



XVIII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica

SENDI 2008 - 06 a 10 de outubro

Olinda - Pernambuco - Brasil

## Ferramentas e Estratégias para Garantir Performance e Segurança na Operação da AES Sul.

<b>Lucas Thadeu da Luz</b> Lucas.Luz@aes.com	<b>Joacir Dotta</b>	<b>Marcos Gundel</b>	<b>Daniel Bernardon</b>
<b>AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S. A.</b> Rua Presidente Roosevelt, 68 – São Leopoldo – RS – Fone: 51 3316-1514			

### **PALAVRAS CHAVE:**

Eletricistas, Equipes, Gestão de Serviços, Operação.

### **RESUMO**

Este artigo apresenta as principais etapas do projeto de modernização do Centro de Operação da AES Sul. O trabalho foi desenvolvido em alinhamento com os valores e focos estratégicos da empresa buscando agregar segurança e melhoria de performance na operação do sistema elétrico. Serão mostradas as etapas do trabalho desde o diagnóstico até a implementação das diversas ferramentas, metodologias e sistemas. A mudança realizada envolveu a revisão de conceitos e, conseqüentemente, quebras de paradigmas, portanto, teve forte impacto nos profissionais envolvidos na operação do sistema elétrico o que demandou um conjunto de ações na área de gestão de mudanças para garantir o sucesso do projeto.

Serão mostrados os principais resultados obtidos como a redução de mais de 45% no tempo médio de restabelecimento da rede primária apesar do aumento dos procedimentos de segurança. Foram utilizados fortemente os conceitos de padronização e sistematização dos procedimentos como forma de garantir a segurança e a excelência da operação.

O trabalho foi estendido às equipes de eletricistas pela sua importância no resultado da operação do sistema elétrico e pelo elevado custo que representam. Será apresentado o projeto de gestão dos serviços destas equipes que proporcionaram melhoria da segurança, na qualidade das operações e no aumento da produtividade com forte impacto na redução dos custos.

### **1. INTRODUÇÃO**

A AES Sul é uma empresa de distribuição de energia elétrica do grupo AES Brasil que atende 1.090.000 clientes em 118 municípios em uma área de concessão de 99.512 km<sup>2</sup> no estado do Rio Grande do Sul (RS). O sistema elétrico é constituído de 50 subestações, 1.733km de linhas de subtransmissão, 35.249km de rede primária de distribuição e 49.232 transformadores de distribuição. O atendimento das emergências é feito por 210 equipes de dois eletricistas.

Até 2005 a operação do sistema elétrico da AES Sul era suportada por um Centro de Operação do Sistema (COS), responsável pela operação da subtransmissão, e dois Centros de Operação da Distribuição (COD), responsáveis pela operação da rede de distribuição. Um COD estava localizado

em Santa Maria, no centro do RS, e outro em São Leopoldo na região metropolitana. A área de operação estava estruturada somente para a função de operação em tempo real, pois não havia uma área para o planejamento e análise da operação.

A comunicação entre o COD e as equipes de eletricitas no campo era feita através de um sistema de voz VHF/UHF com cobertura parcial na área de concessão apresentando problemas na confiabilidade e na qualidade. A limitação do sistema de comunicação e da estrutura dos CODs fazia com que cada operador tivesse que operar a rede de média (MT) e a rede de baixa tensão (BT) de sua área. A operação estava fortemente baseada nas decisões dos operadores apresentando carência de ferramentas para apoio às decisões e falta de instrumentos de planejamento da operação.

Após avaliação deste quadro e dos problemas e riscos existentes foi desenvolvido o projeto de modernização da operação com o objetivo de atender as diretrizes estratégicas da empresa com forte ênfase em segurança e melhoria de performance. A Figura 1 mostra uma visão da operação com os diversos segmentos que a constituem: sistema comunicação, ferramentas, procedimentos, treinamento das pessoas, planejamento da operação e equipes que fazem a intervenção no sistema elétrico. Todas estas ações fortemente precedidas das condições de segurança necessárias para controle dos riscos. Foram identificadas as fragilidades em cada segmento e definidas as iniciativas necessárias.

