

**UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA – UNB
FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**UMA METODOLOGIA BASEADA NO USO PARA
PENALIZAR INDISPONIBILIDADES EM REDES DE
TRANSMISSÃO**

RENATO ABDALLA AFONSO

ORIENTADOR: PROF. DR. PABLO EDUARDO CUERVO FRANCO

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**PUBLICAÇÃO: PPGENE.DM – 353A/08
BRASÍLIA/DF: OUTUBRO – 2008**

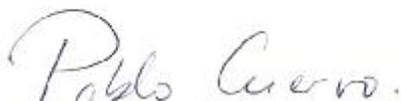
**UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**UMA METODOLOGIA BASEADA NO USO PARA PENALIZAR
INDISPONIBILIDADES EM REDES DE TRANSMISSÃO**

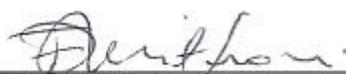
RENATO ABDALLA AFONSO

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO ACADÊMICO SUBMETIDA AO DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA DA FACULDADE DE TECNOLOGIA DA UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA, COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE.

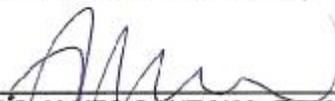
APROVADA POR:



**PABLO EDUARDO CUERVO FRANCO, Dr., ENE/UNB
(ORIENTADOR)**



**FRANCISCO DAMASCENO FREITAS, Dr., ENE/UNB
(EXAMINADOR INTERNO)**



**EDVALDO ALVES SANTANA, Dr., UFSC
(EXAMINADOR EXTERNO)**

BRASÍLIA. 03 DE OUTUBRO DE 2008.

FICHA CATALOGRÁFICA

AFONSO, RENATO ABDALLA

Uma Metodologia Baseada no Uso para Penalizar Indisponibilidades em Redes de Transmissão [Distrito Federal] 2008.

xii, 81p., 210x297 mm (ENE/FT/UnB, Mestre, Engenharia Elétrica, 2008)

Dissertação de Mestrado – Universidade de Brasília. Faculdade de Tecnologia.

Departamento de Engenharia Elétrica.

1. Resolução Normativa n° 270/07

2. Uso da Linha

3. Parcela Variável por Indisponibilidade

4. Ko, Kuo e RAP

I. ENE/FT/UnB

II. Título (série)

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

AFONSO, RENATO ABDALLA (2008). Uma Metodologia Baseada no Uso para Penalizar Indisponibilidades em Redes de Transmissão. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Publicação PPGENE.DM-353A/08, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 81p.

CESSÃO DE DIREITOS

AUTOR: Renato Abdalla Afonso

TÍTULO: Uma Metodologia Baseada no Uso para Penalizar Indisponibilidades em Redes de Transmissão.

GRAU: Mestre

ANO: 2008

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópia desta dissertação de mestrado e para emprestar ou vender tais cópias somente com propósitos acadêmicos e científicos. O autor reserva outros direitos de publicação e nenhuma parte dessa dissertação de mestrado pode ser reproduzida sem autorização.

Renato Abdalla Afonso

SQN 307 – Bloco C – Apartamento 304

70.746-030 – Brasília – DF

DEDICATÓRIA

Dedico ao meu pai Adalberto Afonso Barbosa e a minha mãe Cacilda Abdalla Afonso pelo incentivo a perseverar na pesquisa, por mostrar a importância do estudo para a vida profissional e pelo exemplo de pessoas, pais e profissionais.

AGRADECIMENTOS

Agradeço ao Prof. Pablo Cuervo por ter me orientado com dedicação, presteza e pelos sábios conselhos e sugestões.

Agradeço a minha namorada Marcela de Moraes pela paciência, pelo incentivo e pelo amor a mim demonstrado.

Ao amigo e Engenheiro Eletricista Denis Perez Jannuzzi, registro minha enorme gratidão pela amizade irrestrita, conselhos e disponibilidade.

Agradeço ao Juan, por estar sempre disponível para esclarecimentos e dúvidas.

Agradeço aos demais amigos e amigas por terem me agüentado nos momentos mais difíceis e por terem me proporcionado momentos de lazer.

E por fim, agradeço a minha família, meu pai Adalberto Afonso, minha mãe Cacilda Abdalla, meu irmão Fábio Abdalla, minha irmã Helena Abdalla e minha linda sobrinha Ana Clara Abdalla por serem a base da minha vida e pelo apoio incondicional em todas as minhas decisões.

