

SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL: ANÁLISE DA RECEITA E DAS PENALIZAÇÕES IMPOSTAS ÀS TRANSMISSORAS

Seluivy Gonçalves Silva, Lais Resende Bomfim, Roberta Ramos Santos, Geraldo Caixeta Guimarães
seluivy@hotmail.com, lais.resendebomfim@gmail.com, robertaramossantos@hotmail.com, gcaixettag@gmail.com.

Núcleo de Dinâmica de Sistemas Elétricos – NDSE

Universidade Federal de Uberlândia, Faculdade de Engenharia Elétrica, Uberlândia – MG

Resumo - No sistema de transmissão a remuneração das concessionárias é efetuada em função da disponibilidade de seus ativos ao sistema. Como forma de incentivar a qualidade dos serviços a agência reguladora estabeleceu a aplicação de penalidades mediante resoluções. Assim este trabalho busca apresentar pontos relativos à receita das transmissoras e a descrição das penalidades com foco nas resoluções nº 63/2004 e nº 270/2007. A resolução nº 270/2007 encontra-se em revisão pelo órgão regulador, portanto este artigo coloca-se de forma a contribuir com a discussão sobre o tema, apresentando as principais dificuldades das concessionárias em atender a resolução atual e algumas das possíveis alterações que entrarão em vigor com a conclusão do processo revisional.

Palavras-Chave - Apuração, Manutenções, Parcela Variável, Penalidades, Receita Anual Permitida, Resoluções.

NATIONAL INTERCONNECTED SYSTEM: ANALYSIS OF REVENUES AND PENALTIES IMPOSED THE TRANSMISSION COMPANIES

Abstract - In the transmission system, the remuneration of dealers is made according to the availability of their assets to the system. As a way to encourage the quality of services, the regulatory agency established the imposition of penalties by resolutions. So the aim of this study is to present points related to revenue of the transmission and the description of penalties focusing on resolutions N° 63/2004 and N° 270/2007. The Resolution N° 270/2007 is under review by the regulatory agency, so this article is placed in order to contribute on the discussion on the topic, presenting the main difficulties of the concessionaries to meet the current resolution and some of the possible changes that will come into force with the conclusion of revisional process.

Keywords -Ascertainment, Maintenance, Variable Portion, Penalties Allowed Annual Revenue, Resolutions.

I. INTRODUÇÃO

Conforme definido na Lei nº 9.074/1995, que estabelece as regras para outorga das concessões e permissões de serviços públicos, os usuários dos sistemas de transmissão (geradores, distribuidores, consumidores livres, exportadores e importadores) têm o direito à utilização da rede, mediante ao pagamento de encargos referentes ao custo do transporte da energia.

Nesse contexto, a remuneração recebida pelas transmissoras denominada de Receita Anual Permitida (RAP), possui seu valor definido no processo licitatório ou no ato autorizativo dos empreendimentos coordenado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). O valor dessa receita é disponibilizado em parcelas mensais às concessionárias por meio do Pagamento Base (PB) que, por sua vez, consiste da duodécima parte do valor definido na RAP [1].

A RAP, bem como, o orçamento anual do Operador Nacional do Sistema (ONS), tem seu valor oriundo dos encargos associados ao uso dos sistemas de transmissão [1]. A Figura 1 permite verificar os valores de RAP destinados a algumas das principais transmissoras do país. Verifica-se, a partir da entrada em vigor da lei nº 12.783/2013, uma redução significativa dos valores.

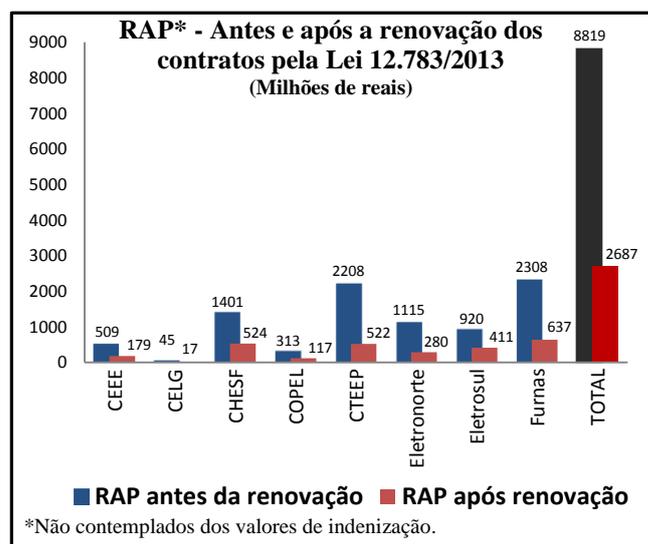


Fig. 1. Histórico da RAP das transmissoras [2].

