



**SNPTEE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

GMI 26
14 a 17 Outubro de 2007
Rio de Janeiro - RJ

**GRUPO XII
GRUPO DE ESTUDO DE ASPECTOS TÉCNICOS E GERENCIAIS DE MANUTENÇÃO EM INSTALAÇÕES
ELÉTRICAS - GMI**

**GESTÃO ECONÔMICA DAS INTERVENÇÕES EM LINHAS DE TRANSMISSÃO COM FOCO NA PARCELA
VARIÁVEL**

Cendar João Tondello *

ELETROSUL CENTRAIS ELÉTRICAS S.A.

RESUMO

As recentes reformas ocorridas no Mercado de Energia Elétrica implicam em que as empresas de transmissão não são mais responsáveis diretas pelo suprimento de energia aos consumidores, passando a ser remuneradas pela disponibilização de seus ativos, o que coloca a área de manutenção diretamente no foco da questão.

Assim, impõe-se a busca de novos métodos de manutenção que garantam ao mesmo tempo a confiabilidade do sistema e custos competitivos.

O presente artigo descreve a metodologia utilizada pela ELETROSUL que, ao mesmo tempo em que preserva a confiabilidade do sistema, mediante a execução das manutenções necessárias, aproveita-se da legislação proposta pelo agente regulador, o qual estabelece uma franquia de tempo mediante a qual podem-se executar as manutenções sem ser penalizado, para então minimizar a perda de receita devido a Parcela Variável.

PALAVRAS-CHAVE

Gestão econômica, Parcela variável, Otimização dos desligamentos

1.0 - INTRODUÇÃO

A reestruturação do setor de energia elétrica no Brasil levada a efeito a partir de 1998, impôs um processo de desverticalização, separando os segmentos de geração, transmissão e distribuição. A transmissão, devido a sua característica de monopólio natural, permaneceu regulada.

Assim, a exemplo do que vem sendo feito em diversos países, a transmissão extrai sua renda pelo conceito de "Receita Assegurada". Essa remuneração, fixada pelo Agente Regulador, visa propiciar à transmissora uma adequada remuneração para seus ativos, bem como assegurar a recuperação dos custos incorridos de manutenção e operação.

Porém, esta forma de remuneração, isoladamente, tende a comprometer a qualidade do serviço prestado, na medida em que não há incentivo algum para que a disponibilidade dos ativos seja maximizada.

Por outro lado, o Operador do Sistema busca a obtenção de um ponto de operação de mínimo custo e ao mesmo tempo seguro, o que implica na maximização da disponibilidade do sistema de transmissão. Assim, nota-se que há um conflito de interesses implícito no modelo, e por esse motivo tem sido usual, por parte do Agente Regulador, a inserção do conceito de "Parcela Variável" da receita.

Este conceito envolve o estabelecimento de “penalizações” proporcionais à indisponibilidade dos ativos de transmissão. Assim, toda vez que uma Função Transmissão (FT) fica indisponível, independentemente se a indisponibilidade seja programada ou devido à falhas, há uma redução da receita, proporcional ao tempo da indisponibilidade e à receita da Função. No caso de falhas, a redução é 15 vezes maior que sobre as programadas.

Assim, para os agentes de transmissão, o que se busca na verdade é minimizar os desligamentos programados (para realização de manutenções preventivas), porém conservando a confiabilidade do sistema, de tal forma que resulte na menor perda de receita possível. Desta forma, a manutenção passou ao centro das atenções, passou a ser estratégica.

Ora, como é possível manter a confiabilidade do sistema ao mesmo tempo em que se minimizam as intervenções para manutenções preventivas?

Basicamente duas direções podem ser seguidas para tal: executar as manutenções sem desligar as FT e/ou aproveitar os desligamentos da melhor forma possível. O primeiro caso nem sempre é possível por razões técnicas ou de segurança.

Este trabalho enfoca a segunda possibilidade, o planejamento e aproveitamento eficiente dos desligamentos, com enfoque na menor redução de receita possível.

Aproveita-se do fato de que o agente regulador definiu para cada FT uma franquia de tempo para desligamentos programados. Assim, é possível estabelecer uma estratégia para programar as manutenções, antecipando-as ou retardando-as, de forma a não ultrapassar a franquia.

