

**NOVOS LIMITES DOS INDICADORES DE
MANUTENÇÃO DO ONS PARA LINHAS DE
TRANSMISSÃO E TRANSFORMADORES: UM
ESTUDO COMPARATIVO ENTRE AS REGIÕES
NORDESTE E SUDESTE**

Rodrigo Almeida Silva da Costa

**NOVOS LIMITES DOS INDICADORES DE
MANUTENÇÃO DO ONS PARA LINHAS DE
TRANSMISSÃO E TRANSFORMADORES: UM ESTUDO
COMPARATIVO ENTRE AS REGIÕES NORDESTE E
SUDESTE**

Aluno: Rodrigo Almeida Silva da Costa

Orientador: Cristiano Augusto Coelho Fernandes

Trabalho apresentado como requisito parcial à conclusão do curso de Engenharia Elétrica na Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil.

Agradecimentos

A Deus por tudo que existe.

A minha família que sempre acreditou no meu potencial e nunca me deixou desistir quando o desafio era grande, assim como nunca deixou de me corrigir quando eu estava errado.

Aos meus poucos e grandes amigos de infância, que mesmo estando às vezes longe, me apoiaram e fizeram de mim um pouco do que sou hoje.

A todos os meus colegas de faculdade pelas conquistas e dificuldades que passamos juntos.

A minha companheira, Karin Carvalho, por termos passados muitos momentos bons que com certeza ficarão para o resto de nossas vidas como aprendizado e lembrança.

Ao professor Cristiano Augusto Coelho Fernandes por ter me ensinado a ver o mundo de uma ótica diferente e a me desenvolver academicamente.

Aos engenheiros Ivan Verbonnen (ONS), Felipe Calabria (ANEEL) e equipe pela disponibilização dos dados necessários ao meu projeto.

A todos que já passaram na minha vida e deixaram de certa forma a sua contribuição.

Resumo

Neste trabalho foram feitas estudos do comportamento dos indicadores de manutenção do ONS (DISP, TF e TMR) para os equipamentos linha de transmissão e transformador para as regiões Nordeste e Sudeste. Primeiro foi explicada a importância dos indicadores para o acompanhamento da manutenção dos equipamentos do parque gerador elétrico Brasileiro. Em seguida foram apresentados os equipamentos do parque gerador, os principais indicadores de manutenção e suas fórmulas e limites. Foram elaboradas estatísticas descritivas dos indicadores para os equipamentos das regiões estudadas, e em seguida foram investigadas as possíveis causas da falta de disponibilidade e das falhas nos equipamentos. Por fim foi desenvolvida e proposta uma nova metodologia para o cálculo de novos limites para os indicadores estudados.

Palavras-chave: Indicadores de Manutenção; Parque Gerador Elétrico Brasileiro; ONS; Linha de Transmissão; Transformadores



New limits for maintenance ONS indicators for grid lines and power transformers: a comparison between the Southeast and Northeast regions

Abstract

In this project studies were made on the behavior of ONS maintenance indicators (DISP, TF and TMR) for transmission line and power transformer considering equipment belonging to the Northeast and Southeast regions of Brazil. First it was explained the importance of these indicators in monitoring the quality of maintenance of the Brazilian electrical power system. Then it was presented the main equipment of an electrical power system, the maintenance indicators and their formulas and limits. Descriptive statistics were obtained for such indicators, split by the regions studied. Tentative explanations were then proposed to explain the observed differences between these indicators between the regions. Finally it was developed and proposed a new methodology to define new limits for the indicators studied.

Keywords: Maintenance Indicators; Brazilian Electricity Generating; ONS;

Sumário

INTRODUÇÃO.....	11
1. O PARQUE GERADOR ELÉTRICO BRASILEIRO.....	12
2. INDICADORES E FAMILIAS DE EQUIPAMENTOS.....	14
2.1 Fórmula para o Indicador 'DISP' aplicada para o Transformador.....	15
2.2 Fórmula para o Indicador 'DISP' aplicada para a Linha de Transmissão.....	15
2.3 Fórmula para o Indicador TF aplicada para o Transformador.....	16
2.4 Fórmula para o Indicador 'TF' aplicada para a Linha de Transmissão.....	17
2.5 Fórmula para o Indicador 'TMR aplicada para o Transformador e Linha de Transmissão.....	17
3. ESTATÍSTICAS DESCRITIVAS.....	18
3.1 Linhas de Transmissão.....	18
3.2 Transformador.....	25
4. ANÁLISE DE FATORES QUE INFLUENCIAM NEGATIVAMENTE OS INDICADORES.....	30
4.1 Descargas Atmosféricas.....	31
4.2 Queimadas.....	35
5. METODOLOGIA PARA OS NOVOS LIMITES DOS INDICADORES.....	37
5.1 Linhas de Transmissão Nordeste x Sudeste.....	39
5.2 Transformadores Nordeste x Sudeste.....	41
6. CONCLUSÃO.....	44
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	45
GLOSSÁRIO.....	47

Lista de tabelas

Tabela 1 - Indicadores utilizados e suas definições.....	13
Tabela 2 - Estatística descritiva de todas as Linhas de Transmissão no Brasil.....	17
Tabela 3- Percentis de DISP, TF e TMR (Brasil).....	18
Tabela 4 - Estatística descritiva de todas as Linhas de Transmissão do Nordeste.....	18
Tabela 5 - Percentis de DISP, TF e TMR (Nordeste).....	19
Tabela 6 - Estatística descritiva de todas as Linhas de Transmissão do Sudeste.....	19
Tabela 7 - Percentis de DISP, TF e TMR (Sudeste).....	20
Tabela 8 - Estatística descritiva de todos os transformadores do Brasil.....	24
Tabela 9 - Percentis de DISP, TF e TMR.....	24
Tabela 10 - Estatística descritiva de todos os transformadores do Nordeste.....	25
Tabela 11 - Percentis de DISP, TF e TMR (Nordeste).....	25
Tabela 12 - Estatística descritiva de todos os transformadores do Sudeste.....	26
Tabela 13 - Percentis de DISP, TF e TMR (Sudeste).....	26
Tabela 14 - Limites dos indicadores.....	36
Tabela 15 - Valores de risco para Linha de Transmissão.....	37
Tabela 16 - Novos limites dos indicadores para Linha de Transmissão.....	37
Tabela 17 - Valores de risco para Transformador.....	38
Tabela 18 - Novos limites dos indicadores para Transformador.....	38

Lista de gráficos

Gráfico 1 - Comparação da população de 'DISP' na faixa normal, no Brasil e nas regiões Nordeste e Sudeste.....	20
Gráfico 2 - Comparação da população de 'TF' considerada na faixa normal, no Brasil, e nas regiões Nordeste e Sudeste.....	21
Gráfico 3 - Comparação da população de 'TMR' considerada na faixa normal, no Brasil, e nas regiões Nordeste e Sudeste.....	22
Gráfico 4 - Série temporal das médias anuais do indicador 'DISP' para Linhas de Transmissão de 2006 até 2011.....	23
Gráfico 5 - Comparação da população de 'DISP' considerada na faixa normal, no Brasil, e nas regiões Nordeste e Sudeste.....	27

Gráfico 6 - Comparação da população de 'TF' considerada na faixa normal, no Brasil, e nas regiões Nordeste e Sudeste.....	29
Gráfico 7 - Comparação da população de 'TMR' considerada na faixa normal, no Brasil, e nas regiões Nordeste e Sudeste.....	28
Gráfico 8 - Série temporal das médias anuais do indicador 'DISP' para Transformador de 2006 até 2011.....	29
Gráfico 9 - Série histórica dos focos de incêndio no estado de Minas Gerais.....	34
Gráfico 10 - Série histórica dos focos de incêndio no estado de São Paulo.....	34
Gráfico 11 - Série histórica dos focos de incêndio no estado de Pernambuco.....	35
Gráfico 12 - Série histórica dos focos de incêndio no estado do Maranhão.....	35
Gráfico 13 - Porcentagem de medidas de 'DISP' para Linhas de Transmissão das regiões Nordeste e Sudeste nas faixas 'normal', 'alerta' e 'insatisfatório' pela ponderação $w=0$ e $w=1$	39
Gráfico 14 - Porcentagem de medidas de 'TF' para Linhas de Transmissão das regiões Nordeste e Sudeste nas faixas 'normal', 'alerta' e 'insatisfatório' pela ponderação $w=0$ e $w=1$	40
Gráfico 15 - Porcentagem de medidas de 'TMR' para Linhas de Transmissão das regiões Nordeste e Sudeste nas faixas 'normal', 'alerta' e 'insatisfatório' pela ponderação $w=0$ e $w=1$	40
Gráfico 16 - Porcentagem de medidas de 'DISP' para Transformadores das regiões Nordeste e Sudeste nas faixas 'normal', 'alerta' e 'insatisfatório' pela ponderação $w=0$ e $w=1$	41
Gráfico 17 - Porcentagem de medidas de 'TF' para Transformadores das regiões Nordeste e Sudeste nas faixas 'normal', 'alerta' e 'insatisfatório' pela ponderação $w=0$ e $w=1$	42
Gráfico 18 - Porcentagem de medidas de 'TMR' para Transformadores das regiões Nordeste e Sudeste nas faixas 'normal', 'alerta' e 'insatisfatório' pela ponderação $w=0$ e $w=1$	42

Lista de figuras

Figura 1 - Densidade de descargas atmosféricas no Brasil.....	31
Figura 2 - Densidade de descargas atmosféricas no Sudeste.....	32
Figura 3 - Densidade de descargas atmosféricas no Nordeste.....	33

Lista de fórmulas

Fórmula 1 - Densidade de descargas atmosféricas no Brasil.....	31
Fórmula 2 - Densidade de descargas atmosféricas no Sudeste.....	32
Fórmula 3 - Densidade de descargas atmosféricas no Nordeste.....	33
Fórmula 4 - Densidade de descargas atmosféricas no Nordeste.....	33
Fórmula 5 - Densidade de descargas atmosféricas no Nordeste.....	33

Introdução

A utilização de indicadores para monitorar a qualidade de serviços e equipamentos já é praxe em todas as atividades industriais e fiscalizatórias do mundo. No parque gerador elétrico brasileiro não é diferente. Existe uma série de indicadores de manutenção que a ONS/ANEEL utilizam para balizar e fiscalizar a qualidade da manutenção dos equipamentos, cabendo destacar entre eles DISP, TF e TMR, os quais serão definidos posteriormente. A manutenção regular destes equipamentos interfere diretamente na qualidade da energia elétrica recebida pelas indústrias e pelas residências em todo o país.

Uma boa gestão dos resultados dos indicadores de manutenção do ONS (DISP, TF e TMR) pode proporcionar um ganho muito grande tanto em recursos quanto em qualidade de energia. Como os indicadores tem como unidade as medidas de cada equipamento calculados mensalmente, é possível detectar um resultado “baixo”, localizar o equipamento e corrigi-lo especificamente. O resultado ruim de um único equipamento talvez não seja suficiente para alterar a qualidade de energia de alguma região, porém um conjunto de equipamentos com resultados ruins nos seus indicadores podem ser catastróficos para a qualidade de energia suprida. Assim após localizar os equipamento que vem apresentando valores inadequados para um ou mais indicadores de manutenção, é importante fazer a manutenção do equipamento e realizar uma análise mais detalhada para entender as razões dessa situação de forma a mitigar os riscos no futuro.

1. O parque gerador Elétrico Brasileiro

O parque gerador elétrico Brasileiro possui 7 equipamentos considerados principais, divididos em equipamentos estáticos e rotativos por classes de tensão, a saber:

Equipamentos Estáticos: Os equipamentos abaixo são considerados estáticos, pois não possuem componentes girantes ou móveis em sua construção.

1. Compensador Estático - É um equipamento de compensação conectado em derivação, que injeta dinamicamente potência reativa indutiva ou capacitiva no sistema de transmissão. A principal função é o controle de tensão e de potência reativa nos sistemas de transmissão.