Essa lei apresenta novas regras de remuneração de ativos com concessões renovadas, com foco na operação e manutenção. Esse novo regime de concessão está baseado no princípio de que as empresas devem ser remuneradas pelo



XIV CEEL - ISSN 2178-8308
03 a 07 de Outubro de 2016
Universidade Federal de Uberlândia - UFU
Uberlândia - Minas Gerais - Brasil

custo de operação e manutenção das redes de transmissão, e que os investimentos ainda não amortizados devem ser indenizados pela União [2].

Os valores recebidos mensalmente pelas transmissoras por meio da RAP podem ainda serem alterados em função de eventuais penalidades aplicadas às concessionárias no PB. Assim, o objetivo deste trabalho, são apresentar os diversos tipos de penalidades a que estão sujeitos os transmissores, bem como, apresentar as dificuldades enfrentadas pelos agentes em atender às exigências da resolução atual. O trabalho se coloca em um momento oportuno, uma vez que a resolução referente às penalizações no PB, resolução da ANEEL nº 270/2007, encontra-se em revisão pelo órgão regulador. O trabalho busca também, apresentar possíveis alterações que entrarão em vigor com a conclusão do processo revisional e a situação atual dos empreendimentos de transmissão. Para isso, esse artigo está dividido em quatro seções, além dessa introdução. Na segunda seção, são abordadas as resoluções normativas punitivas. Na terceira seção, os andamentos do processo de revisão da resolução da ANEEL nº 270/2007 (Audiência Pública AP nº 027/2014) e, finalmente na quarta seção, as conclusões desse estudo.

II. RESOLUÇÕES NORMATIVAS PUNITIVAS

Além das implicações dos indicadores relativos à qualidade da energia, as concessionárias devem atentar para as punições dadas por meio de resoluções emitidas pela ANEEL, destacando-se as resoluções nº 63/2004 e nº 270/2007.

A. Resolução Normativa ANEEL nº 063/2004

Como responsável pelo sistema, a ANEEL atua na vistoria dos empreendimentos por meio de suas superintendências de fiscalização. Os serviços e instalações da transmissão são supervisionados pela Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Eletricidade (SFE). Esta autarquia é responsável pelos relatórios e eventuais penalidades aplicáveis sob sua jurisdição. A Tabela I apresenta os diversos tipos de penalidades e os responsáveis [3].

Tabela I – Penalidades dadas na resolução ANEEL nº 063/2004 [3].

RESPONSÁVEL	TIPO DE PENALIDADE
Competência da Superintendência de Fiscalização (SFE) da ANEEL	Advertência
	Multa
	Embargo de obras
	Interdição de instalação
Competência da Diretoria da ANEEL	Suspensão temporária de participação em licitações, impedimento de receber autorização para os serviços e instalações de energia elétrica.
	Revogação de autorização
	Intervenção Administrativa
Competência do Poder Concedente	Caducidade da concessão ou permissão.

As penalidades vão desde a aplicação de advertência, por exemplo, quando uma concessionária deixa de prestar informações aos consumidores, até os casos mais extremos, onde pode ocorrer à caducidade do contrato. Nesta situação o agente é caracterizado pela prestação do serviço público de forma inadequada.

B. Resolução Normativa ANEEL nº 270/2007

Além das penalidades da Tabela I, as transmissoras estão sujeitas a punições de ordem financeira aplicada sobre o PB, em função da indisponibilidade de ativos. Estes ativos são formados pelo conjunto de linhas de transmissão, transformadores, e equipamentos de controle de tensão, os quais constituem as Funções Transmissão (FT).