Por outro lado, o agente regulador também definiu a possibilidade de um ganho adicional de receita, desde que o tempo total de desligamentos programados e forçados não tenham ultrapassado determinado valor, estabelecido para cada FT. Então, da mesma forma que a anteriormente utilizada, é possível estabelecer-se uma estratégia para receber este adicional em determinados anos, em determinadas FT.

O trabalho mostrará uma metodologia em uso na Eletrosul, que permite programar os desligamentos, a partir das duas estratégias citadas acima, no sentido de maximizar sua receita.

Por outro lado, dado que um desligamento será efetuado, parece lógico que todos os Pedidos de Serviço programados para cada FT sejam executados neste desligamento. Mas e se isto envolver equipes distintas de manutenção (por exemplo, as duas pontas de uma linha de transmissão, mais a linha em si)? E se o volume dos serviços for muito elevado a ponto de ter que se estender muito o desligamento? Neste caso seria interessante chamar outras equipes de manutenção para apoiar? Este deslocamento extra tem um custo. Este custo seria compensado pelo aproveitamento do desligamento em função da redução da perda de receita que ele propiciaria?

Neste sentido, a Eletrosul também desenvolveu uma estratégia que permite avaliar e decidir sobre as melhores alternativas, visando novamente a maximização de sua receita.

O objetivo deste trabalho é mostrar como a implantação destas estratégias pode ser uma resposta adequada aos desafios atuais das empresas de transmissão, além de apresentar os detalhes e os resultados da implantação das mesmas.

2.0 - O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

O ciclo virtuoso que caracterizou o desenvolvimento do Setor Elétrico brasileiro esgotou-se após a crise do petróleo em meados da década de 70. Nesta época, iniciou-se um período de forte elevação nos custos setoriais coincidindo com a redução das oportunidades de melhoria de eficiência, pois os principais mercados já haviam sido interconectados. As políticas adotadas para responder a esta situação revelaram-se inadequadas, induzindo à deterioração do desempenho setorial. Paulatinamente, a coordenação, tão importante para o sucesso das empresas elétricas, foi sendo minada. A solução desses problemas foi longamente debatida, na década de 80, sem que emergisse uma proposta consensual (1).

No início da década de 90, o debate tomou novos rumos, desta vez orientado pelas mudanças na economia brasileira e pelas reformas em curso no setor elétrico de outros países. A concorrência, a desverticalização e a privatização entraram na agenda da reforma do setor elétrico brasileiro.

Assim, foi-se consolidando no âmbito federal, a idéia de trazer a experiência internacional adquirida em outras privatizações e reestruturações para apoiar a reforma em curso. Neste sentido, foi contratado consórcio liderado

pela empresa inglesa Coopers & Lybrand, para em conjunto com um grupo selecionado de técnicos do setor elétrico brasileiro, elaborar uma proposta. O relatório final foi apresentado em dezembro de 1997.

2.1 As Empresas Transmissoras

Na área do transporte, o livre acesso é garantido pelo Operador Nacional do Sistema - ONS. Para tanto, foi determinada a desverticalização das concessionárias verticalizadas que devem criar subsidiárias de transmissão, comportando basicamente as linhas com tensão igual ou superior a 230 kV. Estas empresas firmam contratos de prestação de serviços de transmissão com o ONS, delegando-lhe o direito de comercializar o uso da rede. Em contrapartida, as empresas de transmissão têm garantido o ressarcimento de seus custos e seus investimentos remunerados. Os usuários do sistema (geradores, distribuidores e grandes consumidores) arcam com os investimentos necessários para conectar-se à rede e pagam ao ONS uma tarifa pelo uso do sistema (2).

Neste ambiente desverticalizado, os custos de exposição da demanda e da geração dependem do desempenho da transmissão. Se de um lado a demanda não deseja se expor ao custo de ser interrompida, por outro lado a geração não deseja perder a oportunidade de escoar a sua produção.

Quanto ao agente de transmissão, seu objetivo é a maximização de seu lucro, o que, dado que a receita é fixa, é melhor conseguido via redução de custos. Esta redução de custos pode levar à piora do serviço com a tendência do aumento das falhas e da indisponibilidade. Isto é conflitante com o objetivo do agente operador do sistema, que visa obter um ponto de operação seguro e de mínimo custo. Tal condição requer a ação do agente regulador.