RESUMO

UMA METODOLOGIA BASEADA NO USO PARA PENALIZAR INDISPONIBILIDADES EM REDES DE TRANSMISSÃO

Autor: Renato Abdalla Afonso

Orientador: Pablo Eduardo Cuervo Franco

Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica – Universidade de Brasília

Brasília, outubro de 2008

Este trabalho apresenta uma proposta para a fórmula de aplicação da Parcela Variável Indisponibilidade - PVI voltada para a FT – Linhas de Transmissão. A proposta da dissertação é incluir na metodologia de cálculo da PVI um fator que represente, além de um valor econômico razoável, a importância da linha de transmissão no sistema no momento em que ocorre uma indisponibilidade.

Para isso, foi adotado o princípio do EBE – Equivalent Bilateral Exchanges [3] ou intercâmbios bilaterais equivalentes que define o uso de uma determinada linha de transmissão para uma determinada condição de carga do sistema, considerando um fluxo de carga linear. Com essa definição, procurou-se relacionar a importância de uma linha de transmissão com a variação causada no uso do sistema antes e depois de uma indisponibilidade em relação ao uso da linha de transmissão antes da mesma se tornar indisponível.

Foram realizadas simulações envolvendo sistemas de 5, 14 e 24 barras onde procurou-se mostrar que valores diferentes de PVI poderiam ser atribuídos a diferentes linhas de transmissão de um sistema, de acordo com a importância elétrica da linha e sem afetar o equilíbrio econômico-financeiro da empresa.

Por fim, foram levantadas e analisadas algumas características de aplicação do método proposto e procurou-se também mostrar que o Sistema Interligado Nacional – SIN apresenta características de robustez semelhantes às aquelas que foram consideradas para as simulações dos sistemas elétricos propostos.

ABSTRACT
A METHODOLOGY BASED ON USE TO PENALIZE UNAVAILABILITY IN
TRANSMISSION NETWORKS

Author: Renato Abdalla Afonso

Supervisor: Pablo Eduardo Cuervo Franco

Program of Masters Degree in Electrical Engineering

Brasília, October/ 2008

This work presents a proposal for the formula of implementation of VPU focused on TF - Transmission Line. The proposal of this dissertation is to include in the methodology of calculating the VPU a factor that represents, more than a reasonable economic value, the importance of transmission line in the system at the moment there is unavailability.

For this, it was adopted the principle of EBE - Equivalent Bilateral Exchanges [3] that defines the use of a particular transmission line for a particular condition of load of the system, assuming a linear load flow. With this definition, sought to link the importance of a transmission line with the change caused in the use of the system before and after an unavailability in relation of the use of the transmission line before it becomes unavailable.

We performed simulations involving 5, 14 and 24 bars systems where it was tried to show that different values of VPU could be attributed to different transmission lines of a system in accordance with the electric importance of line and without affecting the economic and financial balance of the firm.

Finally were raised and discussed some aspects of implementation of the proposed method and also sought to show that the National Interconnected System - NIS has characteristics of strength similar to those that were considered for the simulations of proposed electrical systems.

SUMÁRIO

1 - INTRODUÇÃO.....	1
1.1 - RESOLUÇÃO NORMATIVA ANº 270, DE 26 DE JUNHO DE 2007	3
1.2 - OBJETIVO	9
1.3 - MOTIVAÇÃO	9
1.4 - ORIGINALIDADE DO TRABALHO E CONTRIBUIÇÃO	10
1.5 - RESUMO DO CAPÍTULO	11
2 - MODELO DE INTERCÂMBIOS EQUIVALENTES.....	12
2.1 - MÉTODO DE CÁLCULO DO EBE	12
2.2 - USO DAS LINHAS DE TRANSMISSÃO	15
2.3 - RESUMO DO CAPÍTULO.....	16
3 - METODOLOGIA PARA AVALIAR INDISPONIBILIDADES	17
3.1 - PRIMEIRA ABORDAGEM	18
3.2 - SEGUNDA ABORDAGEM.....	21
3.3 - MÉTODO DE ANÁLISE DOS RESULTADOS	22
3.4 - RESUMO DO CAPÍTULO	23
4 - RESULTADOS E ANÁLISES	24
4.1 - SISTEMA DE 5 BARRAS.....	24
4.1.1 - Primeira condição de carga e primeira abordagem	25
4.1.2 - Primeira condição de carga e segunda abordagem	34
4.1.3 - Segunda condição de carga e primeira abordagem	36
4.1.4 - Segunda condição de carga e segunda abordagem	39
4.2 - SISTEMA DE 14 BARRAS.....	42
4.2.1 - Primeira abordagem	43
4.2.2 - Segunda abordagem.....	48
4.3 - SISTEMA DE 24 BARRAS.....	51
4.3.1 - Primeira abordagem	53
4.3.2 - Segunda abordagem.....	57
4.4 - SISTEMA DE 5 BARRAS RESTRIÇÃO DE FLUXO DE POTÊNCIA NAS LINHAS DE TRANSMISSÃO	61
4.5 - RESUMO DO CAPÍTULO	66
5 - CONSIDERAÇÕES GERAIS.....	68
5.1 - DEFINIÇÃO DA ABORDAGEM A SER APLICADA	68
5.2 - COMPARAÇÃO DO MODELO PROPOSTO COM O DA RESOLUÇÃO NORMATIVA ANº 270/07.....	71
5.3 - CARACTERÍSTICAS DO MODELO PROPOSTO	74
5.3.1 - Condição N-1.....	74
5.3.2 - Situações N-2.....	74
5.3.3 - Características do Sistema Interligado Nacional	75
6 - CONCLUSÕES.....	77
6.1 - TRABALHOS FUTUROS.....	78
REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA	80