As penalidades têm o objetivo de incentivar a qualidade, relacionada com a disponibilidade do serviço público de transmissão e também contribuir com a modicidade tarifária. Neste contexto, a resolução em vigor estabelece que o PB repasse mensalmente às concessionárias, no qual está sujeito a descontos oriundos da aplicação das Parcelas Variáveis (PV). A aplicação das penalidades por PV pode ocorrer nos seguintes casos [4]-[5]:

1) PV por uso de equipamento reserva

A utilização de um equipamento reserva de determinada FT da concessionária, implica na aplicação de descontos no valor do PB referente ao equipamento usado. Já a aplicação do desconto, está associada ao período em que o equipamento reserva encontra-se em operação. Nesta condição a confiabilidade do sistema está sendo impactada, e portanto, são aplicadas penalizações às transmissoras.

- Exemplo: uso de uma unidade reserva dos bancos de transformadores monofásicos.

2) PV por atraso de entrada em operação de novas FT

Consiste da parcela a ser deduzida do PB em função do atraso na data de entrada em operação comercial de uma nova FT estabelecida no contrato de concessão ou na resolução autorizativa da ANEEL.

3) PV por restrição operativa temporária

Consiste da parcela a ser deduzida do PB por restrição operativa existente em uma determinada FT que resulte na redução da capacidade da própria FT, ou seja, durante uma restrição operativa é constatado que o serviço de transmissão prestado não está sendo realizado de forma adequada ou da forma contratada, portanto, é aplicada a penalização.

4) PV por cancelamento de intervenções

Os agentes devem encaminhar ao ONS suas intervenções com antecedências mínimas definidas nos Procedimentos de Rede (PR) do ONS. Assim a resolução nº 270/2007 estabelece que, para as intervenções programadas onde ocorra o cancelamento da atividade, por parte da transmissora, deve ser aplicada a penalidade referente a 20% sobre o valor do período programado da intervenção.

5) PV por indisponibilidade - PVI

Consiste da aplicação de desconto no pagamento base em função da indisponibilidade de ativos. As FT são consideradas indisponíveis quando caracterizadas pelos seguintes desligamentos:

- Desligamento Programado: indisponibilidade de FT programada antecipadamente em conformidade com o estabelecido nos Procedimento de Rede (PR), representado matematicamente na equação de cálculo da penalidade pelo fator k_p ;

- Outros Desligamentos: qualquer indisponibilidade de uma FT não considerada como programada, representado matematicamente na equação de cálculo da penalidade pelo fator ko;

No cálculo dessa penalização, os dois tipos de desligamentos conduzem à aplicação de fatores (kp e ko) e ao uso de franquias distintas. Os valores dos fatores e das franquias estão presentes no anexo da resolução nº 270/2007 [4]. As franquias são definidas pela resolução como Padrões de Duração de Desligamento, os quais se constituem da duração máxima de desligamento de uma FT no período contínuo móvel de dozes meses, até a qual não é aplicado o desconto, ou seja, os desligamentos possuem quantidades de horas no ano onde não serão aplicadas as penalizações por indisponibilidade. O valor da PVI é dado pela equação 1 [5].

$$PVI = \frac{PB}{1440D} kp \left(\sum_{i=1}^{Np} Dvdpi \right) + \frac{PB}{1440D} \left(\sum_{i=1}^{No} koi Dvodi \right) \quad (1)$$

Onde:

- PB - Pagamento Base.
- D - Número de dias do mês.
- kp - Fator multiplicador definido para Desligamento Programado.

Np - Número de Desligamentos Programados ao longo do mês.

$\sum Dvdpi$ - Somatório da duração, em minutos, de cada Desligamento Programado.

No - Número de Outros Desligamentos da FT ocorridos ao longo do mês.

- ko - Fator multiplicador para Outros Desligamentos.

$\sum Dvodi$ - Somatório da duração, em minutos, de cada Outro Desligamento.

Durante o processo de renovação dos contratos da transmissão regidos pela Lei nº 12.783/2012, a ANEEL emitiu a resolução nº 512/2012 retirando para as FT com concessões prorrogadas, os valores das franquias. Portanto, para os contratos de concessão renovados nos moldes dessa lei, qualquer desligamento é passível de penalização por indisponibilidade [2]. Essa ação prejudicou as Transmissoras que, além de terem suas receitas reduzidas pela renovação nas regras ditadas por essa lei, tiveram aumentos significativos das penalizações. A seguir serão apresentados dois exemplos de penalização por PVI.