2. Reator - Os reatores são usados na subestação para regular a tensão da energia ao longo da linha de transmissão (classes de tensão : 230kV, 345kV, 440kV, 500kV e 765kV).

3. Linha de Transmissão - É um sistema usado para transmitir energia elétrica. consumidora, podendo ser uma guia de onda, um cabo coaxial ou fios paralelos ou torcidos (classes de tensão = 230kV, 345kV, 440kV, 500kV e 765kV)¹.

4. Transformador - Os transformadores de potência visam essencialmente a elevação ou redução da tensão de transporte, distribuição e de consumo em redes de energia elétrica. As vantagens da utilização de transformadores elevadores e redutores de tensão nas redes de transporte e distribuição de energia elétrica são basicamente duas: redução das perdas por efeito de Joule, e redução da secção, do peso e do custo das linhas de transporte (classes de tensão : 230kV, 345kV, 440kV, 500kV e 765kV).

Equipamentos Rotativos: Os equipamentos abaixo são considerados rotativos, pois possuem componentes girantes ou móveis em sua construção, como motores, geradores e hélices.

1. Compensador Síncrono - O compensador é um equipamento que através do ajuste e controle automático da sua corrente de excitação gera ou absorve reativos do sistema, mantendo a tensão em níveis aceitáveis. Logo, o compensador poderá funcionar como um banco capacitor ou como um banco reator de acordo com as características da

¹ No presente texto, a título de simplificação, iremos considerar linha de transmissão como um equipamento, embora essa definição não seja adotada pela Aneel ou ONS.

demanda do sistema. Quando a tensão do sistema cai abaixo do nível pré-determinado, a corrente de excitação aumenta e o compensador passa a injetar mais reativos no sistema que passa a ter níveis de tensão aceitáveis. Ao contrário, quando a tensão sobe acima do nível pré-determinado, a corrente de excitação diminui e o compensador passa a absorver reativos do sistema diminuindo a tensão.

2. UG Hidráulica - Transformam a energia hidráulica (a energia de pressão e a energia cinética) de um fluxo de água, em energia mecânica que é convertida em energia elétrica.

3. UG Térmica - Transformam a energia térmica (a energia de pressão e o calor) de um combustível, em energia mecânica que é convertida em energia elétrica.

Os transformadores, reatores e linhas de transmissão são divididos em 5 classes de tensão possíveis: 230kV, 345kV, 440kV, 500Kv e 765kV.

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é o órgão responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN), sob a fiscalização e regulação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

ONS desenvolve uma série de estudos e ações a serem exercidas sobre o sistema e seus agentes para manejar o estoque de energia de forma a garantir a segurança do suprimento contínuo em todo o país. O Operador Nacional é constituído por membros associados e membros participantes, incluindo empresas de geração, transmissão, distribuição e consumidores livres de grande porte. Também participam importadores e exportadores de energia, além do Ministério de Minas e Energia (MME).

2. Indicadores e famílias de equipamentos

Neste projeto serão utilizados 3 indicadores de manutenção (DISP, TF e TMR) e 2 equipamentos do parque gerador elétrico brasileiro, linha de transmissão e transformador, não levando em consideração as classes de tensão.

A seguir as definições de cada indicador e seus limites.

Tabela 1 - Indicadores utilizados e suas definições.

Indicador	Definição	Faixas limites
DISP	Indicador de percentual de disponibilidade de um equipamento durante um período	Menor que 90%, insatisfatório . Entre 90% e 95%, Alerta . Maior que 95%, normal .
TMR	Indicador do Tempo médio de reparo	Menor que 180 horas, Normal . Entre 180 horas e 240 horas, Alerta . Maior que 240 horas, Insatisfatório .
TF	Indicador da Taxa de Falha de manutenção para um equipamento	Menor que 2, Normal . Entre 2 horas e 4 horas, Alerta . Maior que 4 horas, Insatisfatório .

FONTE: Elaboração própria (2013)

O indicador 'DISP' varia de 0 a 100, e assim quanto maior o seu valor melhor o resultado do indicador, e quanto menor o seu valor pior é o resultado do indicador.

O indicador 'TF' varia de 0 a 8760 ou 8784(ano bissexto), e assim quanto maior seu valor pior o resultado do indicador, e quanto menor o seu valor melhor é o resultado do indicador.

O indicador 'TMR' varia de 0 a 8760 ou 8784(ano bissexto), e assim quanto maior seu valor pior o resultado do indicador, e quanto menor o seu valor melhor é o resultado do indicador.

2.1 Fórmula para o Indicador 'DISP' aplicada para o Transformador

Fórmula 1 - Fórmula para o indicador 'DISP' aplicada para o transformador.

$$DISP = \frac{\sum_{i=1}^N HD_i}{\sum_{i=1}^N HP_i} \times 100[\%]$$

Onde:

HD_i = número de horas disponíveis do equipamento i ;

HP_i = número total de horas de existência do equipamento i no período considerado.

Para cálculo de indicadores em bases anuais, adotam-se 8.760 horas para anos normais e 8.784 horas para anos bissextos;

N = número total de equipamentos, conforme agregações apresentadas; e

i = contador do número de equipamentos.

FONTE: Submódulo 25.8 do ONS

2.2 Fórmula para o Indicador 'DISP' aplicada para a Linha de Transmissão

Fórmula 2 - Fórmula para o indicador 'DISP' aplicada para a Linha de Transmissão.

$$DISP = \frac{\sum_{i=1}^N \left(\frac{extLT_i}{100} \times HD_i \right)}{\sum_{i=1}^N \left(\frac{extLT_i}{100} \times HP_i \right)} \times 100[\%]$$

Onde:

HD_i = número de horas disponíveis do circuito da LT i ;

HP_i = número total de horas de existência do circuito da LT i no período considerado. Para cálculo de indicadores em bases anuais, adotam-se 8.760 (oito mil e setecentos e sessenta) horas para anos normais e 8.784 ((oito mil e setecentos e oitenta e quatro) horas para anos bissextos;

$extLT_i$ = extensão total do circuito da LT i em km;

N = número total de circuitos de LT, conforme agregações apresentadas;

i = contador do número de circuitos da LT; e

100 = trecho do circuito de linha de 100 km.

FONTE: Submódulo 25.8 do ONS

2.3 Fórmula para o Indicador TF aplicada para o Transformador

Fórmula 3 - Fórmula para o indicador 'TF' aplicada para o Transformador.

$$TF = \frac{\sum_{i=1}^N NF_i}{\sum_{i=1}^N HX_i} \times 8.760$$

Onde:

NF_i = número de falhas do equipamento i ;

HX_i = número de horas do equipamento i conforme abaixo. Utiliza-se $HX_i = HSi$ para número de horas de serviço do equipamento rotativo i e $HX_i = HDi$ para número de horas disponíveis do equipamento não rotativo i ;

i = contador do número de equipamentos;

N = número total de equipamentos, conforme agregações apresentadas; e
8.760 = fator de anualização.

FONTE: Submódulo 25.8 do ONS

2.4 Fórmula para o Indicador 'TF' aplicada para a Linha de Transmissão

Fórmula 4 - Fórmula para o indicador 'TF' aplicada para a Linha de transmissão.

$$TF = \frac{\sum_{i=1}^N NF_i}{\sum_{i=1}^N \left(\frac{\text{ext}LT_i}{100} \times HD_i \right)} \times 8.760$$

Onde:

NF_i = número de falhas do circuito da LT i , no período considerado;

HD_i = número total de horas disponíveis do circuito da LT i , no período considerado;

i = contador do número de circuitos da LT;

N = número total de circuitos de LT, conforme agregações apresentadas;

$\text{ext}LT_i$ = extensão total do circuito da LT i em km;

8.760 = fator de anualização; e

100 = trecho do circuito de linha de 100 km.

Fonte: Submódulo 25.8 do ONS

2.5 Fórmula para o Indicador 'TMR' aplicada para o Transformador e Linha de Transmissão

Fórmula 5 - Fórmula para o indicador 'TMR' aplicada para o Transformador e Linha de Transmissão.

$$TMR = \frac{\sum_{i=1}^N HIR_i}{\sum_{i=1}^N NDF_i}$$

Onde:

HIR_i = número de horas em que o equipamento i ou o circuito de LT i ficou indisponível para operação e entregue à manutenção forçada;

NDF_i = número de desligamentos forçados do equipamento i ou LT i ;

i = contador do número de equipamentos ou circuitos de LT; e

N = índice da agregação, indicando o número de equipamentos ou circuitos de LT.

Fonte: Submódulo 25.8 do ONS

3. Estatísticas Descritivas

Para a elaboração das estatísticas descritivas (média, mediana, desvio-padrão e percentis) foi utilizado o banco de dados fornecido pelo ONS ao projeto "Chamada Pública PNPD Nº84/2010". O banco de dados contém as medidas dos 3 indicadores (DISP, TF e TMR) para todos os equipamentos do parque gerador elétrico brasileiro de 01/2006 a 12/2011. Portanto a unidade de análise do estudo serão as medidas desses indicadores para os equipamentos linha de transmissão e transformador. Inicialmente são apresentadas as estatísticas descritivas para as medidas obtidas da população desses equipamentos no período supracitado (Brasil), e posteriormente as estatísticas são recortadas pelas regiões Nordeste e Sudeste. Ou seja, em cada um desses recortes regionais são incluídas apenas as medidas dos equipamentos pertencentes a agentes localizados na respectiva região (a obtenção das estatísticas descritivas foram feitas pelo software estatístico SPSS e depois exportadas para o Excel).

3.1 Linhas de Transmissão

Em todos os países os sistemas de linhas de transmissão de energia elétrica devem possuir um alto grau de confiabilidade, dado a sua importância estratégica para a infraestrutura e bem estar da população. Por este motivo espera-se, para esse equipamento, um excelente resultado de todos os indicadores de manutenção, apresentando alta disponibilidade, poucas falhas e quando houver manutenção não programada, que seja rápida.

Tabela 2 - Estatística descritiva de todas as medidas para Linhas de Transmissão no Brasil.

Brasil LT			
	DISP	TF	TMR
Média	99,34	0,54	3,64
Mediana	99,90	,00	,00
Desvio padrão	3,72	110,79	85,40
Variância	13,85	12274,38	7293,38
Curtose	241,31	1369,75	2436,18
Assimetria	-13,83	35,59	44,91
Mínimo	,38	,00	,00
Máximo	100,00	5029,68	5603,25
Observações	55496	55496	54637

FONTE: Elaboração própria (2013).

Tabela 3- Percentis de DISP, TF e TMR (Brasil).

Indicador	Percentil								
	1%	5%	10%	25%	50%	75%	90%	95%	99%
DISP	87,18	98,26	99,27	99,72	99,90	100,00	100,00	100,00	100,00
TF	,00	,00	,00	,00	,00	1,09	3,63	6,69	29,41
TMR	,00	,00	,00	,00	,00	,14	,85	3,06	19,52

FONTE: Elaboração própria (2013).

Com relação ao indicador 'DISP' a análise dos dados acima demonstra que no Brasil as medidas de linhas de transmissão tem uma média de disponibilidade muito alta, acima de 99%. Através dos percentis pode-se perceber que somente 1% das medidas tiveram disponibilidade abaixo de 87,18% considerado pela ONS como insatisfatório.

Com relação ao indicador 'TF' observa-se que a média de falha é muito baixa, 0.54, considerado pela ONS como 'normal', além disso, 90% das observações tem valor de 'TF' abaixo de 3,63.

O indicador 'TMR' é o que apresenta melhores resultados pelos atuais limites estipulados 99% das observações tiveram um tempo médio de reparo inferior a 19,52 horas e a média global foi de 3,64 horas.

A seguir será apresentado as estatísticas descritivas desses mesmos indicadores, para as medidas obtidas a partir dos equipamentos localizados na região Nordeste e Sudeste.

Tabela 4 - Estatística descritiva de todas as medidas para Linhas de Transmissão da região Nordeste.

