de maio de 2004 que aprova procedimentos para regular a imposição de penalidades aos concessionários permissionários, autorizados e demais agentes de instalações e serviços de energia elétrica, bem como às entidades responsáveis pela operação do sistema, pela comercialização de energia elétrica e pela gestão de recursos provenientes de encargos setoriais.
- [6] Bandeira, Fausto de Paula Menezes. – Análise das Alterações Propostas para o Modelo do Setor Elétrico Brasileiro, 2003
- [7] Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996 (Brasil). “Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, disciplina o regime das concessões de Serviços Públicos de Energia Elétrica e dá outras providências”.
- [8] Montes, Eduardo Souto Avaliação do risco de perda de receita do serviço de transmissão de energia elétrica. Florianópolis 2004 Especialização em Sistemas de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina.
-

[9] Operador Nacional do Sistema – ONS. Rotina de Apuração de Eventos em Instalações do Sistema de Transmissão RO-AO.BR.05 revisão 13 em vigência no dia 23/01/2017.

[10] Operador Nacional do Sistema – ONS. Procedimento de Rede Submódulo 1.1. Operador Nacional do Sistema Elétrico e os Procedimentos de Rede. Visão Geral. Revisão 1.0 em vigência no dia 05/08/2009. Foi cancelado na revisão dos *Procedimentos de Rede* (Audiência Pública AP ANEEL 020/2015) conforme Resolução Normativa ANEEL 756/16, de 16 de dezembro de 2016.

[11] Operador Nacional do Sistema – ONS. Procedimento de Rede Submódulo 15.1. Administração de Serviços e Encargos de Transmissão. Visão Geral. Revisão 2016.12 em vigência no dia 01/01/2017.

[12] Operador Nacional do Sistema – ONS. Procedimento de Rede Submódulo 15.12. Apuração mensal das Parcelas Variáveis referentes à Disponibilidade de Instalações da Rede Básica. Revisão 2016.12 em vigência no dia 01/01/2017

[13] Operador Nacional do Sistema – ONS. Procedimento de Rede Submódulo 15.6. Apuração dos desligamentos, restrições operativas temporárias, entradas em operação e sobrecargas em Instalações da Rede Básica. Revisão 2016.12 em vigência no dia 01/01/2017.

[14] Operador Nacional do Sistema – ONS. Rotina Operacional-Programação de Intervenções RO-EP.BR.01 revisão 32 em vigência no dia 13/02/2017.

[15] Silva, Edson Luiz. Formação de Preços em Mercados de Energia Elétrica. Porto Alegre: Editora Sagra Luzzatto, 2001