- Exemplo 1 – Desligamento Programado: Desligamento de uma FT tipo Transformador de 345/138 kV de 67 MVA com solicitação para intervenção de 489 minutos, onde não houve atrasos no retorno da FT a operação (ONS). O valor do PB da FT é definido em R\$ 46.101,27. Por se tratar de um desligamento programado o fator (kp) a ser utilizado é igual a 10 [4]. O evento ocorreu em março de 2016, portanto em um mês com 31 dias, assim, pela aplicação da equação 1 o valor do desconto será dado por:

$$PVI = \frac{46.101,27}{1440 \cdot 31} \cdot 10 \cdot (489) + (0) = R\$ 5.050,07$$

- Exemplo 2 – Desligamento Não Programado: Desligamento não programado de Linha de Transmissão de

345 kV (extensão maior que 50 km) ocorrido em março de 2016 (mês com 31 dias) com duração de 50 minutos. Este evento é caracterizado como “Outros Desligamentos”, portanto, o fator multiplicador (ko) a ser utilizado é igual a 150 [4]. O valor do PB da referida FT é definido no valor de R\$ 215.069,00. Assim, pela aplicação da equação 1, o valor do PVI que será descontado do PB da concessionária será dado por:

$$PVI = (0) + \frac{215.069,00}{1440 \cdot 31} (150 \cdot 50) = R\$ 36.133,90$$

É importante destacar também, que entre as diversas atribuições do NOS, está a administração dos serviços de transmissão. Para o gerenciamento das penalidades o ONS conta com a plataforma do AMSE (Apuração Mensal de Serviços e Encargos). Este sistema é alimentado por eventos como: desligamentos, restrições operativas, uso de equipamentos reservas, etc. Estes eventos são apurados pelas equipes de pós-operação. As Figuras 2 e 3 permitem verificar o memorial do cálculo da PVI pela plataforma AMSE dos exemplos citados, com destaque para o valor da penalidade.

AMSE - Memória de Cálculo				
Memória de Cálculo				
Função de Transmissão	TR 345/138 kV	TR1	Kv 345	
Tipo do Evento	Desligamento Programado			
Data Início do Evento	22/03/2016 08:08	Duração Real 489 min.	Duração Ajustada 489 min.	Duração do Atraso 0 min.
Mês/Ano de Apuração	04/2016			
Família da FT	117 - TR Prorrogada <= 345 kV (REN 512/12)			
Ko 150 Kp 10	Padrões: PDDP 0 h/ano (0 min/ano) PDDO 0 h/ano (0 min/ano) PFOD 1 qtd/ano			
PB da FT (na ocorrência)	46.101,27			
PB da FT (na apuração)	46.101,27			
DESCONTO - ÚLTIMOS 12 MESES				
Valor Total	5.050,07	Σ PB FT	Σ PV FT	Σ PB Concessão Σ PV Concessão
PV 12,5%	5.050,07	542.312,02	15.165,43	235.967.031,19 2.148.783,24
PV 25%	5.050,07	COMPARAÇÃO COM PADRÃO		
PV 50% (PB na apuração)	5.050,07	PDDP 1564 min.	Duração Considerada PV 489 min.	
Valor Final	5.050,07	VALORES ACUMULADOS		
Valor Excedente para Próximos Meses	0,00	Duração de Desligamento Programado	1075 min.	1564 min.
		Duração de Outros Desligamentos	0 min.	0 min.
		Número de Outros Desligamentos	0	0

Fig. 2. Memorial de Cálculo do exemplo 1 na plataforma AMSE.

AMSE - Memória de Cálculo				
Memória de Cálculo				
Concessão de Transmissão	Rede RB			
Função de Transmissão	LT 345 kV	Km 145,3 Kv 345		
Tipo do Evento	Outro Desligamento			
Data Início do Evento	16/03/2016 18:34	Duração Real 50 min.	Duração Ajustada 50 min.	
Mês/Ano de Apuração	04/2016			
Família da FT	111 - LT Prorrogada 345 kV > 50 km (REN 512/12)			
Ko 150 Kp 10	Padrões: PDDP 0 h/ano (0 min/ano) PDDO 0 h/ano (0 min/ano) PFOD 2 qtd/ano			
PB da FT (na ocorrência)	215.069,00			
PB da FT (na apuração)	215.069,00			
DESCONTO - ÚLTIMOS 12 MESES				
Valor Total	36.133,90	Σ PB FT	Σ PV FT	Σ PB Concessão Σ PV Concessão
PV 12,5%	36.133,90	2.529.962,94	80.891,76	235.840.896,83 2.129.975,22
PV 25%	36.133,90	COMPARAÇÃO COM PADRÃO		
PV 50% (PB na apuração)	36.133,90	PDDO 103 min.	Duração Considerada PV 50 min.	
Valor Final	36.133,90	VALORES ACUMULADOS		
Valor Excedente para Próximos Meses	0,00	Duração de Desligamento Programado	88 min.	88 min.
		Duração de Outros Desligamentos	53 min.	103 min.
		Número de Outros Desligamentos	3	4