2.2 A Regulação das Empresas Transmissoras

A regulação definida para a transmissão envolve o estabelecimento de “penalizações” proporcionais à indisponibilidade dos ativos de transmissão. Assim, para cada parcela de tempo que uma linha, transformador, reator ou banco de capacitores fica desligado, há uma redução na receita de um valor monetário equivalente à remuneração de dez vezes este tempo, desde que o desligamento tenha sido programado. Se o desligamento ocorrer de forma intempestiva, o valor da penalidade passa a ser o equivalente a cento e cinquenta vezes o tempo que permaneceu desligado nas primeiras cinco horas e de dez vezes para o restante do tempo.

Mais recentemente, o Agente Regulador propôs o estabelecimento de “franquias” de tempo para cada Função Transmissão, tanto para os desligamentos programados quanto para outros desligamentos mediante as quais, se não ultrapassadas considerando o acumulado nos últimos doze meses, não haverá nenhuma penalização.

| Função Transmissão | Familia | Padrão de Duração de Desligamento | | Padrão de Frequência de Outros Desligamento (Desl./ano) | Fator Ko | | Fator Kp | | |
|--------------------|----------------|-----------------------------------|-------------------|---|----------|-------|----------|-------|-----|
| | | Programado (hora/ano) | Outros (hora/ano) | | Ano 1 | Ano 2 | Ano 1 | Ano 2 | |
| | | | | | | | | | |
| LT | ≤ 5km(*) | 26,0 | 0,5 | 1 | 100 | 150 | 6,67 | 10 | |
| | >5 e ≤ 50Km(*) | 26,0 | 1,4 | 1 | | | | | |
| | >50km - 230kV | 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 | ≤345kV | 21,0 | 2,0 | 1 | 100 | 150 | 6,67 | 10 | |
| | >345kV | 27,0 | 2,0 | 1 | | | | | |
| CR | REA | ≤345kV | 58,0 | 2,0 | 1 | 100 | 150 | 6,67 | 10 |
| | | >345kV | 26,0 | 2,0 | 1 | | | | |
| | CRE | (*) | 73,0 | 34,0 | 3 | 100 | 150 | 5,0 | 7,5 |
| | CSI | (*) | 333,0 | 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

TABELA 1 - Padrões de duração e frequência para desligamentos e fatores de penalização

Da mesma forma estabeleceu “limites” para o número de desligamentos intempestivos nos últimos doze meses, mediante os quais se ultrapassados poderão implicar em penalização adicional, ou seja, se o tempo de indisponibilidade for inferior a meia hora, haverá penalização de meia hora.

Definiu também os fatores de penalização para os desligamentos programados (kp) e para os desligamentos não programados (ko). Para estes fatores, propôs uma transição na qual no primeiro ano os fatores são menores que para os demais anos.

As franquias, limites e fatores de penalização são visualizados da Tabela 1.

Como forma de incentivo à eficiência das empresas transmissoras, estabeleceu também um limite de horas, também considerando o acumulado nos últimos doze meses, que se não forem ultrapassadas darão direito a um “adicional” na receita da empresa. Os limites podem ser visualizados na Tabela 2.

Este adicional, porém, poderá ser limitado, uma vez que o montante a ser distribuído a todas as empresas transmissoras, será limitado a 30% do valor a ser arrecadado com as penalizações. Então, poderá haver rateio, proporcional ao valor que cada empresa teria direito.

Assim, para os agentes de transmissão, o que se busca agora é a otimização das manutenções programadas, de forma a manter a confiabilidade do sistema, para limitar o número de desligamentos intempestivos, de modo que resulte na menor perda de receita e, se possível, obter receita adicional.