APÊNDICE

A - RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 270/2007 82

LISTA DAS TABELAS

Tabela 4.1 – Resultado do fluxo de carga no sistema de 5 barras.....	25
Tabela 4.2 – Resultado do fluxo de carga no sistema de 5 barras sem a linha 1.....	26
Tabela 4.3 – Resultado do fluxo de carga no sistema de 5 barras sem a linha 2.....	27
Tabela 4.4 – Resultado do fluxo de carga no sistema de 5 barras sem a linha 3.....	28
Tabela 4.5 – Resultado do fluxo de carga no sistema de 5 barras sem a linha 4.....	29
Tabela 4.6 – Resultado do fluxo de carga no sistema de 5 barras sem a linha 5.....	30
Tabela 4.7 – Resultado do fluxo de carga no sistema de 5 barras sem a linha 6.....	31
Tabela 4.8 – Resultado da 1ª abordagem para o sistema de 5 barras.....	32
Tabela 4.9 – Resultado da 2ª abordagem para o sistema de 5 barras.....	34
Tabela 4.10 – Resultado do fluxo de carga no sistema de 5 barras e na 2ª condição de carga.....	37
Tabela 4.11 – Resultado da 1ª abordagem para o sistema de 5 barras.....	37
Tabela 4.12 – Resultado da 2ª abordagem para o sistema de 5 barras.....	39
Tabela 4.13 – Resultado do fluxo de carga no sistema de 14 barras.	44
Tabela 4.14 – Resultado da 1ª abordagem para o sistema de 14 barras.....	45
Tabela 4.15 – Resultado da 2ª abordagem para o sistema de 14 barras.....	49
Tabela 4.16 – Valores de Geração e Carga nas Barras para o sistema de 24 barras.....	53
Tabela 4.17 – Características Elétricas e Uso das Linhas para o sistema de 24 barras.	54
Tabela 4.18 – Resultado da 1ª abordagem para o sistema de 24 barras.....	55
Tabela 4.19 – Resultado da 2ª abordagem para o sistema de 24 barras.....	58
Tabela 4.20 – Resultado do fluxo de carga com despacho econômico.....	62
Tabela 4.21 – Resultado do fluxo de carga sem restrição e com indisponibilidade da linha 4.....	63
Tabela 4.22 – Resultado da 1ª abordagem sem restrição.	63
Tabela 4.23 – Resultado da 2ª abordagem sem restrição.	64
Tabela 4.24 – Resultado do fluxo de carga com restrição e com indisponibilidade da linha 4.....	64
Tabela 4.25 – Resultado da 1ª abordagem com restrição.....	65
Tabela 4.26 – Resultado da 2ª abordagem com restrição.....	65
Tabela 5.1 – Média e Desvio Padrão de Kuo.	70
Tabela 5.2 – Desconto percentual da RAP	72