Fig. 3. Memorial de Cálculo do exemplo 2 na plataforma AMSE.

É importante destacar que as penalizações são aplicadas após o primeiro minuto de indisponibilidade e que após 300 minutos o fator multiplicador, ko, passa a ser reduzido para kp.

Pelos exemplos, pode-se verificar a importância do cadastramento das intervenções conforme os PR, bem como a necessidade que as manutenções sejam executadas de forma ágil e com qualidade. Merece destaque também a necessidade de equipes altamente treinadas para o reestabelecimento dos circuitos desligados com segurança e rapidez.

III. AUDIÊNCIA PÚBLICA ANEEL AP Nº 027/2007

Conforme mencionado, com a extinção das franquias dada pela resolução nº 512/2012, o número de penalizações por aplicação da PV aumenta significativamente. A Figura 4 permite analisar essa condição.

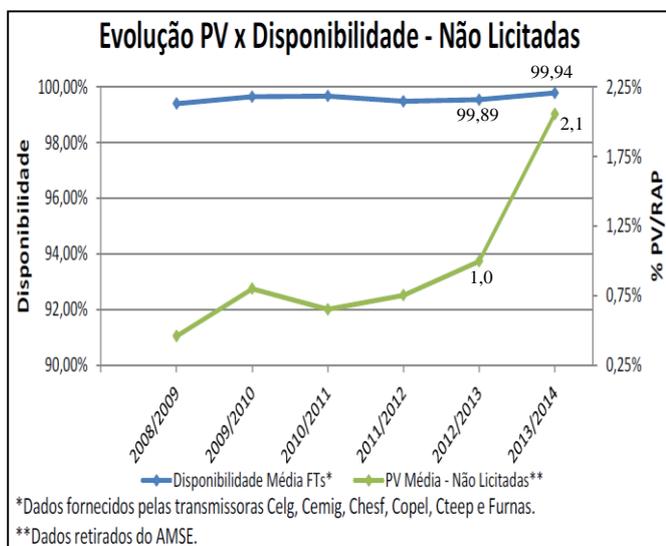


Fig. 4. Disponibilidade e Aumentos da Parcela Variável [2]-[6].

A partir da análise da figura 4 infere-se que apesar da disponibilidade média das FT ter elevado de 99,89% para 99,94%, entre o ciclo 2012/2013 e 2013/2014, a aplicação da PV elevou-se a uma taxa muito maior de 110% (de 1,0% para 2,1%).

Em 2014 a ANEEL colocou em discussão a Audiência Pública (AP) nº 027/2014 com propostas de aprimoramento da resolução nº 270/2007. A audiência tem o objetivo de definir questões referentes à qualidade do serviço de transmissão relacionado com a disponibilidade.

A. Propostas elaboradas pela ANEEL

Dentre os diversos pontos apresentados pela ANEEL na AP nº 027/2014, destacam-se [6]:

- Isenção de PV para manutenções preventivas;
- Execução de manutenção em instalações energizadas;
- Aplicação de PV por Atraso na Entrada em Operação de novas FT;
- Carência para equipamentos energizados a vazio;
- Indisponibilidade de equipamentos reserva;
- Isenção de aplicação de PVI para desligamentos de mais de uma FT.

Neste trabalho serão detalhados os três primeiros itens da lista anterior. As informações foram obtidas da nota técnica nº 181/2014-SRT/ANEEL e de seu Anexo I, referente aos documentos públicos da AP da ANEEL nº 027/2014. Assim temos [6]:

1) Isenção de PV para manutenções preventivas

Na proposta apresentada pela ANEEL está previsto a isenção de PVI para execução de manutenções preventivas cadastradas no ONS pelos agentes no SAM (Sistema de Acompanhamento da Manutenção), plataforma computacional, com o objetivo de viabilizar a emissão de informações referentes a manutenções.