Tanto as franquias, quanto os limites e os adicionais, só valem para os ativos antigos, não construídos através de licitações. No caso da Eletrosul, a grande maioria é constituída por estes ativos antigos.

| Função | Familia | Percentil de 25% da Duração de Desligamento | | |
|-------------|---------|---|-------------------|------|
| | | Programado (hora/ano) | Outros (hora/ano) | |
| Transmissão | LT | ≤ 5km(*) | 4,3 | 0,1 |
| | | >5km e ≤50Km(*) | 4,3 | 0,1 |
| | | >50km - 230kV | 3,8 | 0,14 |
| | | 345kV | 3,8 | 0,15 |
| | | 440kV | 6,7 | 1,1 |
| | | 500kV | 6,7 | 0,36 |
| | | 750kV | 6,7 | 0,36 |
| | | Cabo Isolado(*) | 23,5 | 0,7 |
| TR | | ≤345kV | 4,7 | 0,0 |
| | | >345kV | 7,2 | 0,0 |
| CR | REA | ≤345kV | 4,3 | 0,0 |
| | | >345kV | 2,4 | 0,0 |
| | CRE | (*) | 25,5 | 2,23 |
| | CSI | (*) | 49,5 | 0,56 |
| | BC | (*) | 5,0 | 0,0 |
| | CSE | (*) | 0,0 | 0,1 |

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

TABELA 2 – Limites para receita adicional

2.3 A Eletrosul

A Eletrosul Centrais Elétricas S.A., com sede em Florianópolis-SC, foi constituída em 23 de dezembro de 1968, com a finalidade inicial de suprir com energia elétrica as concessionárias distribuidoras do Rio Grande do Sul, Santa Catarina e Paraná.

Entre os anos de 1969 e 1974, organizou a base de sua estrutura física como empresa geradora e transmissora de energia elétrica. A segunda metade da década de 70 e os primeiros anos da década de 80 marcaram um período de significativa expansão da Eletrosul. A partir de 1981, a Empresa estendeu a sua atuação ao estado do Mato Grosso do Sul.

O ano de 1997 foi um marco na história da Eletrosul, quando foi realizada a cisão dos ativos e passivos relativos às atividades de produção de energia elétrica, vertidos para a constituição de uma nova empresa. Assim, em 23 de dezembro de 1997, foi constituída a Centrais Geradoras do Sul do Brasil S.A. - Gerasul, ficando responsável pelos negócios de geração de energia elétrica, a qual foi, por meio de leilão, foi vendida à iniciativa privada. A Eletrosul passou a atuar, a partir de então, exclusivamente no segmento de transmissão de energia elétrica. Em 2005, foi novamente autorizada a construir centrais geradoras de energia elétrica.

Hoje a Eletrosul conta, para desempenhar o seu papel de empresa transmissora regional, com uma infra-estrutura de cerca de 9500 km de linhas de transmissão, além de 39 subestações e uma conversora de frequência na fronteira do Brasil com a Argentina, que possibilitam uma capacidade de transformação de mais de 14000 MVA.

2.4 A manutenção na Eletrosul

A Situação da manutenção no setor elétrico brasileiro até 1999 é bem mostrada por Alkaim (3) onde explica que o planejamento, a operação e a manutenção trabalham com pouca integração na maioria das concessionárias de

energia elétrica e que por herança, ocorre na maioria das empresas do setor elétrico, um excesso indiscriminado de manutenções preventivas.

Somado a este fato, a CIGRÉ (4) elaborou um relatório analítico internacional, abrangendo 70 empresas dos cinco continentes, sobre práticas de manutenção em sistemas de transmissão. No item relativo à política de manutenção, explicita as seguintes constatações:

Para transformadores, componentes de subestações e proteção, o usual é fazer mais manutenção do que os fabricantes recomendam. Além disso, em geral, companhias pequenas fazem menos manutenção que o recomendado, enquanto para grandes empresas ocorre o oposto, para equipamentos novos faz-se mais manutenção do que o recomendado. O inverso é válido para equipamentos antigos.

Por sua vez, a filosofia de manutenção da Eletrosul, da mesma forma que em todo o sistema elétrico brasileiro, segue o que é considerado como “as melhores práticas” dentro do setor elétrico. Basicamente, a manutenção é feita primordialmente de forma preventiva e, onde possível, preditivamente ou com base em monitoramento. Para cada família de equipamentos é definido o ou os tipos de manutenção, bem como a frequência das mesmas, não importando onde cada equipamento está instalado e qual sua importância operacional.

3.0 - A GESTÃO ECONÔMICA DAS INTERVENÇÕES

Em função das mudanças que vem ocorrendo, principalmente com o advento das penalizações, a Eletrosul, a exemplo de outras empresas do setor elétrico brasileiro, vem buscando novas alternativas na execução das manutenções. Assim é que em 2006 decidiu por criar uma comissão com a finalidade de melhor posicionar-se ante esta nova perspectiva. Criou então a Comissão de Gestão Econômica dos Desligamentos – CGED.