LISTA DAS FIGURAS

Figura 1.1 – Diferença entre K_p e K_o	8
Figura 2.1 – Efeito do intercâmbio bilateral GD_{ij} no fluxo da linha k	14
Figura 4.1 – Sistema com 5 barras	24
Figura 4.2 – Variação do uso do sistema de 5 barras na 1ª abordagem	32
Figura 4.3 – Fatores Kuo, ULk e ΔU para o sistema de 5 barras na 1ª abordagem.....	33
Figura 4.4 - Variação do uso do sistema de 5 barras na 2ª abordagem.....	35
Figura 4.5 – Fatores Kuo, ULk e ΔU para o sistema de 5 barras na 2ª abordagem.....	35
Figura 4.6 - Variação do uso do sistema de 5 barras na 1ª abordagem.....	38
Figura 4.7 - Fatores Kuo, ULk e ΔU para o sistema de 5 barras na 1ª abordagem	38
Figura 4.8 - Variação do uso do sistema de 5 barras na 2ª abordagem.....	40
Figura 4.9 - Fatores Kuo, ULk e ΔU para o sistema de 5 barras na 2ª abordagem	40
Figura 4.10 – Sistema com 14 barras	42
Figura 4.11 - Variação do uso do sistema de 14 barras na 1ª abordagem	46
Figura 4.12 - Fatores Kuo, ULk e ΔU para o sistema de 14 barras na 1ª abordagem.....	46
Figura 4.13 - Variação do uso do sistema de 14 barras na 2ª abordagem	49
Figura 4.14 - Fatores Kuo, ULk e ΔU para o sistema de 14 barras na 2ª abordagem.....	50
Figura 4.15 – Sistema com 24 barras	52
Figura 4.16 - Variação do uso do sistema de 24 barras na 1ª abordagem	56
Figura 4.17 - Fatores Kuo, ULk e ΔU para o sistema de 24 barras na 1ª abordagem.....	56
Figura 4.18 - Variação do uso do sistema de 24 barras na 2ª abordagem	59
Figura 4.19 - Fatores Kuo, ULk e ΔU para o sistema de 24 barras na 2ª abordagem.....	59
Figura 4.20 - Sistema de 5 barras com despacho econômico	61
Figura 5.1 - Percentual de desconto da RAP em função do tempo de indisponibilidade ..	73
Figura 5.2 - Desempenho do SIN	76

LISTA DE SÍMBOLOS, NOMENCLATURA E ABREVIACÕES

- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica
- CPST – Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão
- ONS – Operador Nacional do Sistema
- PV – Parcela Variável
- PB – Pagamento Base [R\$]
- RAP – Receita Anual Permitida [R\$]
- SIN – Sistema Interligado Nacional
- FT – Função Transmissão
- PVI – Parcela Variável por Indisponibilidade [R\$]
- K_p – Fator Multiplicador para Desligamentos Programados
- K_o – Fator Multiplicador para Outros Desligamentos
- K_{uo} – Fator Multiplicador proposto para Outros Desligamentos
- K_u – Fator Uso Proposto
- IEEE – Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos
- GD – Intercâmbio Equivalente [MW]
- P_g – Vetor de Geração [MW]
- P_d – Vetor de Carga [MW]
- B – Matriz de Susceptância
- δ – Vetor de Ângulos das Tensões nas Barras
- P_f – Vetor de fluxo de Potência ns Linhas [MW]
- h – Matriz de Sensibilidade dos Fluxos
- e – Vetor de Injeções de Potências [MW]
- γ – Vetor dos Fatores de Distribuição
- UG – Vetor Uso das Linhas por uma Geração P_g [MW]
- UD – Vetor Uso das Linhas pela Demanda P_d [MW]
- UL – Vetor Uso das Linhas de Transmissão [MW]
- UL^D – Vetor Uso das Linhas de Transmissão após uma indisponibilidade [MW]
- ΔU – Variação do Uso do Sistema [MW]
- U_A – Uso do Sistema Antes de uma Indisponibilidade na 1ª Abordagem [MW]
- U_{A-1} – Uso do Sistema Antes de uma Indisponibilidade na 2ª Abordagem [MW]
- U_D – Uso do Sistema Depois de uma Indisponibilidade [MW]

1 - INTRODUÇÃO

A Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, instituiu a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL com a finalidade de regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do governo federal.

A Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica visa verificar o cumprimento das obrigações constituídas aos agentes nos autos de outorgas e em dispositivos regulamentares, com o objetivo de garantir o atendimento aos consumidores, em padrões de qualidade, custo, prazo e segurança compatíveis com os requisitos adequados à finalidade dos serviços. (Planejamento Estratégico ANEEL Biênio 2007-2008)

A Regulamentação dos Serviços de Energia Elétrica visa regulamentar as políticas e diretrizes do Governo Federal para a exploração de energia elétrica e os aproveitamentos energéticos, definindo padrões de qualidade, custo, atendimento e segurança dos serviços e instalações de energia elétrica compatíveis com as necessidades regionais, com foco na viabilidade técnica, econômica e ambiental das ações, além de atualizar as condições de exploração dos serviços de energia elétrica em decorrência das alterações verificadas na legislação específica e geral, a fim de promover o uso eficaz e eficiente de energia elétrica e manter a livre competição no mercado de energia elétrica. (Planejamento Estratégico ANEEL Biênio 2007-2008)

O desempenho das concessionárias de distribuição, quanto à continuidade do serviço prestado de energia elétrica, é medido com base na apuração de indicadores que expressam a duração e frequência das interrupções do fornecimento de energia elétrica. Os níveis máximos admissíveis para esses indicadores são estabelecidos pela ANEEL, em conjunto com um sistema de multas e indenizações aos consumidores, orientando a concessionária a buscar o desempenho desejado [11].

O indicador de duração das interrupções do fornecimento – DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) indica o número de horas, em média, que um

consumidor fica sem energia elétrica durante um período, geralmente mensal. Já o indicador de frequência das interrupções – FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) indica quantas vezes, em média, houve interrupção na unidade consumidora (residência, comércio, indústria etc.) [11].

As metas de DEC e FEC a serem observadas pelas concessionárias estão definidas em Resolução específica da ANEEL, por ocasião da Revisão Tarifária da concessionária e são estabelecidas para o conjunto de unidades consumidoras pertencentes à área de concessão. Esses conjuntos são áreas geoeletricas de referência para o controle da qualidade do serviço prestado [11].

As concessionárias de serviços públicos de transmissão de energia elétrica têm obrigação legal e contratual de atender a critérios estabelecidos sobre os padrões de qualidade nos seus Contratos de Concessão, Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão – CPST, Procedimentos de Rede e nas Resoluções Normativas da ANEEL.

Os Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão – CPST, celebrados entre as concessionárias de transmissão de energia elétrica e o Operador Nacional do Sistema - ONS, quanto à continuidade do serviço prestado pelas transmissoras e baseados nas diretrizes centrais do Contrato de Concessão, prevêm a redução da Receita Anual Permitida – RAP das instalações de transmissão por uma Parcela Variável - PV, deduzida mensalmente do Pagamento Base – PB ($PB = RAP/12$), refletindo a efetiva disponibilização das instalações de transmissão. [10].

A questão é que a cláusula que prevê a aplicação de desconto da RAP por meio da Parcela Variável - PV se encontrava presente somente nos CPSTs das concessionárias de transmissão que tiveram outorgadas seus Contratos de Concessão por meio de um processo de licitação, que se deu a partir do ano 2000. Isso foi motivado pela reestruturação do setor elétrico e pela desverticalização das empresas, onde os primeiros editais dos leilões (2000 e 2001) já contemplavam a cláusula da PV de modo a atender as necessidades emergentes do Sistema Interligado Nacional – SIN.

Desse modo, as antigas empresas de transmissão do setor elétrico, federais e estaduais, como por exemplo as subsidiárias do grupo Eletrobrás: Centrais Elétricas do Norte do Brasil - Eletronorte, Furnas Centrais Elétricas, Companhia Hidroelétrica do São Francisco – CHESF e Eletrosul Centrais Elétricas, assim como algumas empresas estaduais: Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT e CEMIG Geração e Transmissão, não estavam sujeitas à aplicação da Parcela Variável, pois a mesma não é contemplada nos seus Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão - CPST.

Para aplicar os preceitos que orientam e conduzem o sistema elétrico brasileiro de forma isonômica, entre todos os agentes do setor de transmissão de energia elétrica, quanto ao desempenho das concessionárias de transmissão relativo à continuidade do serviço público de transmissão de energia elétrica, ou seja, a aplicação da Parcela Variável por Indisponibilidade, a ANEEL, fundamentada em importantes contribuições de especialistas do setor elétrico e de diversas entidades ligadas ao assunto, publicou a Resolução Normativa n° 270, de 26 de junho de 2007.

1.1 - RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 270, DE 26 DE JUNHO DE 2007 [1]

Serão elencados alguns artigos e incisos da referida resolução de modo a familiarizar alguns termos e conceitos, focando no objetivo do trabalho que é a metodologia de cálculo para desconto por indisponibilidade da Função Transmissão – Linha de Transmissão. [1]. A Resolução completa está no apêndice.