Entretanto, os cadastros no SAM com isenção de PVI estão limitados em 30 horas a cada período de três anos para manutenções em transformadores e, em 30 horas a cada período de seis anos para manutenções em linhas de transmissão e equipamentos de controle de reativo. Esta proposta visa o aumento de incentivo à execução de manutenções preventivas de forma a reduzir a ocorrência de desligamentos intempestivos no sistema [6].

2) Manutenções em instalações energizadas

Com as regras da atual resolução, os agentes têm optado pelas manutenções com desligamentos programadas ao invés de manutenções em instalações energizadas (linha viva). Esta opção é feita, pois, caso o concessionário opte pela execução de manutenção em linha viva e durante o andamento da atividade ocorra um desligamento intempestivo, o fator multiplicador (ko) aplicado na penalização possui o valor de 150. Caso contrário, com o desligamento programado, o fator multiplicador (kp) usado na aplicação da penalidade é igual a 10 (com desligamento programado não há incidência do fator multiplicador (ko) de 150).

A proposta apresentada pela ANEEL consiste da garantia de que nos casos de desligamentos intempestivos ocorridos durante manutenções programadas em linha viva, o fator a ser utilizado será 10 [6].

Este incentivo é relevante, pois os descontos por PVI, nestes casos, serão reduzidos em 15 vezes, estimulando assim a realização de manutenções em linha viva e o aumento da segurança operacional do sistema.

3) PV por atraso na entrada em operação de novas FT

Com o objetivo de sanar interpretações equivocadas sobre o momento de aplicação dos descontos por atraso na entrada em operação de uma nova FT, a ANEEL deixa claro, nos documentos da AP, que o desconto deverá ser aplicado a partir do primeiro mês seguinte ao da entrada em operação da FT, independente da análise de responsabilização da concessionária. A ANEEL considera que, caso a concessionária não seja responsabilizada pelo atraso, existem PR com a descrição dos trâmites para a recontabilização do desconto aplicado.

Em oposição a esta proposta apresentada pela ANEEL na AP, temos a Lei nº 8.666/1993 que institui normas sobre licitações e contratos da Administração Pública. Segundo essa lei, somente o atraso injustificado pode ensejar a aplicação de penalidade, bem como a aplicação da correspondente multa depende do andamento regular do processo administrativo. Assim a ANEEL pode instituir com essa proposta, uma nova

resolução contrária à Constituição Federal e às leis nacionais, ocasionando desgaste na justiça por ações movidas pelas transmissoras.

Ainda em relação aos atrasos na entrada em operação de novas FT, temos que a apuração das obras de transmissão é realizada pelas equipes da Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Eletricidade (SFE) da ANEEL. A SFE realiza inspeções e, em companhia das concessionárias, alimentam o SIGET (Sistema de Gestão da Transmissão), software usado pela ANEEL para acompanhamento das datas de entrada em operação das obras dos agentes. A SFE identifica ainda os empreendimentos com maior risco para o sistema, os quais passam a ter um acompanhamento diferenciado. Conforme relatório trimestral de março de 2016 emitido pela SFE dentro das 94 obras em acompanhamento diferenciado, destacam-se [7]:

- Escoamento da geração da UHE Belo Monte;
- Usinas Eólicas da Região Nordeste;
- Usinas Eólicas no Rio Grande do Sul;
- Olimpíadas Rio 2016;
- Complexo Teles Pires.

Por esse relatório estão sendo monitorados 351 empreendimentos de transmissão. A Figura 5 permite verificar a situação dessas obras em relação seus respectivos cronogramas e também as principais causas dos atrasos [7].

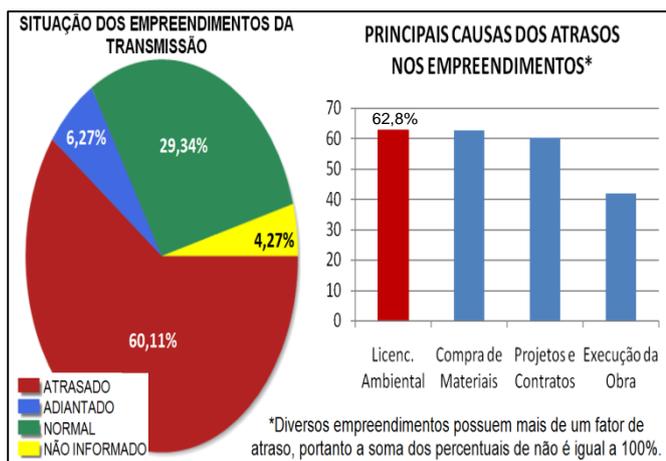


Fig. 5. Situação dos empreendimentos de transmissoras [7].