A comissão foi criada com a finalidade de estudar e propor ações no sentido de minimizar a perda de receita em função da legislação referente à Parcela Variável. Para ter representatividade, ela foi composta por representantes de cada uma das cinco regionais de manutenção, por representantes das engenharias de manutenção de equipamentos, de linhas e de proteção, com a coordenação diretamente ligada ao Departamento de Manutenção do Sistema.

Ao se iniciarem os trabalhos, observou-se que uma maneira de reduzir as penalizações por indisponibilidade, seria diminuir os desligamentos para manutenções preventivas, porém, isto poderia reduzir a confiabilidade do sistema, levando ao acréscimo de falhas e com isto novamente ter-se-ia acréscimo nas penalizações. Questionou-se então como seria possível manter a confiabilidade do sistema ao mesmo tempo em que se minimizam as intervenções para manutenção preventiva.

Basicamente duas direções podem ser seguidas para tal: executar as manutenções sem desligar as Funções Transmissão - FT e/ou aproveitar os desligamentos da melhor forma possível. O primeiro caso nem sempre é possível por razões técnicas ou de segurança e onde possível, já estava sendo feito.

A comissão voltou-se então para a segunda possibilidade; o planejamento e aproveitamento eficiente dos desligamentos, com enfoque na menor redução da receita possível.

Observou-se que seria possível aproveitar-se do fato de que o agente regulador definiu para cada FT uma franquia de tempo para desligamentos programados, em uma janela móvel de doze meses, ou seja, sempre considerando os onze últimos meses, mais o mês atual. Isto significa que no mês atual não haverá redução da receita se esta franquia não tiver sido ultrapassada, considerando-se os últimos doze meses. Assim, seria possível estabelecer uma estratégia para programar as manutenções, antecipando-as ou retardando-as, de forma a não ultrapassar a franquia.

Este fato revelou a necessidade do desenvolvimento de um aplicativo computacional para mostrar, para cada FT, o consumo de tempo em cada um dos desligamentos já ocorridos nos últimos doze meses. A partir destes dados, poderia ser verificado quanto da franquia teria sido consumida e por consequência, quanto ainda poderia ser utilizado de tempo para desligamento no mês atual ou nos próximos meses, sem ultrapassá-la.

Por outro lado, o agente regulador também definiu a possibilidade de um ganho adicional de receita, desde que o tempo total de desligamentos programados e forçados não tenham ultrapassado determinado valor, estabelecido para cada FT. Então, da mesma forma que a anteriormente utilizada, seria possível estabelecer-se uma estratégia para receber este adicional em determinados anos, em determinadas FT.

Aqui também surgiu a necessidade de um aplicativo computacional no sentido de planejar a busca desta receita adicional. O mesmo aplicativo computacional anterior previu o atendimento deste ponto.