Art. 1º Estabelecer, na forma desta Resolução, as disposições relativas à qualidade do serviço público de transmissão de energia elétrica, associada à disponibilidade das instalações integrantes da Rede Básica que compõem o Sistema Interligado Nacional - SIN.

Art. 2º Para os fins e efeitos desta Resolução ficam estabelecidos os seguintes termos e as respectivas definições:

V - Desligamento Programado: indisponibilidade de uma Função Transmissão, programada antecipadamente em conformidade com o estabelecido nos Procedimentos de Rede;

XI - Outros Desligamentos: qualquer indisponibilidade de uma FT não considerada como Desligamento Programado;

VII – Função Transmissão (FT): conjunto de instalações funcionalmente dependentes, considerado de forma solidária para fins de apuração da prestação de serviços de transmissão, compreendendo o equipamento principal e os complementares, conforme estabelecido na Resolução Normativa nº 191, de 12 de dezembro de 2005;

XII - Padrão de Duração de Desligamento: duração máxima admissível de Desligamentos Programados ou de Outros Desligamentos de uma FT no período contínuo móvel de doze meses, até a qual não se aplica o desconto da Parcela Variável Por Indisponibilidade;

XIV – Pagamento Base (PB): parcela equivalente ao duodécimo da RAP associada à plena disponibilização das instalações de transmissão que compõem uma FT, nos termos da Resolução Normativa nº 191, de 12 de dezembro de 2005;

XV - Parcela Variável Por Indisponibilidade (PVI): parcela a ser deduzida do Pagamento Base por Desligamentos Programados ou Outros Desligamentos decorrentes de eventos envolvendo o equipamento principal e/ou os complementares da FT, de responsabilidade da concessionária de transmissão, consideradas as exceções e as condições definidas nesta Resolução;

Art. 3º Aplica-se esta Resolução para as Funções Transmissão integrantes de concessão não decorrente de licitação e as autorizadas a esta concessão até a data de publicação desta Resolução.

§ 1º Para as Funções Transmissão integrantes de concessão decorrente de licitação realizada até a data de publicação desta Resolução e as autorizadas a esta concessão, serão

aplicados os dispositivos desta Resolução, observando-se a legislação pertinente, à exceção ao disposto em relação ao Adicional à RAP, aos Padrões de Duração de Desligamento, aos fatores K_o e K_p e ao art. 7º desta Resolução.

§ 2º Para as Funções Transmissão a serem licitadas ou autorizadas a partir da data de publicação desta Resolução, não se aplicarão os dispositivos em relação ao Adicional à RAP e aos Padrões de Duração de Desligamento, podendo as disposições referentes ao art. 7º e aos fatores K_o e K_p serem ajustadas nos respectivos editais de licitação ou resoluções autorizativas.

Art. 4º A qualidade do serviço público de transmissão de energia elétrica será medida com base na disponibilidade e na capacidade plena das Funções Transmissão (FT), sendo estas consideradas indisponíveis quando ocorrer Desligamento Programado ou Outros Desligamentos ou Atraso na Entrada em Operação.

Art. 8º O Padrão de Duração de Desligamento e o Padrão de Frequência de Outros Desligamentos estão estabelecidos na tabela do item 1 do Anexo desta Resolução.

Parágrafo único. Quando a soma das durações dos desligamentos de uma FT, apuradas no período contínuo de doze meses anteriores ao da ocorrência, incluindo este, ultrapassar o correspondente Padrão de Duração de Desligamento, caberá a aplicação de desconto da PVI calculada de acordo com a expressão definida no item 3 do Anexo desta Resolução.

Padrão de Duração de Desligamento, Padrão de Frequência de Outros Desligamentos e Fatores Ko e Kp.

Função Transmissão	Família de Equipamento	Padrão de Duração de Desligamento		Padrão de Frequência de Outros Desligamentos (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	
	>5km 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	(*)	666,0	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.

(**) Período de 666 horas em 2 anos.

LEGENDA:

LT- Linha de Transmissão

TR- Transformação

CR- Controle de Reativo

REA- Reator

CRE- Compensador Estático

CSI- Compensador Síncrono

BC- Banco de Capacitor

CSE- Compensação Série

Ko- Fator multiplicador para Outros Desligamentos

Kp- Fator multiplicador para Desligamento Programado

Ano 1 e Ano 2- Períodos que correspondem ao primeiro e segundo ano de implantação da metodologia, conforme definido no “caput” do art. 41 desta Resolução.