Nordeste LT			
	DISP	TF	TMR
Média	99,66	3,19	1,92
Mediana	99,91	0	0
Desvio padrão	2,06	28,65	36,65
Variância	4,25	821,15	1343,59
Curtose	701,11	411,03	1269,58
Assimetria	-22,61	17,78	34,4
Mínimo	3,64	0	0
Máximo	100	1051,08	1494,19
Observações	15127	15127	14906

FONTE: Elaboração própria (2013).

Tabela 5 - Percentis de DISP, TF e TMR (Nordeste).

Indicador	Percentil								
	1%	5%	10%	25%	50%	75%	90%	95%	99%
DISP	95,97	99,16	99,54	99,79	99,91	99,99	100,00	100,00	100,00
TF	0	0	0	0	0	0,62	2,25	4,70	50,00
TMR	0	0	0	0	0	0,16	0,90	3,73	17,25

FONTES: Elaboração própria (2013).

Com relação ao indicador 'DISP' a média das observações das linhas de Transmissão do Nordeste foi de 99,66%, um índice muito alto e muito acima do considerado 'normal' pelo ONS que é 95%. Através dos percentis observa-se que apenas 1% das observações ficaram abaixo de 95,97%.

Analisando o indicador 'TF' sua média foi de 3,19, valor considerado 'alerta' pelo ONS. Porém verificando os percentis, constata-se que 90% das observações são menores que 2,25.

O indicador 'TMR' foi o indicador com o melhor comportamento, apresentando média de 1,92 horas com 99% das observações abaixo de 17,25 horas, muito distante do limite inferior de 180 horas que o ONS considera normal, talvez este fato sugira um reajuste posterior do ONS a esse limite.

Tabela 6 - Estatística descritiva de todas as medidas para Linhas de Transmissão da região Sudeste.

Sudeste LT			
	DISP	TF	TMR
Média	98,99	2,6	6,96
Mediana	99,84	0	0
Desvio padrão	4,61	22,39	132,63
Variância	21,31	501,69	17592,18
Curtose	130,44	627,04	1161,8
Assimetria	-10,3	22,6	31,84
Mínimo	3,56	0	0
Máximo	100	963,84	5603,25
Observações	19256	19257	18963

FONTES: Elaboração própria (2013).

Tabela 7 - Percentis de DISP, TF e TMR (Sudeste).

Indicador	Percentil								
	1%	5%	10%	25%	50%	75%	90%	95%	99%
DISP	79,73	97,03	98,71	99,54	99,84	99,97	100,00	100,00	100,00
TF	,00	,00	,00	,00	,00	1,03	3,28	6,36	29,44
TMR	,00	,00	,00	,00	,00	,15	,88	3,21	42,98

FONTE: Elaboração própria (2013).

Analisando o indicador 'DISP' para a região Sudeste, observa-se que o mesmo tem uma média de 98,99 e pelos percentis constata-se que 95% das observações têm valores maiores que 97,03 estes considerados pela ONS como 'normal'.

O indicador 'TF' possui média de 2,6 e 75% das observações são inferiores a 1,03.

O indicador 'TMR' teve média de 6,96 horas e 99% das observações foram menores que 29,44 horas. Novamente o comportamento do indicador para a linha de transmissão ficou muito abaixo de seu limite inferior que é de 180 horas.

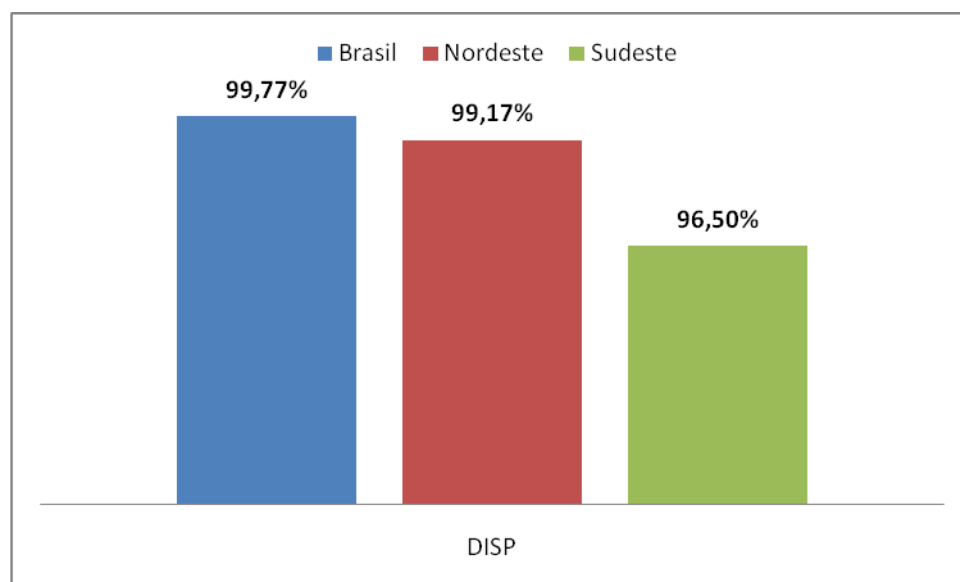


Gráfico 1 - Comparação da população de 'DISP' na faixa normal, no Brasil e nas regiões Nordeste e Sudeste para Linha de Transmissão. (FONTE: Elaboração própria (2013)).

Pelo gráfico percebe-se, para linha de transmissão, que tanto o Nordeste quanto o Sudeste possuem mais de 95% das observações na faixa considerada 'normal' pelo ONS. No entanto mesmo com esse resultado muito bom com relação à disponibilidade das linhas de

Transmissão em geral, observa-se um melhor desempenho das linhas de transmissão do Nordeste e do Brasil como um todo, em relação às linhas de transmissão do Sudeste.

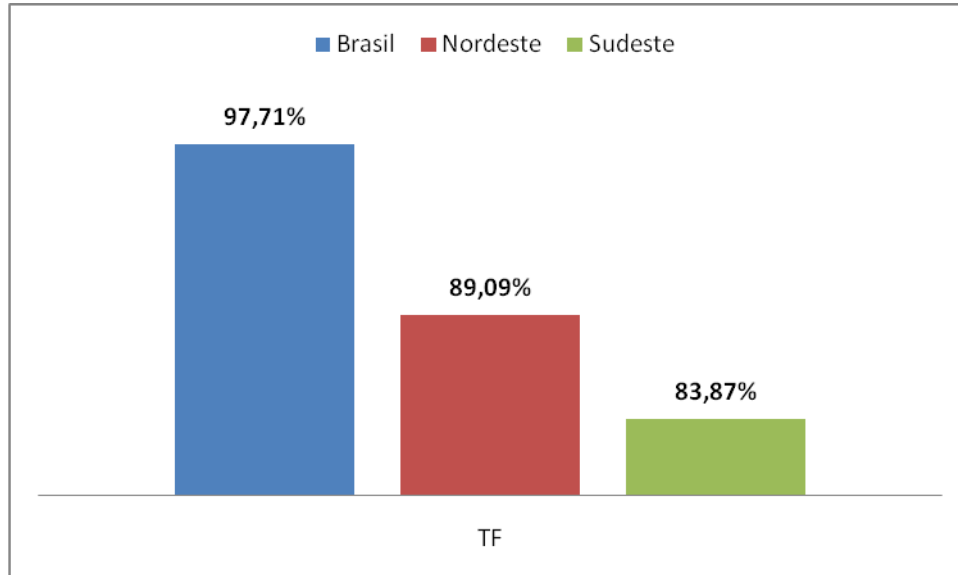


Gráfico 2 - Comparação da população de 'TF' considerada na faixa normal, no Brasil e nas regiões Nordeste e Sudeste para Linha de Transmissão. (FONTE: Elaboração própria (2013))

Utilizando a mesma metodologia com relação a 'TF' para linha de transmissão, observa-se que o Brasil em geral tem mais observações na faixa 'normal' de 'TF' (TF menor que 2) do que as regiões Nordeste e Sudeste, o que sugere que existem outras regiões que impactam de forma muito positiva no índice do Brasil. Novamente a região Nordeste possui um desempenho melhor do que a região Sudeste com relação a taxa de falhas em linhas de transmissão. Porém o resultado como um todo foi muito bom; mais de 83% das observações tanto no Nordeste quanto no Sudeste se apresentaram na faixa normal de 'TF'.

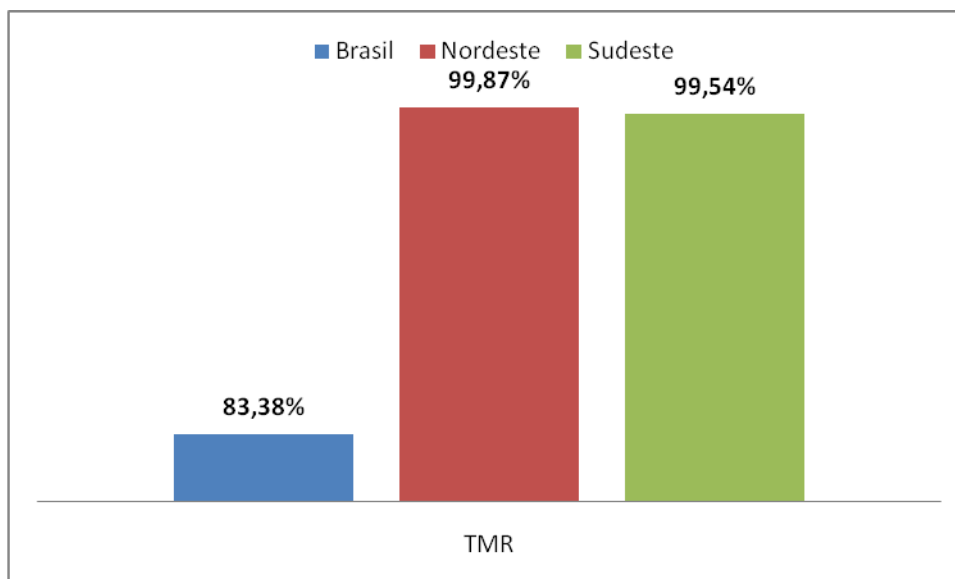


Gráfico 3 - Comparação da população de 'TMR' considerada na faixa normal, no Brasil e nas regiões Nordeste e Sudeste para Linha de Transmissão. (FONTE: Elaboração própria (2013)).

A quantidade de observações consideradas normais para TMR foi bastante alta: mais de 99% das observações do Nordeste e Sudeste são consideradas normais pelo ONS. O índice Brasil ficou com 83,38%, bem abaixo dessas regiões, o que sugere que outras regiões do Brasil contribuíram para a diminuição do valor do indicador nacional.

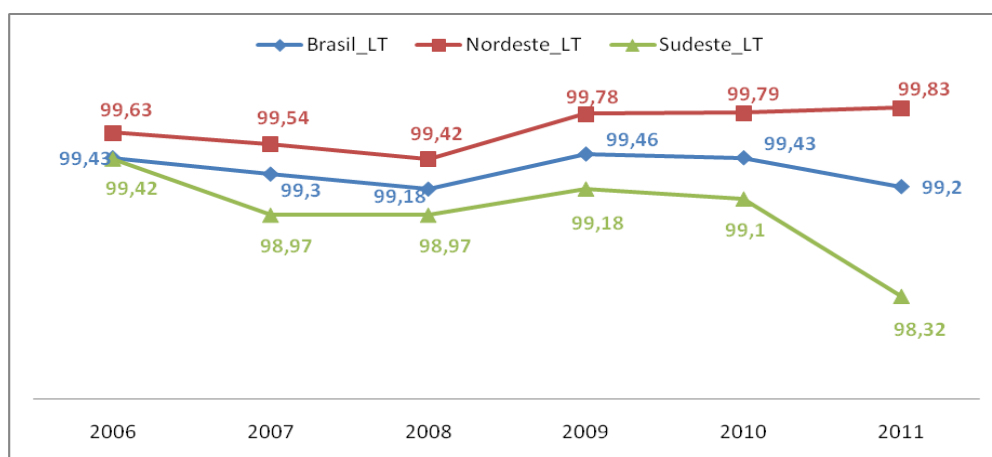


Gráfico 4 - Série temporal das médias anuais do indicador 'DISP' para Linhas de Transmissão de 2006 até 2011. (FONTE: Elaboração própria (2013)).