| ATIVO | Hs ÚLTIMOS 12 MESES | | | | | | | | | | Franquia (h) | Acima da Franquia (h) | | | | | | | | | | |
|---------|---------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|--------------|-----------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|--|
| | M/06 | A/06 | M/06 | J/06 | J/06 | A/06 | S/06 | O/06 | N/06 | D/06 | | J/06 | F/06 | M/06 | A/06 | M/06 | J/06 | J/06 | A/06 | S/06 | O/06 | |
| Linha A | 27,4 | 27,4 | 19,1 | 19,5 | 33,2 | 33,2 | 29,1 | 29,1 | 32,5 | 32,5 | 21,0 | 15,8 | 18,9 | 6,4 | 6,4 | | | 12,2 | 12,2 | 8,1 | 8,1 | |
| Linha B | | | | | | | | | | | 21,0 | | | | | | | | | | | |
| Linha C | 6,6 | 6,6 | 6,6 | 6,6 | 6,6 | 6,6 | 6,6 | 6,6 | 6,6 | 6,6 | 21,0 | | | | | | | | | | | |
| Linha D | 19,9 | 19,9 | 11,4 | 11,4 | 11,4 | 11,4 | 8,1 | 8,1 | 8,1 | 8,1 | 21,0 | | | | | | | | | | | |
| Linha E | 15,5 | 15,5 | 15,5 | 15,3 | 15,2 | 15,2 | 15,2 | 15,2 | 15,2 | 15,2 | 21,0 | | | | | | | | | | | |
| Linha F | 3,7 | | | | | | | | | | 21,0 | | | | | | | | | | | |
| Linha G | 4,9 | 14,1 | 14,1 | 14,1 | 14,1 | 14,1 | 14,1 | 19,6 | 14,7 | 14,7 | 26,0 | | | | | | | | | | | |
| Linha H | | | | | | | | | | | 26,0 | | | | | | | | | | | |
| Linha I | 6,9 | 16,1 | 16,1 | 16,1 | 16,1 | 16,1 | 9,2 | 14,9 | 14,9 | 14,9 | 21,0 | | | | | | | | | | | |
| Linha J | 3,9 | 3,9 | 36,7 | 57,2 | 57,2 | 57,2 | 57,2 | 60,6 | 59,9 | 59,9 | 21,0 | | | | 15,7 | 36,2 | 36,2 | 36,2 | 36,2 | 39,6 | | |
| Linha K | 18,4 | 27,9 | 27,9 | 27,9 | 27,9 | 27,9 | 20,9 | 26,5 | 26,5 | 15,1 | 21,0 | 3,6 | | | 6,9 | 6,9 | 6,9 | 6,9 | 6,9 | | 5,5 | |
| Linha L | 27,7 | 27,2 | 27,2 | 27,2 | 27,2 | 17,5 | 17,5 | 9,0 | 9,0 | 9,0 | 21,0 | 6,7 | 6,7 | 6,7 | 6,2 | 6,2 | 6,2 | 6,2 | | | | |
| Linha M | | | | 8,6 | 8,6 | 8,6 | 8,6 | 8,6 | 8,6 | 8,6 | 26,0 | | | | | | | | | | | |
| Linha N | 23,0 | 20,7 | 20,7 | 17,4 | 3,1 | 3,1 | 11,8 | 11,8 | 11,8 | 11,8 | 21,0 | 9,7 | 9,7 | 2,0 | | | | | | | | |
| Trafo A | 8,7 | 8,7 | 8,7 | 8,7 | 10,7 | 10,7 | 10,7 | 10,7 | 10,7 | 10,7 | 21,0 | | | | | | | | | | | |
| Trafo B | 15,5 | 15,5 | 15,5 | 15,5 | 15,5 | 6,8 | 6,8 | 6,8 | 6,8 | 6,8 | 21,0 | | | | | | | | | | | |
| Trafo C | 41,8 | 25,6 | 8,8 | 8,8 | 8,8 | 8,8 | 8,8 | | | | 26,0 | 15,8 | 15,8 | 15,8 | | | | | | | | |
| Trafo D | | | | | | 3,1 | 3,1 | 3,1 | 3,1 | 3,1 | 21,0 | | | | | | | | | | | |
| Trafo E | 29,0 | 19,2 | 19,2 | 19,2 | 9,7 | 9,7 | 9,7 | 9,7 | 9,7 | 9,7 | 21,0 | 8,0 | 8,0 | 8,0 | | | | | | | | |
| Trafo F | | | | | | | | | | | 21,0 | | | | | | | | | | | |
| Trafo G | 3,4 | 3,4 | 3,4 | 3,4 | 3,4 | 3,4 | 3,4 | 3,4 | 3,4 | 3,4 | 21,0 | | | | | | | | | | | |
| Trafo H | | | | | | | | | | | 21,0 | | | | | | | | | | | |
| Trafo I | 13,5 | 13,5 | 9,3 | 9,3 | 9,3 | 32,3 | 32,3 | 31,4 | 31,4 | 31,4 | 21,0 | | | | | | 11,3 | 11,3 | 10,4 | | | |
| Trafo J | 20,9 | 24,1 | 24,1 | 24,1 | 24,1 | 24,1 | 24,1 | 5,7 | 5,7 | 5,7 | 26,0 | | | | | | | | | | | |
| Trafo K | 2,4 | 5,1 | 5,1 | 5,1 | 5,1 | 13,5 | 13,5 | 11,1 | 11,1 | 11,1 | 21,0 | | | | | | | | | | | |
| Trafo L | 19,9 | 19,9 | 19,9 | 19,9 | 25,6 | 16,4 | 20,1 | 20,1 | 20,1 | 20,1 | 21,0 | | | | | | 4,6 | | | | | |
| Trafo M | | | | | 5,1 | 5,1 | 5,1 | 10,6 | 10,6 | 10,6 | 21,0 | | | | | | | | | | | |
| Trafo N | 10,5 | 10,5 | 20,0 | 20,0 | 20,0 | 20,0 | 20,0 | 27,0 | 27,0 | 19,2 | 21,0 | | | | | | | | | | 6,0 | |
| Trafo O | | | | | 9,8 | 9,8 | 9,8 | 9,8 | 18,0 | 18,0 | 26,0 | | | | | | | | | | | |
| Trafo P | | | | | | | | | | | 21,0 | | | | | | | | | | | |