Cálculo da Parcela Variável Por Indisponibilidade (PVI)

A PVI a ser descontada do Pagamento Base de uma FT, será calculada por meio da seguinte fórmula:

$$PVI = \frac{PB}{1440D} K_p \left(\sum_{i=1}^{NP} DVDP_i \right) + \frac{PB}{1440D} \left(\sum_{i=1}^{NO} K_{o_i} DVOD_i \right) (R\$) \quad (1.1)$$

Onde:

PB Pagamento Base da FT;

$\Sigma DVDP$ e $\Sigma DVOD$ Somatórios da Duração Verificada de Desligamento Programado e da Duração Verificada de Outros Desligamentos de uma FT: correspondem aos somatórios das durações, em minutos, de cada Desligamento Programado e de Outros Desligamentos da FT ocorridos durante o mês, consideradas as condições a seguir:

- se, no período contínuo de onze meses anteriores ao referido mês, a duração acumulada dos Desligamentos Programados ou dos Outros Desligamentos for igual ou superior que a duração do correspondente padrão, será considerado, para efeito de desconto da PVI, o valor do respectivo somatório das durações ocorridas no mês; e
- se, no período contínuo de onze meses anteriores ao referido mês, a duração acumulada dos Desligamentos Programados ou dos Outros Desligamentos for inferior que a duração do correspondente padrão, será considerado, para efeito de desconto da PVI, o valor positivo da diferença entre a duração acumulada acrescida do respectivo somatório das durações ocorridas no mês e a duração do correspondente padrão;

K_p Fator multiplicador para Desligamento Programado;

K_o Fator multiplicador para Outros Desligamentos com duração de até 300 minutos. Nesta fórmula, este fator será reduzido para K_p após o 300º minuto, observadas as condições a.e b.acima estabelecidas;

D Número de dias do mês da ocorrência;

N_p Número de Desligamento Programado da FT ocorrido ao longo do mês; e

N_o Número de Outros Desligamentos da FT ocorridos ao longo do mês.

É importante ressaltar na equação 1.1 a diferença entre os fatores multiplicadores K_p e K_o . Pode-se observar que o fator K_o é indexado em i e o fator K_p não. Isso mostra que o fator K_p é constante e igual a 6,67 (no primeiro ano de aplicação) durante todo o tempo, enquanto que o fator K_o é 100 (no primeiro ano de aplicação) somente nas 5 primeiras horas e nas horas seguintes esse fator será reduzido para $K_p=6,67$. A figura 1.1 ilustra essa situação.