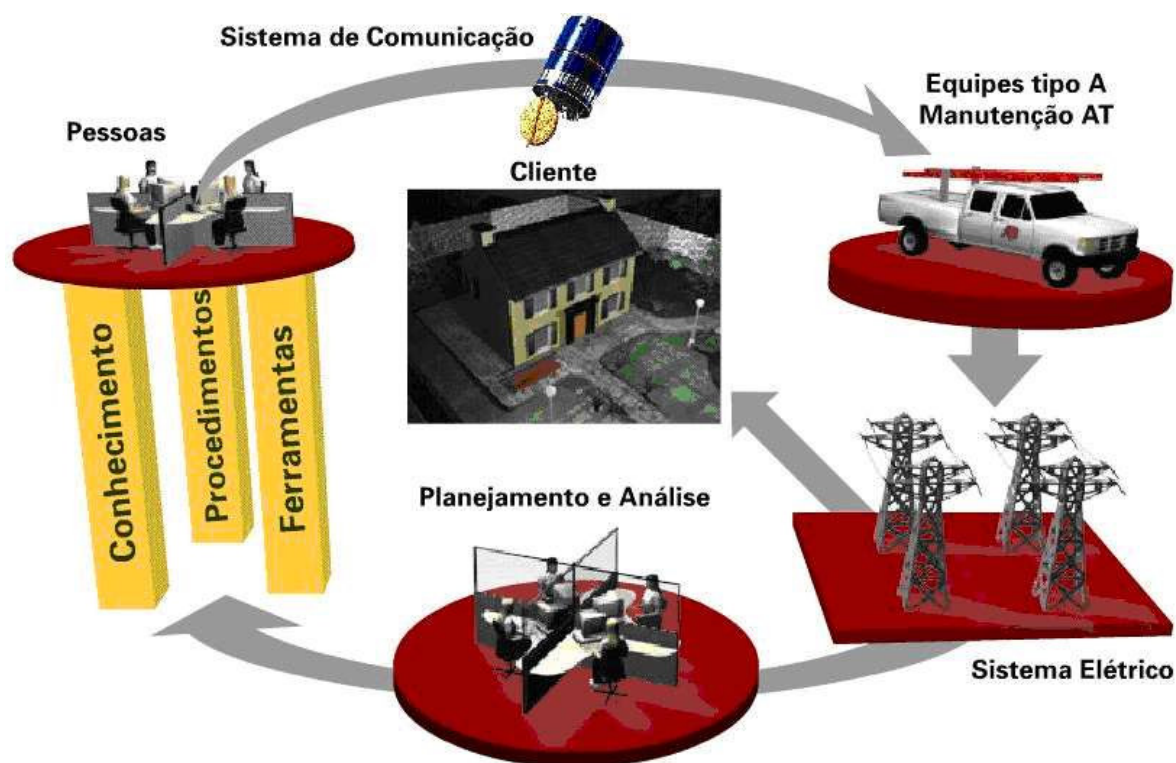


Figura 1 – Visão do ambiente da operação do sistema elétrico.

A Figura 1 teve o importante papel de uniformizar a visão geral do processo e identificar as prioridades das iniciativas que seriam desenvolvidas em cada um dos segmentos.

No item 2 serão apresentadas as iniciativas desenvolvidas, no item 3 os resultados obtidos e, por último, o item 4 apresenta as principais conclusões do trabalho.

## 2. INICIATIVAS DESENVOLVIDAS

Neste item são apresentadas as principais iniciativas desenvolvidas no projeto de modernização do Centro de Operação da AES Sul.

## **2.1. Política da Operação**

Uma etapa importante foi a definição e formalização da política e dos objetivos da operação para que todos os segmentos da empresa tivessem o alinhamento necessário em relação a esta área.

### *Política da Operação*

“A AES Sul operará o seu sistema elétrico preservando a segurança de seus colaboradores, de terceiros e da comunidade.”

Os objetivos são:

- Assegurar índices de continuidade e qualidade da energia elétrica compatíveis com o estabelecido na legislação vigente;
- Garantir a utilização eficiente e eficaz dos recursos de forma a atender as expectativas dos seus acionistas, clientes, colaboradores, parceiros e fornecedores;
- Subsidiar com informações do desempenho, as ações de manutenção preventiva e de expansão do sistema elétrico.

## **2.2. Sistema de comunicação**

A comunicação eficaz dos operadores do COD com as equipes de campo ou com outros centros de operação é fundamental para garantir que as intervenções no sistema elétrico sejam realizadas com segurança e agilidade.