FIGURA 1 – Exemplo de tela do aplicativo computacional desenvolvido para auxiliar a CGED

Outra necessidade foi sentida: dado que uma determinada FT fosse desligada, uma linha de transmissão por exemplo, necessitava-se saber todos os “Pedidos de Serviço” pendentes de serem realizados, em cada uma das pontas da linha e na linha em si. Desta forma, poderia ser feita a manutenção “pit-stop”, ou seja, várias equipes simultaneamente cumprindo os Pedidos de Serviço nas duas pontas da linha e na linha em si.

Esta necessidade foi atendida através do desenvolvimento de outro aplicativo computacional que, a partir do sistema de gerenciamento da manutenção, traz todos os serviços pendentes, com um horizonte de tempo à frente definido e os apresenta considerando a FT como um todo, ou seja, a FT em si mais seus dois lados.

| Eletrosul | | Eletrosul Centrais Elétricas S.A. Departamento de Manutenção do Sistema - DMS Divisão de Coordenação da Manutenção - DVCM Relação de Pedidos de Serviço por Função Transmissão | | | | | | | | |
|----------------|------|---|------------|---------|-------------|-------------|------------|--------------|-------|--|
| FT: LT xxx-xxx | | | | | | | | | | |
| Listagem de PS | | | | | | | | | | |
| PS | Tipo | Local | Módulo | Posição | Equipamento | Dt. Necess. | Homem-Hora | Nec. Deslig. | Freq. | |
| 0337820/2007 | P | GRA | NSR/BAA-52 | TCA | TC8200201 | 22/03/2007 | 0.00 | | | |
| 0155695/2006 | P | GRA | NSR/BAA-52 | DJ1012 | C8600059 | 15/05/2007 | 1.00 | | 1A | |
| 0050974/2007 | P | GRA | NSR/TF2 | PPS22 | PS1000450 | 26/10/2007 | 8.00 | S | 6A | |
| 0046268/2007 | P | GRA | NSR/BAA-52 | CS1011 | CS8500167 | 12/11/2007 | 18.00 | S | 6A | |
| 0059823/2007 | P | GRA | NSR | PRA | PR8300026 | 07/12/2007 | 2.00 | S | 6A | |
| 0059831/2007 | P | GRA | NSR | FRC | PR8300028 | 07/12/2007 | 2.00 | S | 6A | |
| 0059491/2007 | P | GRA | NSR | PRB | PR8300027 | 07/12/2007 | 2.00 | S | 6A | |
| 0044675/2008 | P | GRA | NSR/BAA-52 | TCC | TC8200203 | 24/03/2008 | 17.00 | S | 12A | |
| 0339483/2008 | P | GRA | NSR/BAA-52 | TCC | TC8200203 | 24/03/2008 | 0.00 | | | |
| 0044667/2008 | P | GRA | NSR/BAA-52 | TCB | TC8200202 | 26/03/2008 | 17.00 | S | 12A | |
| 0013788/2008 | P | GRA | NSR | TPCB | CA8400143 | 26/03/2008 | 8.00 | S | 12A | |
| 0044683/2008 | P | GRA | NSR/BAA-52 | TCA | TC8200201 | 26/03/2008 | 17.00 | S | 12A | |
| 0013770/2008 | P | GRA | NSR | TPCA | CA8400142 | 26/03/2008 | 8.00 | S | 12A | |
| 0013796/2008 | P | GRA | NSR | TPCC | CA8400144 | 26/03/2008 | 8.00 | S | 12A | |
| 0339467/2008 | P | GRA | NSR/BAA-52 | TCB | TC8200202 | 26/03/2008 | 0.00 | | | |
| 0045094/2008 | P | GRA | NSR/BAA-52 | CS1013 | CS8500169 | 14/04/2008 | 18.00 | S | 6A | |
| 0036095/2008 | P | GRA | NSR | CS1017 | CS8500141 | 15/04/2008 | 18.00 | S | 6A | |
| 0044640/2008 | P | GRA | NSR | PRB | PR8300027 | 06/12/2008 | 1.00 | | 1A | |