Conforme demonstrado na figura acima, 60,11% das obras de transmissão estão atrasadas. A principal causa dos atrasos (62,8%) está relacionada com dificuldades na obtenção das licenças ambientais [7].

B. Propostas apresentadas pelos agentes

Na listagem apresentada abaixo temos as principais dificuldades e os maiores anseios por alterações, por parte dos agentes transmissoras, na atual resolução nº 270/2007, a saber:

- Definição de fator multiplicador para desligamento de urgência;
- Isenção de PVI originada por queimadas fora da faixa de servidão;
- Aproveitamento de desligamentos de outros agentes;
- Religamento de equipamento com limitações técnicas;
- Aplicação de PVI em caso de queda de estruturas;

- Aplicação de PVI em linhas classificadas como “religamento especial”.

Neste trabalho serão detalhados os três primeiros itens elencados na lista anterior [6].

1) Novo fator para Desligamentos de Urgência

Os desligamentos em urgência são caracterizados quando uma intervenção é solicitada pelo Agente ao ONS com menos de 24 horas de antecedência, ou entre 24 e 48 horas e sem que seja possível ao ONS programar as condições operativas do sistema. Na necessidade de uma intervenção com o desligamento em caráter de urgência, o agente informa ao ONS previamente e este pode tomar alguma providência no sentido de adequar as condições operativas do SIN.

Na atual resolução, os desligamentos em urgência são caracterizados como “outros desligamentos” com um fator multiplicador de 50 [4]. Assim, esses desligamentos são computados no padrão de frequência (número máximo admissível de “outros desligamentos” de uma FT, no período contínuo móvel de doze meses, até o qual não se aplica a penalidade associada à frequência). Em caso de não cumprimento dos padrões de frequência, cabe ao ONS apurar esse parâmetro e informar à ANEEL para fins de fiscalização e aplicação das penalidades da REN nº 63/2004.

A proposta apresentada pelos agentes, consiste em criar um novo fator multiplicador denominado Ku. Esse novo fator será aplicado para intervenções em urgência, sendo que o valor proposto continua o mesmo (igual a 50), entretanto, na proposta, seria descaracterizada a inclusão desse tipo de desligamento no padrão de frequência.

É importante destacar que nos desligamentos em urgência, a concessionária informa ao ONS com uma pequena antecedência, ao contrário dos desligamentos intempestivos onde não há comunicação prévia nenhuma, gerando um transtorno muito maior para o ONS e para o SIN. Assim sendo, esta proposta visa diferenciar estes dois tipos de desligamentos.

2) Isenção PVI: queimadas fora da faixa de servidão

Muitos desligamentos em linhas são ocasionados por queimadas fora da faixa de servidão. A proposta apresentada pelos agentes visa à isenção das concessionárias de PVI por queimadas fora dessa área. O argumento dos agentes baseia-se que a concessionária não tem gestão e nem responsabilidade perante as áreas fora da faixa de servidão. Atualmente registram-se, em várias regiões do país, áreas adjacentes as faixas com presença de canais e áreas de reflorestamento, as quais estão sujeitas a queimadas.

Apesar de a proposta apresentada ser pertinente, na minuta apresentada pela ANEEL na AP esse tema foi explicitado de forma que: “Incidirá PVI ou PVRO, respectivamente, no caso de indisponibilidade ou restrição operativa de FT associadas a risco ou ocorrência de queimada ou incêndio florestal” [6].