Devido as limitações de cobertura, funcionalidade, qualidade e confiabilidade apresentados pelo sistema de comunicação de voz VHF/UHF foi feito um estudo das alternativas para melhorar o desempenho do sistema de comunicação devido ao forte impacto deste na segurança, na performance do restabelecimento, especialmente em situações de contingência, e na produtividade das equipes.

O estudo mostrou que, respeitadas as premissas estabelecidas, a melhor relação custo/benefício era o sistema de comunicação de dados via satélite da Autotrac.

As principais características deste sistema são:

- cobertura em toda a área de concessão;
- elevada confiabilidade e qualidade;
- fornece a posição georeferenciada (GPS) das equipes;
- segurança na troca de informações;
- flexibilidade operacional.

Este sistema eliminou os gargalos de comunicação, aumentou a produtividade dos operadores e proporcionou condições para melhorar a gestão das equipes de campo com forte impacto no aumento da produtividade.

Mesmo que o sistema de comunicação de dados, sem voz, entre os Centros de Operação com as equipes de campo já seja utilizado por muitas empresas do setor elétrico a sua implantação sempre representa uma mudança de paradigma porque deixar de falar com as equipes/operadores aparenta ser um exercício muito difícil. Isto ocorre porque que um dos requisitos fundamentais no processo de operação do sistema elétrico é a comunicação correta e eficaz e isto é confundido com sistema de voz. Na realidade verifica-se que a comunicação por voz apresenta algumas armadilhas, pois nem sempre a mensagem que precisa ser transmitida é corretamente entendida numa comunicação por voz. Ouvindo muitas gravações do COD percebia-se as dificuldades de entendimento das informações quer por falta de qualidade do sistema de rádio e mesmo por dificuldade de expressar-se das pessoas. Por outro lado, na comunicação por dados a mensagem e as informações são comunicadas de forma mais clara e precisa, diminuindo assim o risco da operação e ainda o torna um processo mais ágil.

### **2.3. Planejamento e análise da operação**

Para dar mais segurança e agilidade na operação foi estruturada uma área para desenvolver as atividades de planejamento e análise da operação. Dentre as atividades da área se destacam as seguintes:

- Análise e aprovação das solicitações de desligamento para obras ou manutenção das redes;
- Gestão dos indicadores técnicos DEC, FEC, DIC, FIC, DMIC e TMA;
- Análise das principais ocorrências nos sistemas de subtransmissão e distribuição;
- Controle dos carregamentos dos equipamentos (linhas de transmissão, transformadores de potência e alimentadores) e dos valores do Montante de Uso do Sistema de Transmissão (MUST) contratados com o Operador Nacional do Sistema (ONS);
- Estudos de fluxo de potência em regime permanente e transitório;
- Estudos de coordenação e seletividade dos dispositivos de proteção.

Além do uso dos softwares convencionais para realização dos estudos, também foram desenvolvidos vários programas internos que são úteis para gestão dos processos.

### **2.4. Sistema de priorização do restabelecimento do sistema elétrico**

Foi desenvolvido um padrão de priorização que define a melhor seqüência para o restabelecimento do sistema elétrico considerando a premissa de reduzir o impacto nos indicadores de continuidade. No cálculo do índice de prioridade são considerados o número de clientes, o faturamento médio dos clientes, a quantidade de clientes importantes, o percentual do valor do DEC realizado em relação a meta do conjunto e o valor das multas de DIC/FIC/DMIC. Este recurso proporciona ao operador uma tomada de decisão mais rápida e eficaz porque basta verificar o índice de prioridade para saber qual equipamento deve ser atendido em primeiro lugar. O índice de prioridade é calculado mensalmente e atualizado em um campo específico junto aos dados do cadastro técnico da rede. Este índice permite ordenar todos os equipamentos da rede de distribuição (alimentadores, chaves, circuitos, etc.) em ordem decrescente de prioridade em relação a seu impacto nos indicadores. Este índice é armazenado em um campo da base de dados do cadastro técnico. Por exemplo, ocorrendo o desarme de duas ou mais chaves o operadores rapidamente verifica qual a melhor seqüência de restabelecimento apenas lendo o índice de cada equipamento.

Esta estratégia permite que tenha o restabelecimento na melhor seqüência possível, respeitados os recursos disponíveis para o restabelecimento.