A análise dessa séries indica que de 2006 até 2011 houve uma variação de menos de 1% em todos os resultados. A região Nordeste foi a que apresentou melhor disponibilidade para linha de transmissão, tendo uma pequena melhora no decorrer da série temporal. O

Índice Brasil se manteve praticamente constante. A região Sudeste foi a que teve pior desempenho de disponibilidade, porém com índices excelentes, acima de 95 que é o limite para a faixa 'normal'. Na série houve uma "piora" da disponibilidade do Sudeste em relação as linhas de transmissão, principalmente de 2010 a 2011.

3.2 Transformador

Transformadores de potência exercem um papel muito importante no parque gerador elétrico. Eles elevam a tensão para a energia trafegar nas linhas de transmissão e baixam quando chegam às grandes cidades. Sem eles seria impossível transmitir energia sem perdas consideráveis.

Tabela 8 - Estatística descritiva de todos os transformadores do Brasil.

Brasil TR			
	DISP	TF	TMR
Média	99,12	,35	14,17
Mediana	99,91	,00	,00
Desvio padrão	5,30	1,44	220,94
Variância	28,05	2,08	48814,59
Curtose	170,71	6830,22	621,70
Assimetria	-12,06	61,64	23,18
Mínimo	,00	,00	,00
Máximo	100,00	196,34	8304,30
Observações	64413	64413	63419

FONTE: Elaboração própria (2013).

Tabela 9 - Percentis de DISP, TF e TMR.

Indicador	Percentil								
	1%	5%	10%	25%	50%	75%	90%	95%	99%
DISP	81,68	97,89	99,22	99,74	99,91	100,00	100,00	100,00	100,00
TF	,00	,00	,00	,00	,00	,00	1,00	2,00	3,99
TMR	,00	,00	,00	,00	,00	,00	,75	3,42	72,75

FONTE: Elaboração própria (2013).

A disponibilidade dos transformadores no Brasil em média foi de 99.12, considerado 'normal' pelo ONS. Observando os percentis constata-se que 95% das observações tem disponibilidade maior que 97,89.

O indicador 'TF' teve um excelente resultado para os transformadores em geral, média de 0,35 com 99% das observações apresentando taxa de falha menor que 3,99. Isto leva a conclusão que somente 1% das observações são consideradas 'insatisfatórias' pelo ONS.

O indicador 'TMR' teve média de 14,17 horas com 95% das observações apresentando tempo médio de reparo inferior a 3,42 horas.

Tabela 10 - Estatística descritiva das medidas de todos os transformadores para Nordeste.

Nordeste TR			
	DISP	TF	TMR
Média	99,58	0,32	4,6
Mediana	99,95	0	0
Desvio padrão	2,89	1,92	74,87
Variância	8,39	3,69	5606,56
Curtose	332,44	6767,66	646,14
Assimetria	-16,11	72,69	24,08
Mínimo	7,2	0	0
Máximo	100	196,33	2942,28
Observações	18405	18405	18131

FONTE: Elaboração própria (2013).

Tabela 11 - Percentis de DISP, TF e TMR (Nordeste).

Indicador	Percentil								
	1%	5%	10%	25%	50%	75%	90%	95%	99%
DISP	90,00	99,16	99,63	99,86	99,95	100,00	100,00	100,00	100,00
TF	,00	,00	,00	,00	,00	,00	1,00	2,00	3,03
TMR	,00	,00	,00	,00	,00	,00	,60	2,16	30,35

FONTE: Elaboração própria (2013).

Os transformadores do Nordeste do Brasil se comportaram muito bem em todos os indicadores, com disponibilidade média de 99,58, e com apenas 1% de observações menores que 90. A Taxa de falha apresenta média de 0,32 e com 99% dos casos com valores abaixo de 3,03. O indicador 'TMR' é o que apresenta maior diferença em relação aos seus limites, com média de 4,6 horas, com 99% das observações abaixo de 30,35 horas, lembrando que o limite inferior para ser considerado normal pelo ONS é de 180 horas.

Tabela 12 - Estatística descritiva das medidas de todos os transformadores do Sudeste.

Sudeste TR			
	DISP	TF	TMR
Média	98,39	0,37	31,11
Mediana	99,82	0	0
Desvio padrão	8,09	0,98	343,71
Variância	65,49	0,97	118142,21
Curtose	79,46	175,19	253,38
Assimetria	-8,45	8,93	15
Mínimo	0,005	0	0
Máximo	100	33,19	8304,3
Observações	20794	20794	20482

FONTE: Elaboração própria (2013).

Tabela 13 - Percentis de DISP, TF e TMR (Sudeste).

Indicador	Percentil								
	1%	5%	10%	25%	50%	75%	90%	95%	99%
DISP	54,62	96,11	98,55	99,53	99,82	99,97	100,00	100,00	100,00
TF	,00	,00	,00	,00	,00	,00	1,00	2,00	4,00
TMR	,00	,00	,00	,00	,00	,03	1,63	7,51	512,41

FONTE: Elaboração própria (2013).

Os transformadores do Sudeste também se comportaram muito bem, apresentando disponibilidade média de 98,39 com 95% das observações com disponibilidade maior que 96,11.

Com relação a taxa de falha, a média foi de 0,37 e 95% das observações obtiveram 'TF' menor que 2.

O indicador 'TMR' obteve média de 31,11 horas e 95% das observações possuem tempo médio de reparo abaixo de 7,51 horas.

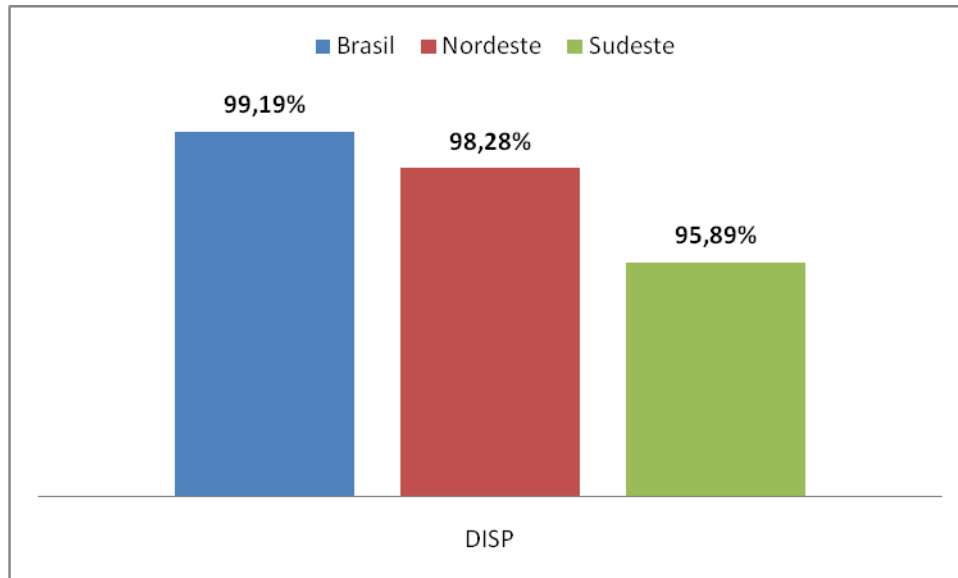


Gráfico 5 - Comparação da população de 'DISP' considerada na faixa normal, no Brasil e nas regiões Nordeste e Sudeste para Transformador. (FONTE: Elaboração própria (2013)).

Como visto anteriormente o Brasil e as regiões estudadas tem excelentes índice de disponibilidade para transformadores. O índice Brasil é o melhor entre eles com 99,19% das observações na faixa 'normal', seguido da região Nordeste com 98,28% das observações na faixa normal e por último a região Sudeste com 95,89%. Novamente a região Sudeste apresenta resultados inferiores a região Nordeste.

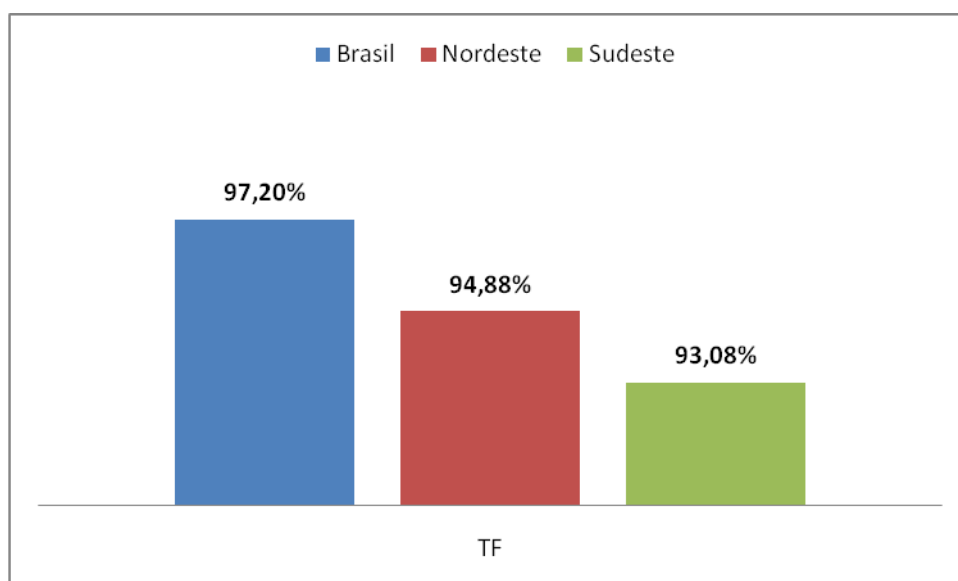


Gráfico 6 - Comparação da população de 'TF' considerada na faixa normal, no Brasil e nas regiões Nordeste e Sudeste para Transformador. (FONTE: Elaboração própria (2013)).

Observando a distribuição da população na faixa 'normal' do indicador 'TF' constatou-se novamente que as regiões Nordeste e Sudeste tem muito poucas observações não normais, e novamente a região Nordeste foi ligeiramente melhor que a região Sudeste.

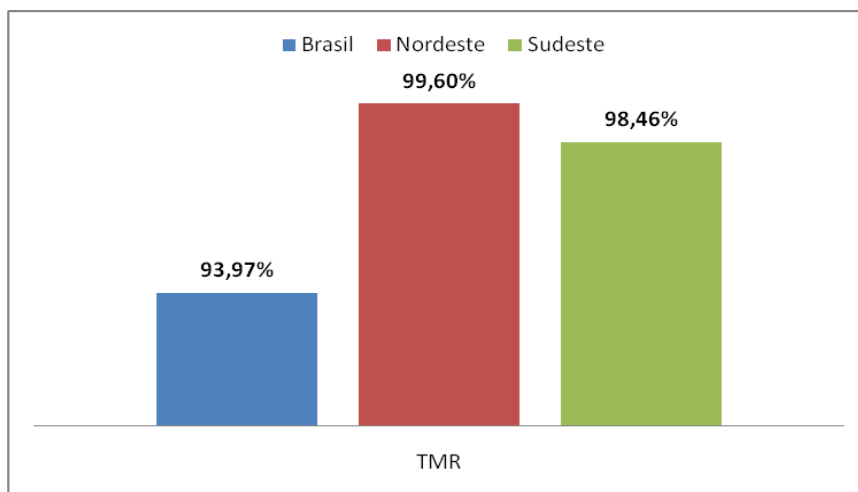


Gráfico 7 - Comparação da população de 'TMR' considerada na faixa normal, no Brasil e nas regiões Nordeste e Sudeste para Transformador. (FONTE: Elaboração própria (2013)).

