

1

Introdução

1.1

Considerações Gerais

O setor elétrico brasileiro vem passando por mudanças estruturais em sua regulamentação, a exemplo do que ocorre em diversos países do mundo. O objetivo essencial desta política é a busca do aumento da eficiência econômica através da competição entre geradores e distribuidores de energia, ao mesmo tempo em que deseja-se qualidade no fornecimento de energia elétrica e a modicidade tarifária.

O modelo econômico do setor elétrico brasileiro baseia-se na desagregação entre os agentes de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia. Isto significa que estes elementos têm uma participação ativa na balança financeira que sustenta a operação e a expansão do sistema.

A separação das atividades de geração e transporte de energia elétrica proporcionou a realização de leilões de concessões de linhas de transmissão e a participação de empresas transmissoras ou consórcios nestes leilões. Devido às suas naturezas, os investimentos em linhas de transmissão são caracterizados por custos de implantação relativamente baixos e por uma receita operacional pré-estabelecida, de acordo com o lance vencedor do leilão, satisfazendo os limites máximos estipulados pela *Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL* (desde 1999, a *ANEEL* realiza leilões de concessões de linhas de transmissão).

As concessões das linhas de transmissão são dadas para as empresas de transmissão ou consórcios, que ofertarem as menores *tarifas de transmissão* (menores receitas anuais), desde que os valores ofertados pelas demais proponentes, sejam superiores a um determinado percentual estabelecido para o leilão. Caso seja inferior ao valor do percentual estipulado, o leilão continua sendo realizado através de lances sucessivos por meio de deságios.

As empresas de transmissão ou consórcios vencedores firmam um *Contrato de Prestação de Serviço de Transmissão – CPST* com o *Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS*, delegando-lhe o direito de administrar e coordenar o uso da rede básica e em contrapartida têm garantido o ressarcimento de seus custos e seus investimentos remunerados, sendo que os investimentos podem ser considerados de baixo risco, já que a receita associada é garantida através do CPST firmado.

Os usuários do sistema (geradores, distribuidores e grandes consumidores) arcam com os investimentos necessários para conectar-se à rede básica e pagam ao ONS uma tarifa pelo uso do sistema. Esta tarifa é fixada de forma a cobrir o conjunto dos contratos do ONS com as empresas de transmissão ou consórcios mais os custos da operação do sistema.

Por consequência, o modelo econômico que norteia a prestação de serviços de transmissão de energia elétrica é fundamentado em uma estrutura reguladora. Ao contrário dos geradores e comercializadores, que têm liberdade para estabelecer seu preço no ambiente competitivo, a renda proveniente da transmissão é estabelecida pela ANEEL, como uma *Receita Anual Permitida – RAP* pelo “aluguel” de seus ativos.

Uma das atribuições do agente regulador é determinar o desconto da RAP de uma empresa de transmissão em função da indisponibilidade de operação de seus equipamentos. Este desconto é denominado Parcelas Variáveis Referentes à Disponibilidade de Instalações da Rede Básica, ou simplesmente Parcelas Variáveis - PV e tem sido tema de grandes debates entre os agentes transmissores, a ANEEL, o ONS e instituições financeiras que têm investido em empreendimentos de expansão do setor elétrico nacional.

1.2

Impacto da Indisponibilidade de Equipamentos na Receita de Agentes de Transmissão

A resolução número 066 [ANEEL, 066/99], publicada pela ANEEL em 16 de abril de 1999, estabeleceu a composição da chamada rede básica do sistema elétrico

interligado brasileiro, suas conexões e as respectivas empresas proprietárias das instalações. Em síntese, a rede básica é o conjunto dos equipamentos de transmissão de energia que operam sob determinados níveis de tensão, geralmente iguais ou superiores a 230kV.

A resolução número 247 [ANEEL, 247/99], publicada pela ANEEL em 13 de agosto de 1999, alterou as condições gerais da prestação de serviços de transmissão e contratação do serviço do acesso, compreendendo os Contratos de Prestação do Serviço de Transmissão - CPST, Contratos de Uso do Sistema de Transmissão - CUST e dos Contratos de Conexão ao Sistema de Transmissão - CCT, vinculados à celebração dos Contratos Iniciais de Compra e Venda de Energia Elétrica.

A partir das resoluções normativas 066 e 247 ficaram estabelecidas as regras para administração dos serviços de transmissão. A resolução 270 [ANEEL, 2007] publicada pela ANEEL em 26 de junho de 2007 estabeleceu as disposições relativas à qualidade do serviço público de transmissão de energia elétrica, associada à indisponibilidade das instalações integrantes da rede básica do Sistema Interligado Nacional – SIN.