### **2.5. Definição dos pontos notáveis**

Foram estabelecidos pontos de referência, previamente estudados, para o seccionamento dos alimentadores durante o processo de restabelecimento. Este recurso permite ao operador a tomada de decisão mais rápida durante o processo de localização do defeito e tentativas de restabelecimento. Esta iniciativa proporciona a padronização da operação fazendo com que todos os operadores façam o restabelecimento de um mesmo trecho de rede da mesma maneira, reduzindo os riscos de falhas no processo devido a pressão ou outros fatores que possam influenciar o processo como menor experiência do operador ou pouco conhecimento da rede.

Esta estratégia proporciona mais segurança aos operadores porque sabem previamente a melhor seqüência de restabelecimento para cada alimentador e executam-na com maior agilidade.

A definição dos pontos notáveis foi feita a priori a partir da análise da topologia da rede posteriormente validada pelo pessoal técnico das Coordenações Operacionais que conhecem particularidades locais como dificuldades de acesso e outras características típicas que tenham influência no restabelecimento da rede.

## **2.6. Plano de contingência**

A área de Planejamento e Análise da Operação elaborou um Plano de Contingências com as manobras para transferências de carga através da rede de distribuição para situações onde há perda de subestações. Nestas situações os operadores do COD acessam o respectivo plano e iniciam imediatamente o processo de transferência de carga. Não há demora em estudos para identificação das condições e alternativas para a transferência de carga em tempo real porque todas as condições estão previamente estudadas e a melhor solução está definida.

## **2.7. Sistema de Controle das Intervenções Programadas**

Este sistema permite o controle de todas as etapas dos Pedidos de Liberação da Distribuição (PLD). Os usuários das regionais, responsáveis pela programação das manutenções e obras, solicitam a intervenção via sistema. Estas são analisadas pelo setor de programação verificando as condições de segurança, impacto nos indicadores e reincidência da solicitação. Todo o ciclo da intervenção é acompanhado no sistema incluindo a ativação do PLD ou justificativa da não ativação. Desta forma podem-se acompanhar diversos indicadores sobre a performance do processo. Por segurança, o sistema verifica se há outras solicitações de intervenção na mesma região elétrica e impede que ocorra duplicidade de intervenção.

Este sistema permite a emissão de diversos relatórios sobre a quantidade de intervenções na rede, os tempos de duração de cada uma delas, os desvios da execução em relação a programação dos horários de início e fim da intervenção, a quantidade de não ativações e os seus respectivos motivos entre outras informações que podem ser obtidas para subsidiar a gestão das intervenções e os avisos de desligamentos aos clientes.

## **2.8. Interplan Operação**

O Interplan Operação é um software para despacho das emergências em tempo real com visualização georeferenciada das incidências na rede e da posição das equipes em campo. Também possui módulo para análise e definição das manobras necessárias para isolar o defeito respeitando as condições elétricas de carregamento e queda de tensão. O programa indica as chaves que devem ser abertas e aquelas que devem ser fechadas para isolar o trecho com defeito e manter o maior número de clientes atendidos. A Figura 2 mostra uma tela deste software que foi desenvolvido através de projeto de P&D. Esta ferramenta proporcionou melhoria significativa nos despachos porque o operador visualiza espacialmente a posição relativa das equipes e das incidências na rede, permitindo um despacho mais adequado porque considera a distância das equipes em relação a localização das incidências reduzindo os deslocamentos e, conseqüentemente, o tempo médio de atendimento.