Neste caso para o indicador TMR, percebe-se que o índice Brasil é inferior ao Nordeste e Sudeste, Nordeste possui 99,60% de suas observações na faixa normal, enquanto o Sudeste, 98,46%.

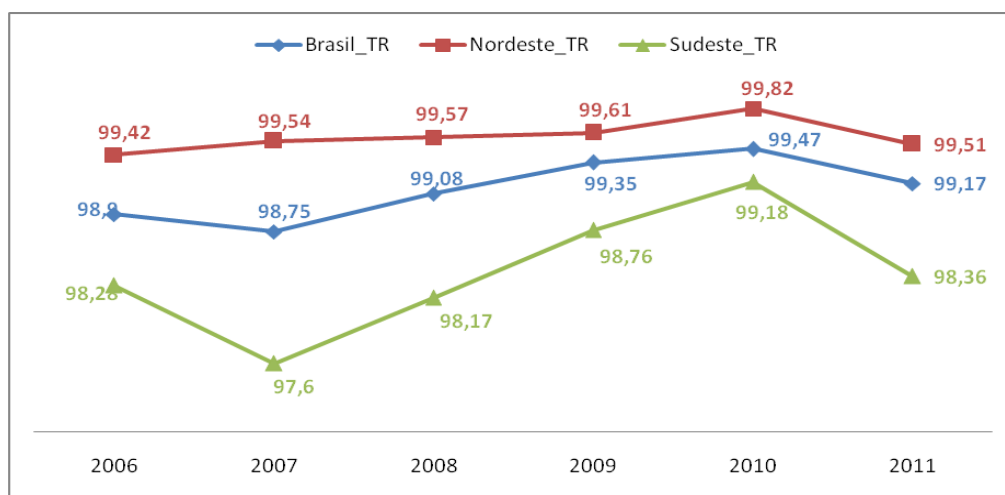


Gráfico 8 - Série temporal das médias anuais do indicador 'DISP' para Transformador - 2006 até 2011. (FONTE: Elaboração própria (2013)).

Na média, tanto o Brasil quanto as regiões Nordeste e Sudeste possuem disponibilidades muito altas, acima de 98. Observando a série pode-se perceber uma ligeira melhora na disponibilidade de 2006 para 2010. Porém algo ocorre de 2010 para 2011, onde a média baixa um pouco de valor. No entanto de 2006 até 2011 o Brasil e as regiões

estudadas apresentaram uma pequena melhora na disponibilidade. A região Nordeste é a que possui maior disponibilidade, maior até que a média nacional e a região Sudeste como visto em todos os casos anteriores, foi inferior à região Nordeste.

4. Análise de fatores que influenciam negativamente os indicadores

Como visto nas estatísticas descritivas, a região Nordeste apresenta seus indicadores de manutenção ligeiramente maiores que a região Sudeste. A seguir apresentamos alguns possíveis motivos dessa ligeira diferença. Apesar do Brasil e das suas regiões apresentarem índices muito bons de disponibilidade, taxa de falha e tempo médio de reparo, essa diferença de região para região foi marcante para a investigação das causas destas diferenças.

No Brasil as principais causas de desligamentos forçados em linhas de transmissão e transformadores são: descargas atmosféricas, queimadas, ventos fortes e precipitação.

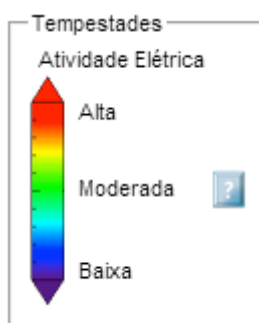
Todos os desligamentos forçados em equipamentos do parque gerador elétrico brasileiros não são desejáveis, pois causam uma série de prejuízos para a indústria e comércio, além de a energia elétrica ser extremamente necessária para os hospitais, aeroportos e sistemas de defesa do país.

4.1 Descargas Atmosféricas

As descargas atmosféricas são responsáveis por um grande número de desligamentos das linhas de transmissão e distribuição de energia elétrica, além da queima de alguns componentes de transformadores das subestações. No Brasil, cerca de 70% dos desligamentos forçados na transmissão são causados por essas descargas².

A seguir apresentamos os mapas de descargas elétricas no Brasil por regiões.

Legenda:



² Segundo o Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais -INPE

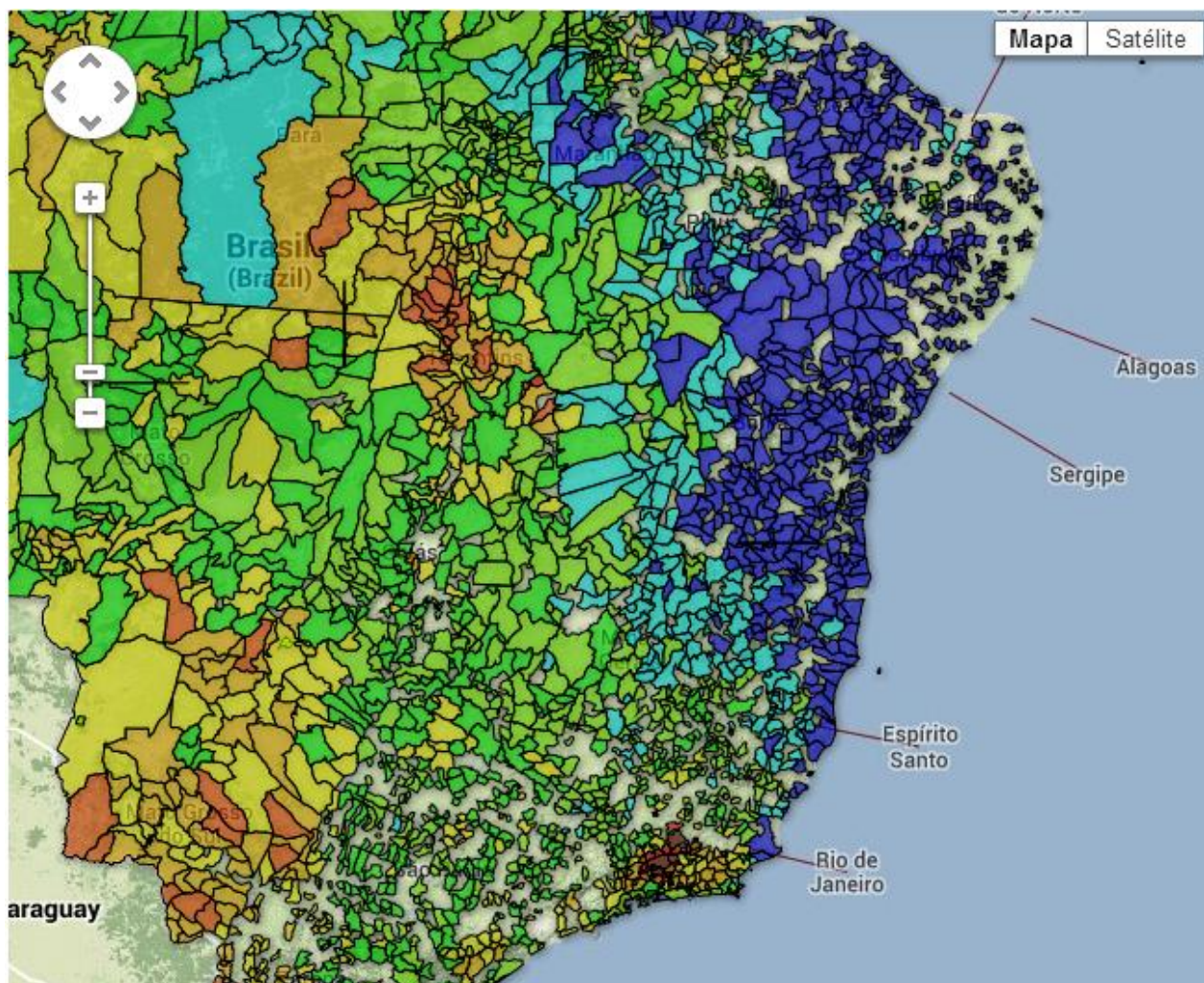


Figura 1 - Densidade de descargas atmosféricas no Brasil .

FONTE: INPE/ELAT -Internet (2013).

As regiões avermelhadas apresentam alta incidência de raios por km^2 , as verdes média incidência, e as áreas roxas baixa incidência de raios por km^2 .

Pelo mapa, a região Nordeste está quase toda roxa, indicando baixa incidência de raios. A região Sudeste apresenta áreas avermelhadas alaranjadas e verdes, o que indica uma incidência de descargas elétricas de moderada a alta.

Observando mais detalhadamente cada região, pode-se concluir que:

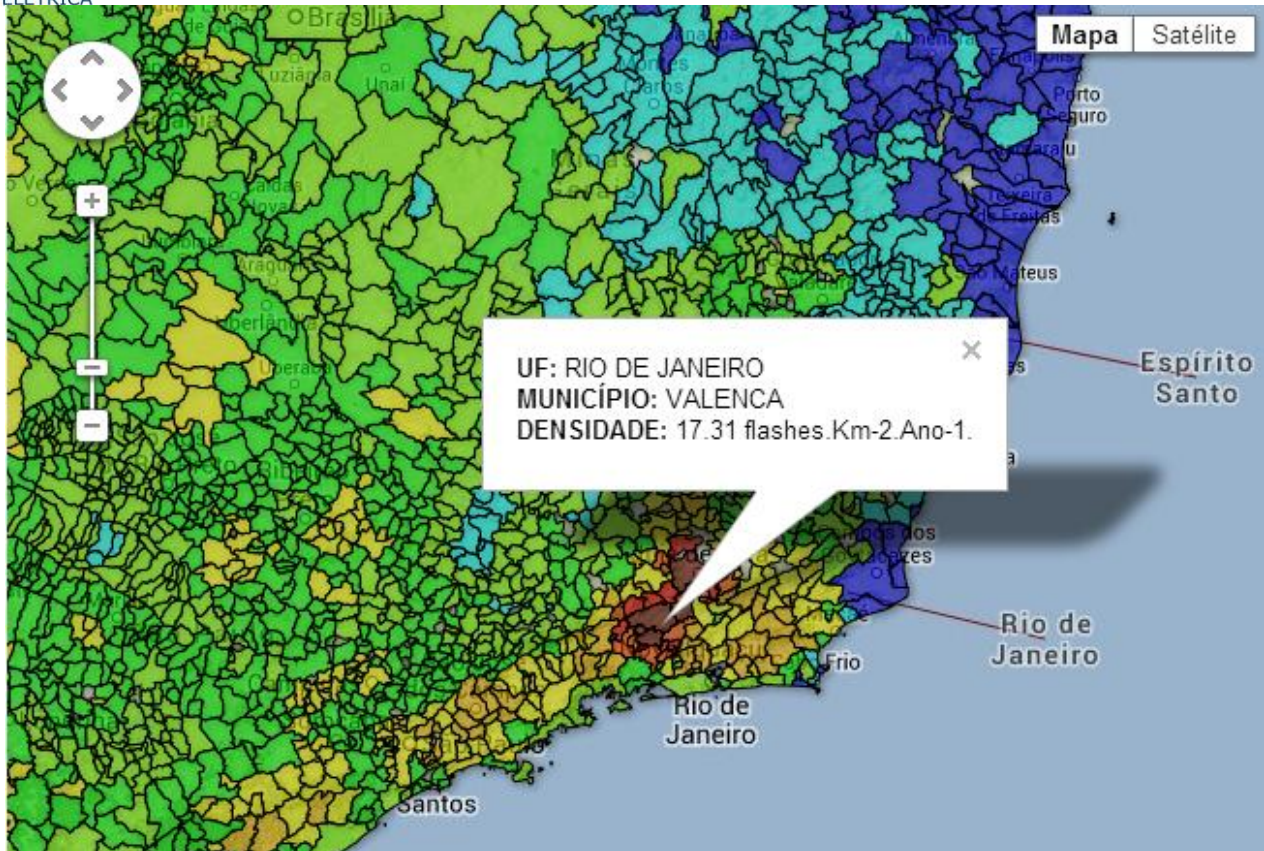


Figura 2 - Densidade de descargas atmosféricas no Sudeste.