FIGURA 2 – Exemplo de tela do aplicativo computacional desenvolvido para auxiliar a CGED

Assim, a comissão, com estes aplicativos, municiou as equipes de campo a programarem os desligamentos de maneira a maximizar a execução dos Pedidos de Serviço e assim, reduzir o tempo total de desligamento de cada FT. Por outro lado, também estão aptas a gerenciar a época dos desligamentos, buscando não ultrapassar a franquia de tempo estabelecida pelo agente regulador.

Outra questão surgiu: como vimos acima, dado que um desligamento será efetuado, parece lógico que todos os Pedidos de Serviço programados para cada FT sejam executados neste desligamento. Mas, isto implica no envolvimento de equipes distintas de manutenção, por exemplo, equipes de equipamentos, de linhas e de proteção e nas duas pontas da linha, mais na linha em si.

Neste caso, como o volume dos serviços seria muito elevado, para não estender muito o tempo de desligamento seriam necessárias várias equipes trabalhando juntas.

O custo envolvido nesta operação, de horas extras, deslocamentos, logística, não seria mais elevado que se fossem feitos vários desligamentos mais curtos?

Esta hipótese, bem como a questão da franquia e do adicional de receita, devem ser observadas em cada desligamento a ser programado de forma a escolher-se a melhor alternativa.

Neste sentido, a comissão reúne-se periodicamente, avalia as opções e decide pela melhor estratégia, no sentido de maximizar a receita da empresa.

Algumas dificuldades de operacionalização tem se apresentado. Para o cumprimento de vários Pedidos de Serviço no mesmo desligamento, já vimos que há a necessidade de mobilizar várias equipes de manutenção. Então há que prever o serviço com boa antecedência no sentido de permitir que as várias equipes estejam disponíveis no dia determinado. Isto nem sempre é fácil.

Por outro lado, os equipamentos a serem substituídos precisam estar disponíveis na quantidade necessária e os veículos de apoio também. Isto também nem sempre ocorre.

Por último, como há o envolvimento de muitas pessoas, há a necessidade de um bom planejamento dos serviços, da logística, da comunicação e uma boa coordenação dos serviços.

4.0 - CONCLUSÃO

Vimos que em função das novas regras de remuneração das empresas transmissoras, estas viram-se na necessidade de procurarem alternativas na forma como vinham fazendo suas manutenções, sob pena de terem reduzidas suas remunerações.

Por outro lado, o agente regulador estabeleceu um limite de tempo para que as empresas possam executar suas manutenções, dentro do qual não haverá redução da receita. Estabeleceu também um incentivo mediante o qual estas mesmas empresas podem auferir receita adicional caso sejam muito eficientes em suas manutenções.

O presente trabalho mostrou como, mediante alguns recursos de apoio computacional, pode-se seguir uma estratégia de maximização da receita da empresa, constituindo-se em uma resposta adequada aos desafios atuais das empresas de transmissão de energia elétrica.

5.0 - BIBLIOGRAFIA

(1) TONDELLO, C.J. "Uma metodologia para gerenciamento do risco de empresas de transmissão". Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, 2001.

(2) SILVA, E. L. "Formação de preços em Mercados de Energia Elétrica". Editora Sagra Luzzatto. Porto Alegre, 2001.

(3) ALKAIM, J. L. "Metodologia para incorporar Conhecimento Intensivo às Tarefas de Manutenção Centrada na Confiabilidade aplicada em ativos de Sistemas Elétricos". Tese (Doutorado em Engenharia de Produção) – Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, 2003.

(4) CIGRE-CE39. "An International Survey of Maintenance Policies and Trends". [on line]. Disponível na Internet <<http://www.itaipu.gov.br/cigre-ce39/documentos>> Acesso em: 13/01/2004.