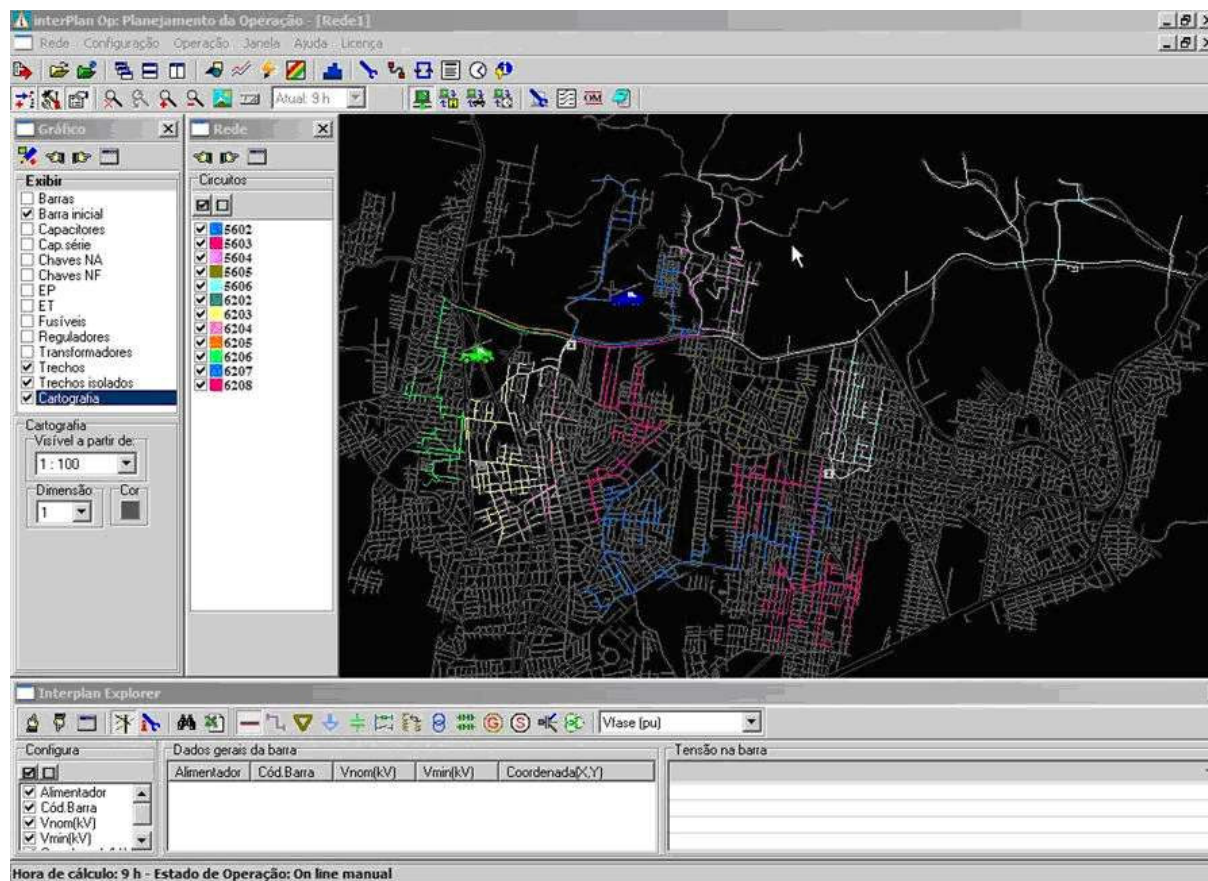


Figura 2 – Interplan Operação.

## 2.9. Segmentação da operação da distribuição

Antes da modernização do Centro de Operação todos os operadores do COD tinham o mesmo perfil e operavam a rede primária e secundária. A segmentação era somente em relação a área elétrica em cada mesa de operação atuava. Desta forma, o treinamento e a experiência exigida dos operadores era tal que permitisse uma operação segura considerando a abrangência e a complexidade da atividade que ia desde um simples despacho de uma chave de circuito secundário até uma complexa manobra envolvendo alimentadores. Nesta situação o tempo de treinamento de um operador variava de um a dois anos entre a parte de conhecimento dos sistemas e o acompanhamento da operação junto a um operador experiente.

A partir da centralização do COD e da entrada em operação do sistema de comunicação por dados via satélite foi possível redefinir a estrutura do COD. As funções do COD foram separadas em operação da baixa tensão (BT) e operação da média tensão (MT). Esta segmentação permitiu o aumento do foco em cada segmento e a atuação dos profissionais de forma mais adequada ao seu conhecimento e experiência. Na MT ficaram os operadores com maior conhecimento e experiência e os demais passaram a operar somente a rede secundária. Esta segmentação proporcionou melhoria significativa na performance da operação tanto no MT quanto na BT. Desta forma também foi possível reduzir o tempo de formação dos operadores e reduziu-se o impacto do turn-over. Enquanto no passado era necessário um tempo de aproximadamente 2 anos para termos um novo operador com condições de desempenhar a função, atualmente em 4 meses pode-se colocar um novo operador na BT. Na MT a reposição é imediata porque se mantém alguns operadores de BT com treinamento e experiência supervisionada em MT. Os operadores novos para a BT são selecionados preferencialmente entre os profissionais internos da empresa que estão nas funções de eletricitas ou técnicos. Para a MT são selecionados os operadores de BT que já possuem experiência e estão treinados para operar a MT.