Os futuros Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão a serem celebrados entre empresas transmissoras e o ONS, para disponibilidade das instalações de transmissão aos diversos usuários da rede básica, deverão estabelecer requisitos mínimos de segurança e confiabilidade para a operação do sistema.

De acordo com o CPST, as empresas transmissoras poderão ter suas receitas anuais descontadas do valor da parcela variável da receita permitida (PV), de modo a refletir a efetiva disponibilidade das instalações de transmissão. Considerando estas definições, a avaliação do Lucro Anual - LA da transmissora pode ser calculada através de:

$$LA = (RAP - PV) - CA \quad (1.1)$$

onde:

- LA - lucro anual da transmissora;
- RAP - receita anual permitida da transmissora;
- CA - custo anual, incluindo operação, manutenção, amortização do investimento, etc.;
- PV - parcela variável da receita anual permitida.

Desta forma, quanto menor for a indisponibilidade dos ativos da empresa, menor será a PV (dedução da receita assegurada), “incentivando” a empresa a buscar um menor patamar de indisponibilidade possível.

Fica evidente de (1.1) que:

- a expectativa de lucro anual da transmissora é função de variáveis aleatórias, ou seja, depende dos índices de indisponibilidade programada (manutenção preventiva) e não programada. Por sua vez, esta última, depende da frequência e das durações das falhas dos ativos de transmissão, a saber: falhas permanentes (queda de torres, falha de equipamento, falha humana), onde é necessária a intervenção da equipe de manutenção; e falhas transitórias (descarga atmosférica, queimadas), onde o ativo retorna à operação pela atuação de acionamento manual ou automático;
- há a necessidade de reduzir os custos decorrentes das penalidades por indisponibilidades, de modo a maximizar o lucro anual da transmissora;
- o lucro anual aumenta com a redução do CA, mas esta redução aumenta a probabilidade de crescimento da PV, e conseqüentemente, reduz o lucro anual da transmissora.

1.2.1

Fundamentos Contratuais

O modelo do CPST de 31/07/2007 [ONS, 2007] define a parcela variável por indisponibilidade de equipamentos como:

“Parcela a ser deduzida do PAGAMENTO BASE por DESLIGAMENTOS PROGRAMADOS ou OUTROS DESLIGAMENTOS decorrentes de eventos envolvendo o equipamento principal e/ou os complementares da FUNÇÃO TRANSMISSÃO, de responsabilidade da TRANSMISSORA”

A cláusula 26ª do referido contrato estabelece:

“A TRANSMISSORA poderá ter sua RECEITA ANUAL PERMITIDA reduzida de uma PARCELA VARIÁVEL POR INDISPONIBILIDADE-PVI e de uma PARCELA VARIÁVEL POR RESTRIÇÃO OPERATIVA TEMPORÁRIA-PVRO, descontadas mensalmente do PAGAMENTO BASE - PB, refletindo a efetiva disponibilização e capacidade das FUNÇÕES TRANSMISSÃO-FT relacionadas nos ANEXOS I e II deste CONTRATO, nos termos dos parágrafos desta Cláusula e da regulamentação específica que trata da qualidade do serviço público de transmissão de energia elétrica da REDE BÁSICA”.

1.2.2

Conceitos Básicos da Resolução ANEEL 270/07

A apuração das indisponibilidades na rede básica segue os critérios descritos no Submódulo 15.6 dos Procedimentos de Rede [ONS, 2003]. Segundo este documento, são apuradas as indisponibilidades decorrentes de desligamentos e atrasos na entrada em operação dos seguintes componentes de uma empresa transmissora de energia:

- linhas de transmissão;
- transformadores;
- bancos de capacitores;
- compensadores estáticos;

- compensadores síncronos;
- reatores;
- compensação série.

Conforme o parágrafo 1º da cláusula 26ª do CPST padrão de 05/04/2004, a "parcela variável por indisponibilidade de equipamentos" é calculada segundo:

$$PV = \frac{PB}{24 \cdot 60 \cdot D} \left(\sum_{i=1}^{NP} K_p \cdot DDP \right) + \frac{PB}{24 \cdot 60 \cdot D} \left(\sum_{i=1}^{NO} K_{o_i} \cdot DOD \right) \quad (1.2)$$

onde:

- PV parcela variável por indisponibilidades de equipamentos,
 PB parcela equivalente ao duodécimo da RAP, associada à plena disponibilidade dos ativos que compõem uma instalação de uma empresa de transmissão de energia.
 K_p fator para desligamentos programados, sendo K_p = 10
 K_o fator para desligamentos não programados, sendo
 K_o = 150 até a 5ª hora de desligamento não programado,
 K_o = K_p a partir da 5ª hora de desligamento não programado,
 NP número de desligamentos programados da instalação durante o mês,
 NO número de desligamentos não programados da instalação ao longo do mês,
 D número de dias do mês
 DDP duração em minutos de cada desligamento programado que ocorra no mês,
 DOD duração em minutos de cada desligamento não programado que ocorra no mês.