FONTE: INPE/ELAT -Internet (2013).

Na região Sudeste quase todo o litoral tem alta incidência de raios, onde, o município de Valência, no estado do Rio de Janeiro, chega a apresentar 17.31 descargas elétricas km^2/ano . Quase que todo interior da região Sudeste apresenta ação moderada das descargas elétricas. Este fato pode ser considerado como uma possível explicação do porquê da disponibilidade da região Sudeste, tanto para linha de transmissão, quanto para transformador, ser ligeiramente inferior à região Nordeste.

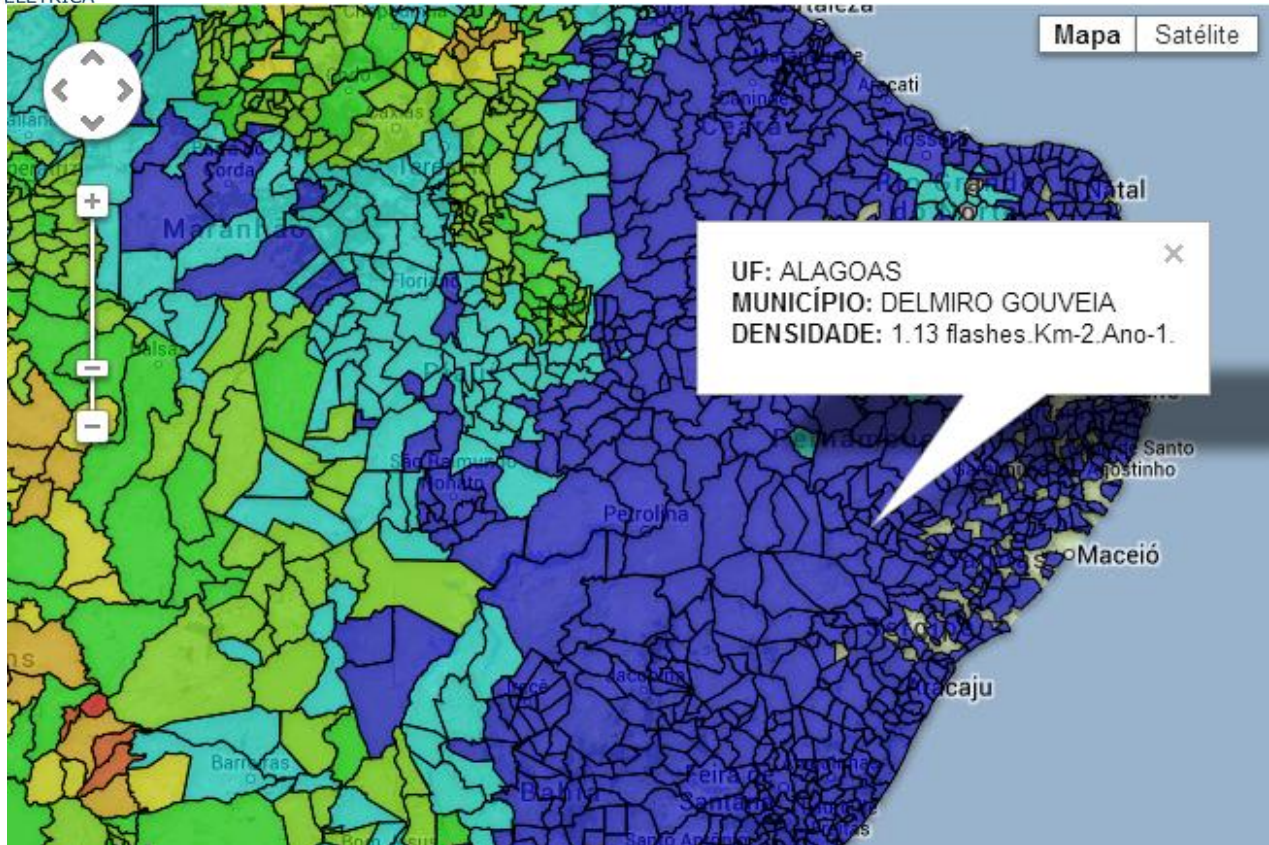


Figura 3 - Densidade de descargas atmosféricas no Nordeste.

FONTE: INPE/ELAT -Internet (2013).

A região Nordeste apresenta muito pouca incidência de descargas elétricas, por exemplo, o município de Delmiro Gouveia, no estado de Alagoas, esse apresenta somente 1,13 descargas elétricas por km²/ano. Toda a região Nordeste apresenta baixa densidade de descargas elétrica, indo de encontro com o melhor desempenho de seus indicadores com relação à região Sudeste.

4.2 Queimadas

As queimadas são a segunda principal causa de desligamentos forçados em linhas de transmissão. Mesmo que o fogo não atinja as linhas e a torre, o aquecimento do ar o faz ficar mais condutor, podendo ocasionar curtos entre fases ou fase-terra³.

Pelas séries temporais a seguir podemos acompanhar o número de focos de incêndio por estado, escolhi dois estados de cada região:

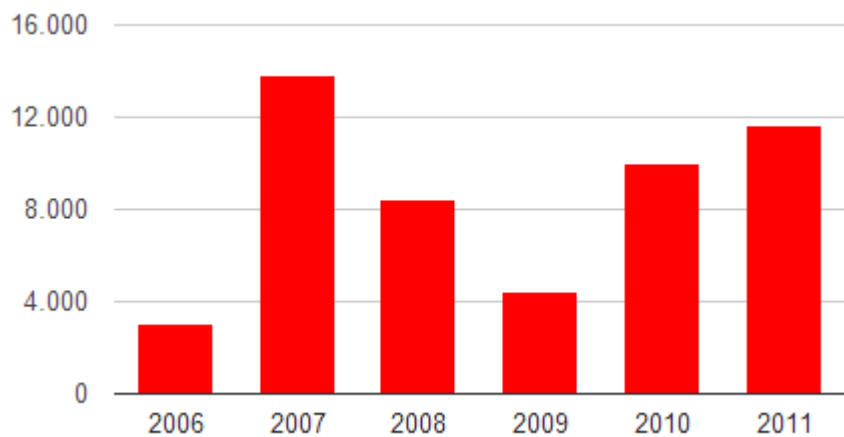


Gráfico 9 - Série histórica dos focos de incêndio no estado de Minas Gerais.

FONTE: INPE - Internet (2013).

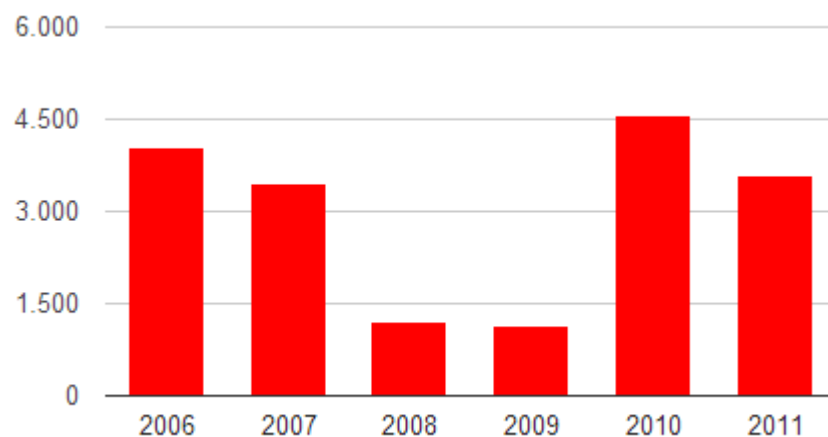


Gráfico 10 - Série histórica dos focos de incêndio no estado de São Paulo.

FONTE: INPE - Internet (2013).

³ Segundo a Companhia Paulista de Força e Luz - CPFL

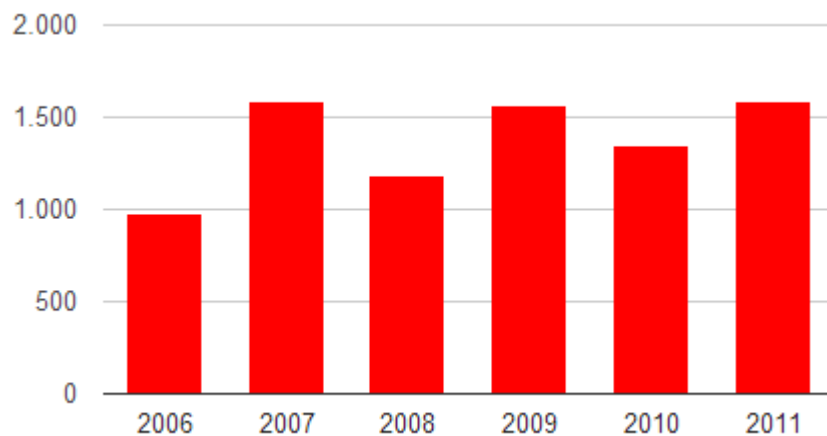


Gráfico 11 - Série histórica dos focos de incêndio no estado de Pernambuco.

FONTE: INPE - Internet (2013).

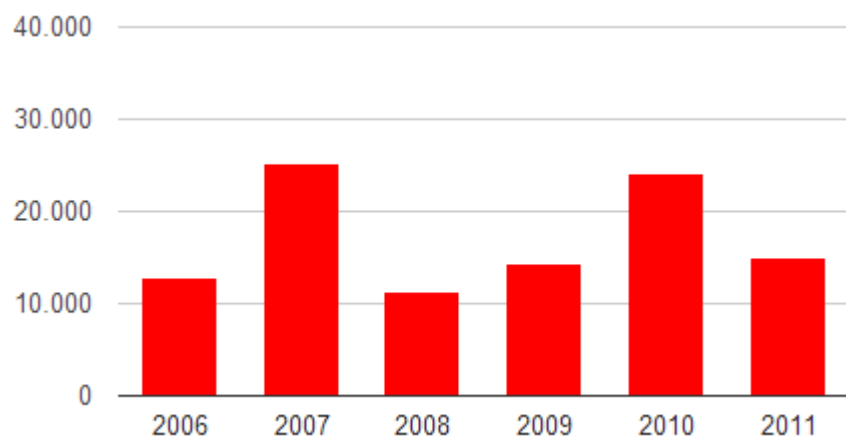


Gráfico 12 - Série histórica dos focos de incêndio no estado do Maranhão.

FONTE: INPE - Internet (2013).

Não houve grandes diferenças na quantidade de focos de incêndio entre as regiões Sudeste e Nordeste que possam caracterizar-los como sendo um dos motivos principais para a diferença de desempenho dos indicadores de manutenção 'DISP', 'TF' e 'TMR'. O Nordeste possui uma área de 1 558 196 km² e o Sudeste uma área de 924 510 km². Então é natural que a quantidade absoluta de queimadas no Nordeste seja maior que a do Sudeste. Além disso, o clima no Nordeste é muito seco em grande parte do ano o que pode ajudar no aparecimento de focos de incêndio. Na região Sudeste, o Estado de Minas Gerais e o interior de São Paulo, nos meses de inverno, se caracterizam pelo clima muito seco. Sem dúvidas o problema das queimadas não são particulares a uma região específica, sendo prejudiciais para os equipamentos do parque gerador elétrico brasileiro, principalmente as Linhas de Transmissão.

Outros fatores não analisados podem afetar os valores dos indicadores e resultar nessa diferença entre a região Nordeste e Sudeste, como a idade dos equipamentos, qualidade da manutenção preventiva e qualidade dos equipamentos instalados.

5. Metodologia para os novos limites dos indicadores

Os limites que o ONS utiliza em seus indicadores de manutenção DISP, TF e TMR foram estipulados a partir de uma longa experiência e observação dos seus técnicos. Entretanto no seu atual estado, carecem de justificativa científica. Nesta seção apresenta-se uma nova metodologia de ajuste para esses limites, desenvolvido dentro do projeto Elaboração de indicadores referentes aos processos de fiscalização do parque gerador elétrico brasileiro - Chamada Pública PNPD Nº84 /2010, no qual o autor participou.