## 2.10. Work Management

Aproveitando o novo sistema de comunicação do COD com as equipes de campo, foi implantado um sistema de gestão dos serviços executados pelas equipes de dois eletricitas. O sistema de gestão implantado foi baseado na metodologia de work management desenvolvida pela AES Corp e consiste num modelo de registro e medição de todos os serviços executados pelas equipes.

Na AES Sul o sistema desenvolvido foi baseado na padronização de todas as tarefas executadas pelas equipes leves, aquelas formadas por dois eletricitas. As tarefas padronizadas estão formalizadas no documento Tarefas do Eletricista Multitarefa (1) e constituem o Manual do Eletricista Multitarefa.

Cada ordem de serviço comercial ou técnica é executada a partir da combinação das tarefas padronizadas no Manual do Eletricista Multitarefa. As emergências são constituídas de combinações das tarefas padronizadas. A Figura 3 mostra a estrutura que relaciona as tarefas padronizadas com as OS executadas pelas equipes e como é possível analisar as diferenças entre o tempo realizado e o tempo padrão.

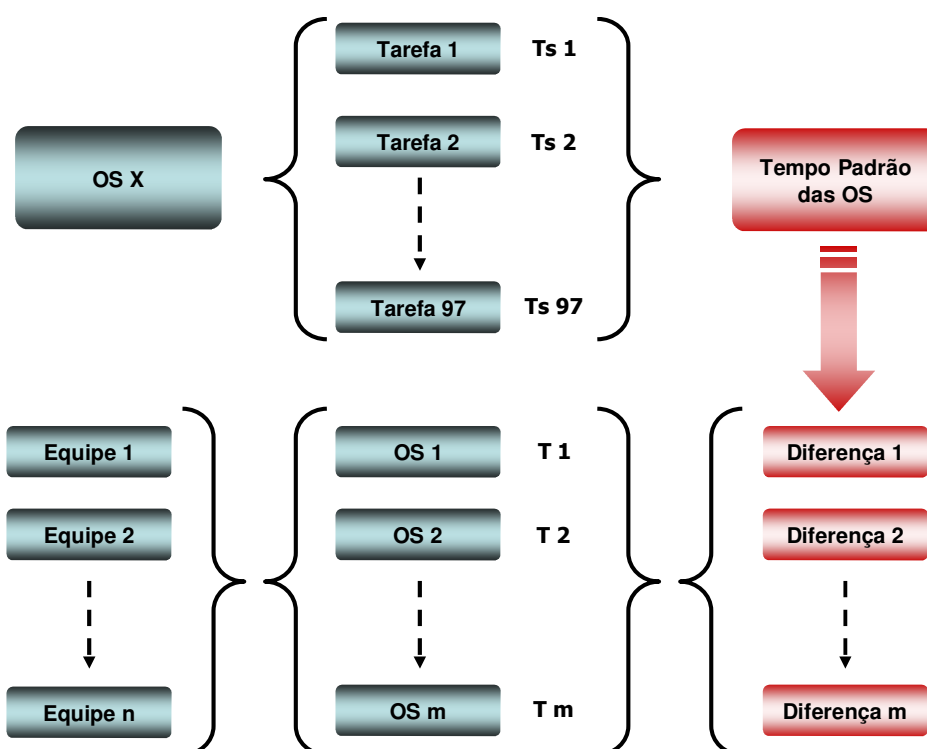


Figura 3 – Relação entre as OS e as tarefas padronizadas.

Cada tarefa padronizada possui um tempo padrão para a sua execução, respeitados todos os procedimentos de segurança. Conseqüentemente, todas as ordens de serviço também possuem um tempo padrão que é definido como a soma dos tempos das tarefas que as constituem.

Todas as equipes registram as informações das ordens de serviço executada. São registrados o número da ordem de serviço (OS), o odômetro do veículo no momento em que será iniciado o deslocamento para executar a OS, a hora do início do deslocamento é registrada automaticamente pelo sistema, o odômetro do veículo no momento em que a equipe chega ao local onde será executada a OS, o tempo é automaticamente registrado e, por último, é registrada a hora em que ocorreu a conclusão da OS. A partir das informações registradas o sistema calcula os dois indicadores de desempenho da equipe que estão definidos a seguir:

- Task time: é o percentual de tempo em que a equipe esteve executando as tarefas padronizadas em relação a sua disponibilidade;
- Coeficiente de produtividade: é a relação entre a soma dos tempos padronizados das tarefas executadas em relação a disponibilidade.