1.2.3

Desligamentos Programados

Conforme o modelo de CPST, o termo "desligamento programado" é definido como:

“Indisponibilidade de uma instalação, antecipadamente programada de acordo com os PROCEDIMENTOS DE REDE, que incluem o MANUAL DE PROCEDIMENTOS DE OPERAÇÃO – MPO”.

Os desligamentos programados seriam, portanto, aqueles previamente acordados entre os agentes de transmissão e o ONS, conforme os critérios estabelecidos pelo Submódulo 6.5 dos Procedimentos de Rede [ONS, 2003].

1.2.4

Desligamentos Não Programados

Conforme o modelo de CPST, *“desligamentos não programados”* (ou *“outros desligamentos”*) são definidos como:

“Qualquer período de indisponibilidade de uma instalação fora dos períodos de DESLIGAMENTOS PROGRAMADOS”.

Os desligamentos não programados seriam aqueles causados por falhas nas instalações de transmissão, com tempo de indisponibilidade acima de 1 minuto.

1.2.5

Contabilização das Indisponibilidades

A contabilização mensal dos serviços e encargos de transmissão está padronizada pelo Submódulo 15.8 dos Procedimentos de Rede [ONS, 2003.c], que inclui a compensação financeira por indisponibilidades de instalações da rede básica.

O desconto mensal da PV não pode ultrapassar 50% do seu PB. O que exceder é transferido para o mês seguinte. A soma dos descontos mensais da PV dos últimos 12 meses não pode ultrapassar 25% da soma do PB mensais no mesmo período. O que exceder não é descontado nem transferido.

A alínea b) do parágrafo 4º da cláusula 26ª do CPST limita a redução da parcela variável em 12,5%, cabendo penalidades às concessionárias que ultrapassarem este valor.

Considere-se uma empresa de transmissão que tenha uma determinada receita mensal e em um determinado mês apresenta indisponibilidade em suas instalações da rede básica. No mês subsequente à ocorrência da indisponibilidade, as apurações realizadas pelo ONS são discutidas com o agente transmissor e homologadas, sendo contabilizadas financeiramente entre o 15º e o último dia útil do mês. No mês seguinte serão realizados os descontos. Na Figura 1.1 [da Luz, 2003] apresenta-se a cronologia dos eventos.

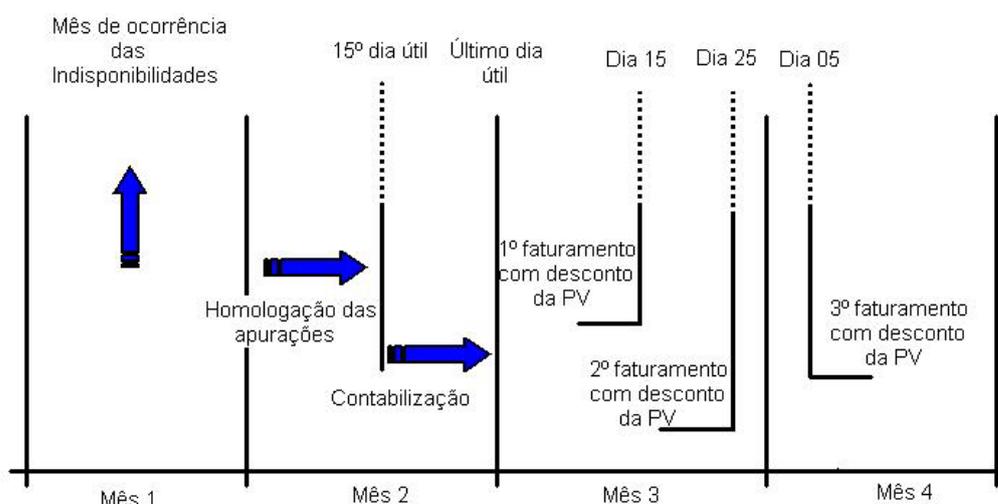


Figura 1.1 – Cronologia dos Eventos da Cobrança da Parcela Variável

1.3

Relevância do Trabalho

No período de 19.10.2001 a 31.12.2007, entraram em operação 37 concessionárias de transmissão licitadas, com um total de 149 ativos, sendo 82 linhas de transmissão - LT, 26 transformações - TR e 41 controles de tensão - CT [Gomes, 2008].