3) Aproveitamento de desligamento de outros agentes

A resolução atual permite que as transmissoras aproveitem os desligamentos de outras transmissoras para realização de manutenção em suas FT. A proposta apresentada visa que estes aproveitamentos sejam estendidos para outros agentes do setor como distribuidoras, consumidores livres e geradores. Assim, quando um destes agentes solicitar o desligamento de

uma FT, a transmissora poderá aproveitar e fazer suas manutenções. A proposta visa à redução dos tempos de indisponibilidade e o aumento da segurança do sistema. Como exemplo pode-se citar o seguinte evento ocorrido na COPEL GT (Copel Geração e Transmissão S.A):

- Exemplo: Foi programado intervenção pelo agente de geração na barra de 230 kV da Subestação Governador Parigot de Souza para ensaios de retorno do grupo gerador 1. Na ocasião não foi considerado pelo ONS a realização de serviços nas Linhas de Transmissão de 230 kV de Governador Parigot de Souza/ Posto Fiscal e Governador Parigot de Souza/Santa Mônica com isenção de PVI. Este ponto caracteriza uma oportunidade de melhoria para aumento da segurança do sistema.

É importante destacar que a ANEEL ainda não se pronunciou quanto à emissão da nova resolução. Entretanto as propostas apresentadas e discutidas neste artigo produzem impactos com necessidades futuras de adequação por parte das concessionárias de transmissão.

IV. CONCLUSÃO

Com a realização deste trabalho, foi possível identificar os diversos tipos de penalidades aplicáveis aos concessionários. Foi abordada ainda, a forma atual de penalização dada pela resolução da ANEEL nº 270/2007, sendo apresentados exemplos de aplicações da PVI.

Foram também citadas algumas das possíveis alterações que entrarão em vigor com a emissão da nova resolução, e os principais pontos levantados pela ANEEL e pelos agentes. Estas alterações terão impacto direto na rotina das equipes de operação, bem como, nos valores descontados por PV no Pagamento Base das concessionárias.

Pela análise das propostas apresentadas, é possível identificar também a busca pela ANEEL, de incentivos para a realização de manutenções preventivas e também manutenções em instalações energizadas (linha viva), aumentando a segurança operacional do sistema.

Destaca-se ainda, a situação delicada das transmissoras. Conforme demonstrado, o segmento passou por expressiva redução de receita e elevados aumentos nas penalizações por PV nos últimos anos. Estes fatores têm reduzido às garantias financeiras e aumentado o risco regulatório do setor, levando investidores a terem um menor interesse neste segmento. Esta condição impacta diretamente as expansões do sistema

elétrico. Tal afirmação pode ser constatada pelos diversos lotes vazios dos últimos leilões de transmissão. Como alternativa aos fracassos dos últimos leilões, a ANEEL tem ofertado lotes menores. Esta ação permitiu a participação de empresas não tradicionais do setor elétrico na disputa. Entretanto, esses novos "players" da indústria de energia elétrica, podem, em sua maioria, ainda não ter a "expertise" necessária para lidar em um mercado regulado por regras cada vez mais complexas e com grandes desafios pela frente.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem a Universidade Federal de Uberlândia (UFU) pelo apoio nesse trabalho.

REFERÊNCIAS

- [1] GOMES, R. "A Gestão do Sistema de Transmissão do Brasil". Rio de Janeiro: Editora FGV, 2012. 431p.
- [2] Instituto Acende Brasil (2015). Transmissão: O Elo Integrador. White Paper 15, São Paulo, 40p.
- [3] ANEEL. **Resolução Normativa Nº 63, de 12 de Maio de 2004**. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/r en2004063.pdf>>. Acesso: em 12 de maio 2016.
- [4] ANEEL. **Resolução Normativa Nº 270, de 26 de Junho de 2007**. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/ced oc/ren2007270.pdf>>. Acesso: em 17 de maio 2016.
- [5] ONS. **Procedimentos de Rede – Submódulo 15.12**. Disponível em: <http://apps05.ons.org.br/procedimentor ede/procedimento_rede/procedimento_rede.aspx>. Acesso: em 13 de maio 2016.
- [6] AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Audiência Pública 027/2014** - Obter subsídios à proposta de aprimoramento da Resolução Normativa nº 270, de 26 de junho de 2007, que estabelece as disposições relativas à qualidade do serviço público de transmissão de energia elétrica, associada à disponibilidade das instalações integrantes da Rede Básica, e dá outras providências. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/dspListaDetalhe.cfm?attAnoAud=2014&attIdeF asAud=893&ATTANOFASAUD=2014&id_area=13>. Acesso em: 25 de abril 2016.
- [7] SFE. **Relatório Trimestral - SFE - Março 2016**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 16 de maio 2016