A fórmula desenvolvida para o cálculo dos novos limites é dada seguir:

$$\lim_normal_i^{(\alpha)} = \omega \text{ limite } ONS_i + (1 - \omega) \text{ valor de risco}_i^{(\alpha)}$$

$$\omega = 0, 0.1, 0.2, \dots, 0.9, 1; \quad i = 1, 2, 3 \quad \{\text{DISP, TF, TMR}\}$$

$$\alpha = \begin{cases} 5\%: & \text{equipamentos rotativos} \\ 10\%: & \text{equipamentos estáticos} \end{cases}$$

Esta Fórmula faz uma ponderação entre os valores limites obtidos a partir do percentil e os limites atuais utilizados pelo ONS.

A escolha do percentil de 10% para equipamentos estáticos e de 5% para rotativos se deu pelo o estudo de comportamento destes equipamentos para os indicadores de manutenção. No projeto em questão observamos que equipamentos estáticos são mais bem comportados e tem valores melhores em todos os seus indicadores do que os equipamentos rotativos, por isso adotamos um percentil menos tolerante para com esses equipamentos.

Para o limite que separa a faixa 'Alerta' da 'Insatisfatória' foi usada a mesma metodologia, mas com o percentil de 5% para o cálculo do limite insatisfatório para linha de transmissão e transformador.

$$\lim_insatisfatório_i^{(\alpha)} = \omega \text{ limite } ONS_i + (1 - \omega) \text{ valor de risco}_i^{(\alpha)}$$

$$\omega = 0, 0.1, 0.2, \dots, 0.9, 1; \quad i = 1, 2, 3 \quad \{\text{DISP, TF, TMR}\}$$

$$\alpha = \begin{cases} 2.5\%: & \text{equipamentos rotativos} \\ 5.0\%: & \text{equipamentos estáticos} \end{cases}$$

Tabela 14 - Limites dos indicadores.

Limites O.N.S Vigentes			
	DISP	TF	TMR
Lim_Normal (O.N.S)	95	2	180
Lim_Alerta (O.N.S)	90	4	240

FONTE: Elaboração própria (2013).

Tabela 15 - Valores de risco para Linha de Transmissão.

Valor de Risco		
Indicador	Linha de Transmissão	
	10%	5%
DISP	99	98,26
TF	2,27	6,69
TMR	4,18	8,28

FONTE: Elaboração própria (2013).

Tabela 16 - Novos limites dos indicadores para Linha de Transmissão .

Linha de Transmissão						
	DISP		TF		TMR	
w	Lim_Normal(Calc)	Lim_Insat(Calc)	Lim_Normal(Calc)	Lim_Insat(Calc)	Lim_Normal(Calc)	Lim_Insat(Calc)
0	99,0	98,3	2,3	6,7	4,2	8,3
0,1	98,6	97,4	2,2	6,4	21,8	31,5
0,2	98,2	96,6	2,2	6,2	39,3	54,6
0,3	97,8	95,8	2,2	5,9	56,9	77,8
0,4	97,4	95,0	2,2	5,6	74,5	101,0
0,5	97,0	94,1	2,1	5,3	92,1	124,1
0,6	96,6	93,3	2,1	5,1	109,7	147,3
0,7	96,2	92,5	2,1	4,8	127,3	170,5
0,8	95,8	91,7	2,1	4,5	144,8	193,7
0,9	95,4	90,8	2,0	4,3	162,4	216,8
1	95,0	90,0	2,0	4,0	180,0	240,0

FONTE: Elaboração própria (2013).

Tabela 17 - Valores de risco para Transformador.

Valor de Risco		
Indicador	Transformador	
	10%	5%
DISP	98,82	97,89
TF	1,00	2
TMR	11,83	42,1

FONTE: Elaboração própria (2013).

Tabela 18 - Novos limites dos indicadores para Transformador.

Transformador						
	DISP		TF		TMR	
w	Lim_Normal(Calc)	Lim_Insat(Calc)	Lim_Normal(Calc)	Lim_Insat(Calc)	Lim_Normal(Calc)	Lim_Insat(Calc)
0	98,8	97,9	1,0	2,0	11,8	42,1
0,1	98,4	97,1	1,1	2,2	28,6	61,9
0,2	98,1	96,3	1,2	2,4	45,5	81,7
0,3	97,7	95,5	1,3	2,6	62,3	101,5
0,4	97,3	94,7	1,4	2,8	79,1	121,3
0,5	96,9	93,9	1,5	3,0	95,9	141,1
0,6	96,5	93,2	1,6	3,2	112,7	160,8
0,7	96,1	92,4	1,7	3,4	129,5	180,6
0,8	95,8	91,6	1,8	3,6	146,4	200,4
0,9	95,4	90,8	1,9	3,8	163,2	220,2
1	95,0	90,0	2,0	4,0	180,0	240,0

FONTE: Elaboração própria (2013).

5.1 Linhas de Transmissão Nordeste x Sudeste

Essa seção compara as porcentagem das medidas classificadas em cada faixa limite (normal, alerta e insatisfatória), para cada indicador (DISP, TF e TMR) para o equipamento linha de transmissão nas regiões Nordeste e Sudeste.

Dos 11 valores disponíveis na ponderação via fórmula, foi usado somente dois como objeto de comparação, $w=0$ que leva em consideração somente os resultados dos dados, e $w=1$ que resulta no atual limite do ONS.

Abaixo os resultados dessa comparação.

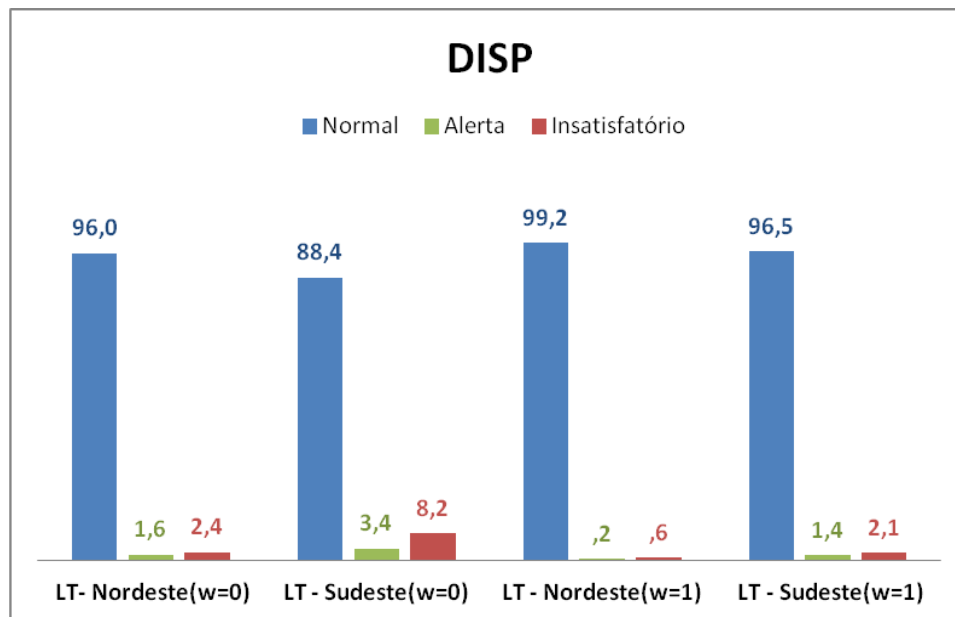


Gráfico 13 – Porcentagem de medidas de 'DISP' para Linhas de Transmissão das regiões Nordeste e Sudeste nas faixas 'normal', 'alerta' e 'insatisfatório' pela ponderação $w=0$ e $w=1$. (FONTE: Elaboração própria (2013)).

O gráfico acima demonstra que a região Nordeste possui porcentagem maior de medidas de 'DISP' na faixa 'normal' do que a região Sudeste.

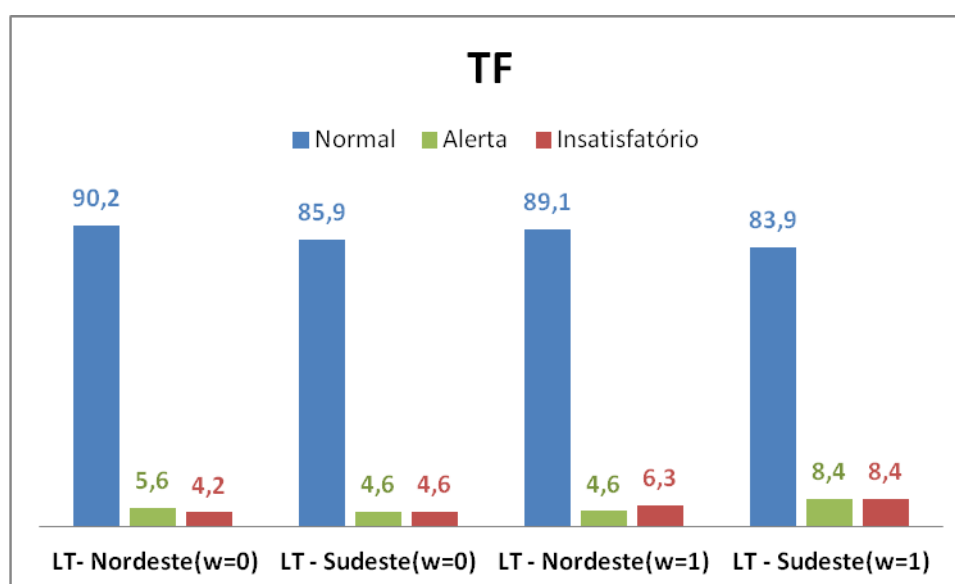


Gráfico 14 – Porcentagem de medidas de 'TF' para Linhas de Transmissão das regiões Nordeste e Sudeste nas faixas 'normal', 'alerta' e 'insatisfatório' pela ponderação $w=0$ e $w=1$. (FONTE: Elaboração própria (2013)).

O gráfico acima demonstra que a região Nordeste possui porcentagem ligeiramente maior de medidas de 'TF' na faixa 'normal' do que a região Sudeste.

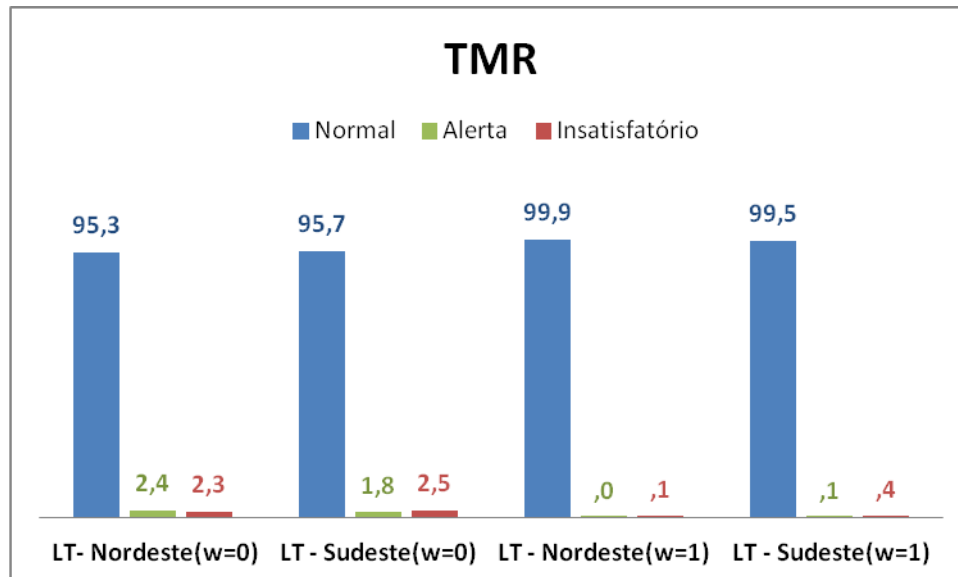


Gráfico 15 – Porcentagem de medidas de 'TMR' para Linhas de Transmissão das regiões Nordeste e Sudeste nas faixas 'normal', 'alerta' e 'insatisfatório' pela ponderação $w=0$ e $w=1$. (FONTE: Elaboração própria (2013)).