Na Tabela 1.1 [Gomes, 2008], observa-se os dados contabilizados pelo ONS da PV total descontada, em relação à receita total recebida pelas concessionárias de transmissão licitadas, até 31.12.2007, para cada um dos tipos de ativos da transmissão.

Consideraram-se todos os eventos classificados como Desligamentos Programados e Outros Desligamentos, passíveis de cobrança de Parcela

Variável. A quantidade desses eventos foi de 451 (quatrocentos e cinquenta e um), sendo, 236 (duzentos e trinta e seis) de Desligamentos Programados e 215 (duzentos e quinze) de Outros Desligamentos.

Tabela 1.1 – Histórico da Contabilização da Parcela Variável no Brasil

Ativos da Transmissão	RAP Acumulada (R\$)	PV Acumulada (R\$)	%
LT – Linhas de Transmissão	5.770.768.621,21	25.499.232,57	0,44
TR - Transformadores	408.739.364,77	3.400.336,12	0,83
CT – Controle de Tensão	762.387.538,81	24.576.722,70	3,22
TOTAL	7.443.859.580,13	53.476.291,39	0,72

Fica evidente pela análise dos resultados apresentados na Tabela 1.1, que os maiores descontos da RAP das transmissoras de energia são oriundos dos ativos das linhas de transmissão e dos responsáveis pelo controle de tensão.

Em função destas e outras conseqüências financeiras, as concessionárias de transmissão de energia passaram a ter que tomar decisões sobre a ordenação dos equipamentos de transmissão a sofrerem manutenção, o momento ideal da intervenção de manutenção e o tempo ótimo de substituição do equipamento. Por estes motivos, a programação da manutenção vem mudando de um enfoque baseado na confiabilidade do sistema para um novo enfoque intitulado “*gerenciamento de ativos*”.

Desenvolve-se nesta tese, um método baseado nas técnicas de gerenciamento de ativos com o intuito de diminuir o pagamento da parcela variável das concessionárias de transmissão de energia elétrica.

1.4

Objetivos do Trabalho

Os seguintes itens são tratados no desenvolvimento do trabalho: i) aprofundar o estudo sobre gerenciamento de ativos, ii) verificar métodos de programação da manutenção de equipamentos com base em gerenciamento de ativos, iii) estabelecer um método adequado, agregando custos e confiabilidade, iv) avaliar os benefícios do método.

1.5

Estrutura do Trabalho

No Capítulo 2 apresenta-se as definições e a estrutura do gerenciamento de ativos físicos aplicados no setor elétrico. Além da análise de riscos, uma outra ramificação importante do gerenciamento de ativos é a Manutenção Centrada na Confiabilidade, e assim, suas técnicas de implementação também serão abordadas neste capítulo.

Problemas envolvendo confiabilidade de equipamentos normalmente concentram-se em sistemas que são discretos no espaço, isto é, eles podem estar em um ou mais estados discretos identificáveis; e contínuo no tempo, ou seja, eles permanecem continuamente em qualquer um dos estados do sistema até que ocorra uma transição que o leva, em um intervalo discreto, para um outro estado onde permanece continuamente. Geralmente estes estados são denominados de “operando” e “falha”. O principal método para modelar este fenômeno é denominado Processo de Markov. Apresenta-se no Capítulo 3, o trabalho desenvolvido por Siqueira [Siqueira, 1999], para modelagem dos processos de decisão markovianos em sistemas de segurança e proteção de um sistema elétrico baseado nas técnicas de manutenção centrada na confiabilidade. Ao final do capítulo serão apresentadas críticas sobre o modelo.

No Capítulo 4 apresenta-se o método para determinação dos parâmetros necessários para a avaliação da confiabilidade de um sistema de proteção do sistema elétrico. Serão realizadas simulações, tomando como base a estrutura formal do modelo, os dados disponíveis sobre o meio ambiente, e ações de controle possíveis, buscando derivar conclusões úteis sobre o comportamento do sistema de proteção.

No Capítulo 5, faz-se a análise de resultados sobre o desconto por indisponibilidades programadas e não programadas dos equipamentos de proteção, em função da periodicidade das manutenções, através do método proposto neste trabalho.

As considerações finais, originalidade da tese e sugestões para desenvolvimento de trabalhos futuros, são apresentadas no Capítulo 6.