Além do registro das OS, as equipes devem registrar também todas as atividades realizadas. Atividades são todas as ocupações que, mesmo sendo necessárias, não representam ações típicas da função. Reuniões de segurança, abastecimento de veículo e conserto de veículo são exemplos de atividades.

### 2.10.1. Task Time (TT)

Este é um dos indicadores de desempenho das equipes. Este indicador representa quando por cento do tempo disponível da equipe foi empregado executando OS (comercial ou técnica) e atendimentos de emergência.

O task time é obtido através da seguinte fórmula:

$$TT (\%) = \frac{\sum \text{Tempo real de execução das OSs executadas}}{\text{Disponibilidade da equipe}}$$

### 2.10.2. Coeficiente de produtividade (CP)

Além do task time também é calculado o coeficiente de produtividade a partir da seguinte fórmula:

$$CP = \frac{\sum \text{Tempo padrão das OSs executadas}}{\text{Disponibilidade da equipe}}$$

### 2.10.3. Relatórios de performance

O sistema permite a emissão de relatórios com os indicadores anteriormente apresentados são segmentados por equipe, por coordenação operacional, por superintendência regional, para equipes próprias e terceiras. Também estão disponíveis relatórios com tempo médio de execução de cada tipo de OS e das atividades.

A Figura 4 mostra um dos relatórios emitidos pelo sistema de gestão dos serviços onde é possível acompanhar em tempo real as OS e atividades executadas pelas equipes.