O gráfico acima demonstra que a região Nordeste possui porcentagens parecidas de 'TMR' na faixa 'normal' com relação a região Sudeste. No entanto, os outros indicadores indicaram uma superioridade da região Nordeste em cima da região Sudeste, como esperado pelos resultados anteriores.

5.2 Transformadores Nordeste x Sudeste

Essa seção compara as porcentagens das medidas classificadas em cada faixa limite (normal, alerta e insatisfatória), para cada indicador (DISP, TF e TMR) para o equipamento transformador nas regiões Nordeste e Sudeste.

Dos 11 valores disponíveis na ponderação via fórmula, foi usado somente dois como objeto de comparação, $w=0$ que leva em consideração somente os resultados dos dados, e $w=1$ que resulta no atual limite do ONS.

Abaixo os resultados dessa comparação.

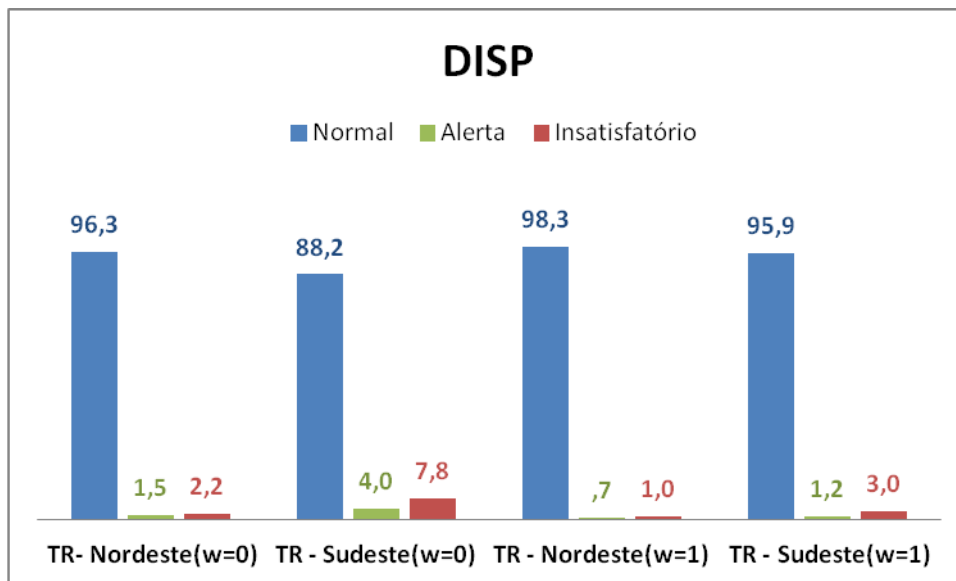


Gráfico 16 – Porcentagem de medidas de 'DISP' para Transformadores das regiões Nordeste e Sudeste nas faixas 'normal', 'alerta' e 'insatisfatório' pela ponderação $w=0$ e $w=1$. (FONTE: Elaboração própria (2013)).

O gráfico acima demonstra que a região Nordeste possui porcentagem maior de medidas de 'DISP' na faixa 'normal' do que a região Sudeste.

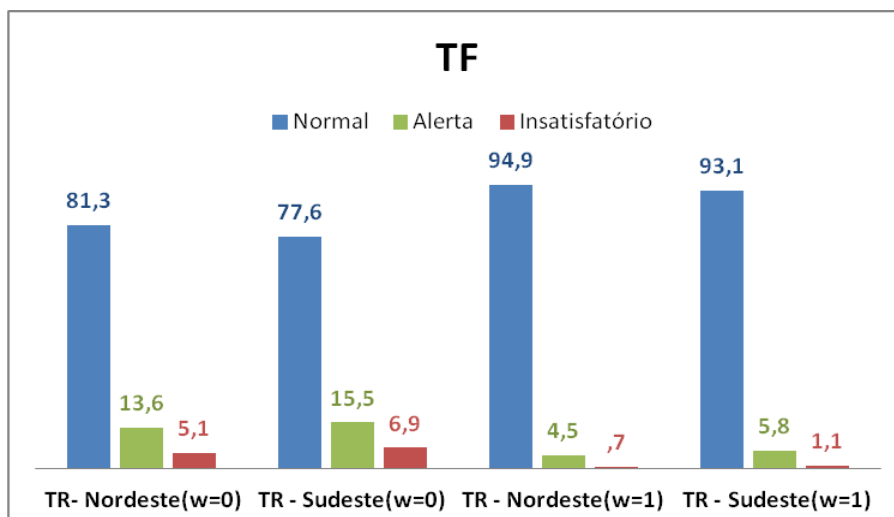


Gráfico 17 – Porcentagem de medidas de 'TF' para Transformadores das regiões Nordeste e Sudeste nas faixas 'normal', 'alerta' e 'insatisfatório' pela ponderação $w=0$ e $w=1$. (FONTE: Elaboração própria (2013)).

O gráfico acima demonstra que a região Nordeste possui percentagem ligeiramente maior de medidas de 'TF' na faixa 'normal' do que a região Sudeste.

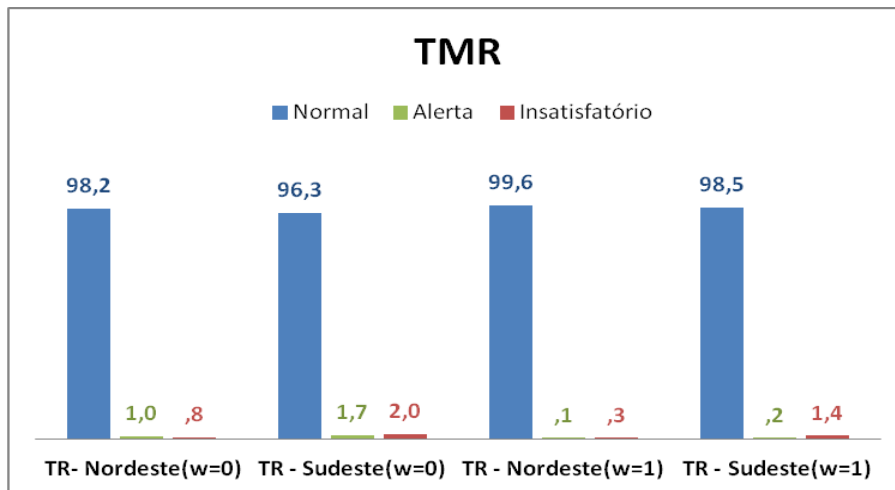


Gráfico 18 – Percentagem de medidas de 'TMR' para Transformadores das regiões Nordeste e Sudeste nas faixas 'normal', 'alerta' e 'insatisfatório' pela ponderação $w=0$ e $w=1$. (FONTE: Elaboração própria (2013)).

O gráfico acima demonstra que a região Nordeste possui percentagem ligeiramente maior de medidas de 'TMR' na faixa 'normal' do que a região Sudeste, corroborando os resultados anteriormente obtidos, onde demonstro que a Região Nordeste, numa forma geral, tem resultados melhores que a região Sudeste.

6. Conclusão

Neste trabalho foi apresentado um estudo dos indicadores de manutenção DISP,TF e TMR para dois equipamentos: linha de transmissão e transformador. O estudo foi baseado na análise das estatísticas descritivas desses indicadores, considerando separadamente os equipamentos das regiões Nordeste e Sudeste. Observou-se como resultado um desempenho ligeiramente superior para todos os indicadores na região Nordeste sobre a região Sudeste. Contudo, o desempenho geral das duas regiões foi bastante satisfatório em relação aos equipamentos estudados.

No estudo também foram investigadas as possíveis causas dessas diferenças entre regiões, utilizando como fatores explicativos a ocorrência de descargas atmosféricas e focos de incêndio. A análise mostrou que descargas atmosféricas são mais frequentes na região Sudeste do que na região Nordeste. Pesquisas do INPE indicam que 70% dos desligamentos forçados em linhas de transmissão no Brasil são causados por descargas atmosféricas. Esse fato pode ser tomado como uma possível explicação da diferença observada na disponibilidade de equipamentos entre a região Sudeste e a Nordeste. Outro possível causador de falhas em linhas de transmissão são as queimadas. Porém, como é sabido, as queimadas ocorrem mais ou menos de forma homogênea em todo o território nacional, não podendo, portanto ser considerada como um fator diferencial entre as regiões. Com certeza as queimadas prejudicam a disponibilidade das linhas de transmissão e transformadores, mas prejudicam provavelmente de uma forma equilibrada em todo o país.

Por último, foi proposta uma nova metodologia para o cálculo de novos limites para os indicadores DISP,TF e TMR para os equipamentos linha de transmissão e transformador, visto que em muitos casos esses limites careciam de uma fundamentação científica. Embora os novos limites aqui propostos sejam de validade nacional, deve-se levar em conta que o Brasil é um país de área continental, e assim no seu território podemos encontrar uma diversidade muito grande no clima e na geografia das regiões, justificando a adoção de limites para os indicadores que sejam específicos para cada região.

Referências bibliográficas

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA - ONS. **O que é o ONS**. Disponível em: <http://www.ons.org.br/institucional/o_que_e_o_ons.aspx> Acesso em: 23/06/2013.

INSTITUTO NACIONAL DE PESQUISAS ESPACIAIS – INPE. **Sistema Elétrico**. Disponível em: <www.inpe.br/webelat/homepage/menu/infor/relampagos.e.efeitos/sistema.eletrico.php> Acesso em: 24/06/2013.

INSTITUTO NACIONAL DE PESQUISAS ESPACIAIS – INPE. **Queimadas e Incêndios Florestais - Monitoramento Orbital e Risco de Fogo**. Disponível em: <<http://www.inpe.br/queimadas/index.php>> Acesso em: 24/06/2013.

JORNAL O MEIO AMBIENTE. **Queimadas X Rede Elétrica**. Disponível em: <http://www.jornalomeioambiente.com/index.php?option=com_content&view=article&id=47&Itemid=2> Acesso em: 24/06/2013.

MELODIA WEB. **Queimadas sob linhas de transmissão geram riscos de interrupção de energia**. Disponível em: <<http://melodiaweb.com/Sessao.aspx?cod=2153>> Acesso em 24/06/2013.

FERNANDES, Cristiano; COSTA, Rodrigo Almeida. **“Elaboração de Indicadores referentes aos Processos de Fiscalização do Parque Gerador de Energia Elétrica”**. Rio de Janeiro, 2013. Relatório Final da Chamada Pública PNPD Nº84/2010 IPEA/ANEEL/ONS.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Submódulo 16.1. **Acompanhamento de manutenção**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>> Acesso em 19/05/2013.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Submódulo 16.2. **Acompanhamento de manutenção de equipamentos e linhas de transmissão**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>> Acesso em 21/05/2013.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Submódulo 16.3. **Gestão de indicadores para avaliação de desempenho de equipamentos e linhas de transmissão na perspectiva da manutenção**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>> Acesso em 20/05/2013.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Submódulo 25.8. **Indicadores de desempenho de equipamentos e linhas de transmissão e das funções transmissão e geração.** Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/> > Acesso em 25/04/2013.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Submódulo 25.10. **Indicadores de desempenho das programações eletroenergéticas, de manutenção e de intervenções.** Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/> > Acesso em 17/05/2013.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Submódulo 25.13. **Indicadores para gestão do operador nacional do sistema.** Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/> > Acesso em 15/05/2013.

Glossário

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica

DISP - Disponibilidade

ELAT - Grupo de Eletricidade Atmosférica

INPE - Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais

MME - Ministério de Minas Energia

ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico

SIN - Sistema interligado Nacional

TF - Taxa de Falha

TMR - Tempo Médio de Reparo