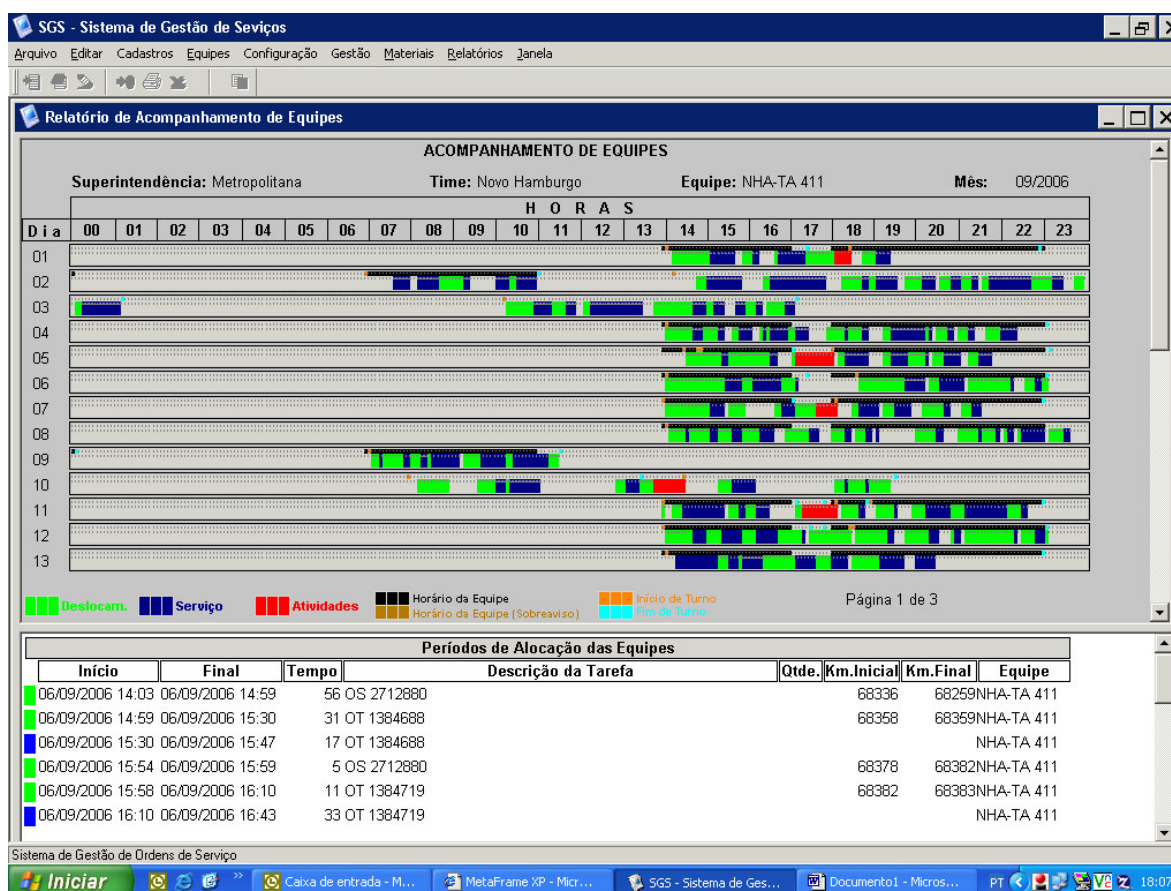


Figura 4 – Relatório de acompanhamento das equipes em tempo real.



Este sistema de gestão permite uma análise detalhada de como cada equipe está ocupando seu tempo disponível. Também mostra as diferenças entre as equipes em relação ao tempo de execução para um mesmo tipo de OS. Desta forma é possível identificar distorções e tomar ações de treinamento, mudança de processo, mudanças na logística, etc. Todas as ações permitem maior eficácia nos resultados.

Em 21 (vinte e um) meses de implantação do sistema foi obtido aumento de 112% no task time e 84% no coeficiente de produtividade.

### 3. RESULTADOS

Todas as iniciativas que foram desenvolvidas na operação da AES Sul tiveram significativa contribuição para a melhoria da segurança e da performance do processo operação do sistema elétrico. Além da garantia de segurança em todas as intervenções no sistema elétrico obteve-se uma redução de 45% no tempo médio do restabelecimento da rede primária. Em 2005 o tempo médio de restabelecimento era 03h43min e em 2006 o tempo médio foi de 02h01min. Este resultado é expressivo porque, neste período, ocorreu um aumento de 19% na quantidade incidências na rede de distribuição e também foram implantados procedimentos de segurança como tentativa de religamento somente após percorrer o trecho e abertura e fechamento de chaves obedecendo estritamente os limites estabelecidos.

Um dos resultados mais significativos foi o aumento de 84% na produtividade das equipes de eletricitas no período de 21 meses. A Figura 5 mostra a evolução mensal da produtividade ao longo de 2007.



Figura 5 – Evolução da produtividade das equipes em 2007.

Outro resultado observado foi a redução de reclamações de campo em relação a manobras, isto foi consequência da padronização das manobras, a utilização do Interplan Operação e a maior qualificação dos operadores que atuam na MT.

Também se observou melhoria do clima interno devido a maior segurança com que as decisões de operação são tomadas a partir das ferramentas e metodologia de suporte a operação em tempo real. Também melhorou a percepção em relação as oportunidades de crescimento profissional devido as etapas melhor definidas para o crescimento na carreira dos operadores que entram na BT e tem a perspectiva de serem promovidos para atuar na MT.

#### **4. CONCLUSÕES**

As iniciativas implementadas proporcionaram melhorias significativas nas condições de operação do sistema elétrico tais como:

- Centralização da operação: formação de um único COD facilitando a gestão e a padronização dos processos;
- Padronização da operação: os procedimentos e ferramentas proporcionam um padrão de operação independentemente do operador, este fato proporciona maior segurança aos operadores e as equipes de campo;
- Facilidade de treinamento dos operadores: melhora a qualificação e aumenta a segurança das operações;

Apesar do aumento de 19% na quantidade de incidências (defeitos) no sistema elétrico da AES Sul em 2006 comparado com a quantidade ocorrida em 2005 quando foram implantadas as principais iniciativas apresentadas neste artigo, foram obtidos os seguintes resultados:

- Redução de 45% do tempo médio no restabelecimento de alimentadores, passando de 03:43h para 02:01h;
- Redução média de 1 ano no tempo de preparação dos novos operadores;
- Aumento de 112% no task time e 84% no coeficiente de produtividade das equipes de campo. Estes resultados representam benefícios financeiros expressivos além da melhoria na qualidade dos serviços de campo e das condições de segurança das equipes.

#### **5. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS**

- [1] **Tarefas do Eletricista Multitarefa**, AES Sul SULCTD 001 001, Instrução de Trabalho, 17/07/06, versão A.