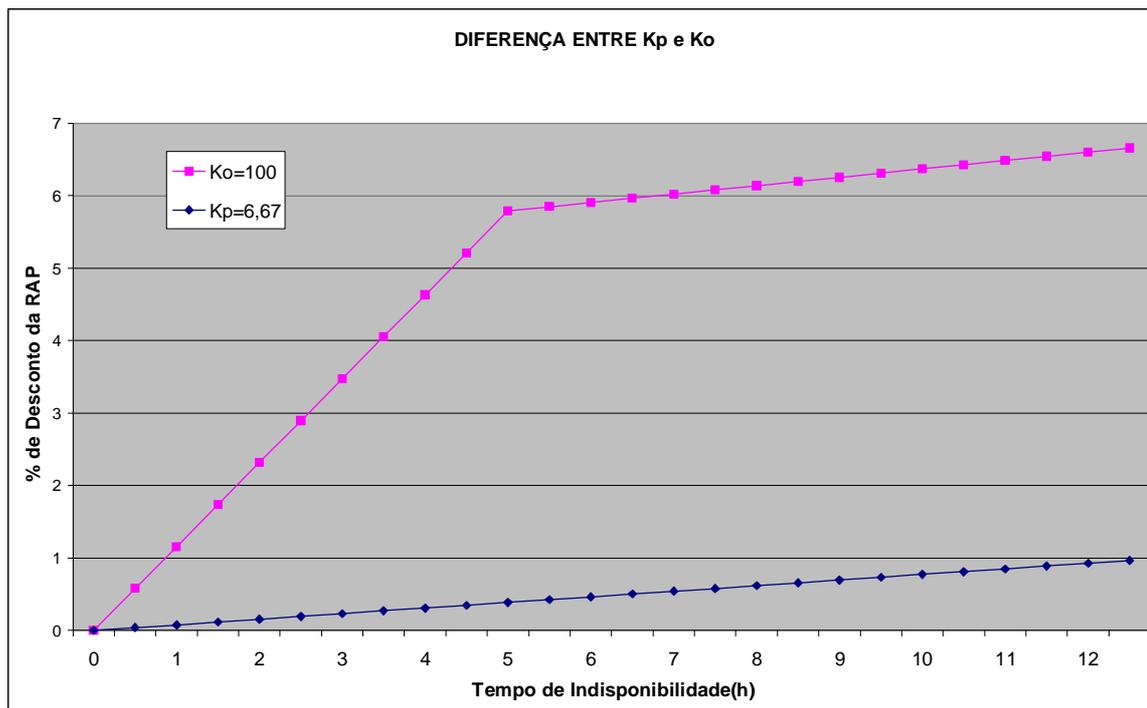


Figura 1.1 – Diferença entre Kp e Ko.

Art. 12. A aplicação do desconto das parcelas variáveis estará condicionada aos seguintes limites:

I - o desconto referente à soma dos valores da Parcela Variável por Indisponibilidade e da Parcela Variável por Restrição Operativa Temporária de cada FT, dentro do mês de apuração, estará limitado a 50% (cinquenta por cento) do valor do Pagamento Base da FT, deslocando-se para o(s) mês (es) subsequente(s) o saldo que restar;

II - o desconto referido no inciso anterior, para o período contínuo de doze meses anteriores ao da apuração, incluindo este, estará limitado a 25% (vinte e cinco por cento) do somatório dos Pagamentos Base da FT no mesmo período;

III – para a FT de que trata o art. 7º, o desconto referente à soma dos valores da PVI e da PVRO imputado à concessionária de transmissão acessada, para o período contínuo de doze meses anteriores ao da apuração, incluindo este, estará limitado a 50% (cinquenta

por cento) do somatório dos Pagamentos Base associados aos equipamentos de sua propriedade, integrantes da respectiva FT, neste mesmo período; e

IV - o desconto referente aos valores das PVI e das PVRO de todas as FT de uma concessão, no período de que trata o inciso II, estará limitado a 12,5% (doze e meio por cento) do valor da RAP da concessão, correspondente ao mesmo período.

1.2 - OBJETIVO

O objetivo desta dissertação é estudar uma forma alternativa para o cálculo da parcela variável por indisponibilidade – PVI voltado especificamente para as Funções Transmissão – Linhas de Transmissão, procurando refletir o uso efetivo das linhas de transmissão pelos agentes e mostrar que o sinal econômico fica mais preciso se for levado em conta a importância da linha de transmissão.

A idéia é associar a cada linha de transmissão, no momento de sua indisponibilidade, um fator uso individual e verificar o impacto causado pela ausência desta linha no uso do total do sistema de transmissão.

1.3 - MOTIVAÇÃO

A motivação que conduziu esse estudo se baseou no princípio de que a fórmula, como está estruturada hoje, visa somente uma sinalização econômica para os agentes do setor elétrico. Está detalhado na Nota Técnica 016/2005-SRT/ANEEL que a obtenção dos fatores multiplicativos K_o e K_p foi escolhida baseado no histórico de desligamentos dos equipamentos das empresas, frequência e duração, e do que já vinha sendo praticado nos CPSTs das empresas licitadas, de forma a aplicar um desconto que ao mesmo tempo não interfira no equilíbrio econômico-financeiro das empresas e que represente a importância da disponibilidade do equipamento.

O que se pretende ajustar na fórmula da PVI, para as FT – Linhas de Transmissão, além da sinalização econômica, é ressaltar também a importância elétrica da linha de transmissão nos momentos em que ocorre a indisponibilidade. Uma das alternativas de se estabelecer a importância de uma determinada linha de transmissão é refletir a influência

da linha no sistema no qual está inserida, momento antes da indisponibilidade, e comparar com o sistema após a indisponibilidade.

Como pode ser observado, a fórmula da PVI está dividida em duas partes (parcelas). A primeira delas se relaciona aos desligamentos programados e a segunda aos outros desligamentos. É razoável assumir que os desligamentos programados não representam riscos grandes ao sistema, uma vez que o sistema se condiciona previamente a operar naquela situação. Por outro lado, os outros desligamentos são os que mais preocupam, pois cada indisponibilidade de uma linha de transmissão repentina corresponde a uma perturbação que o sistema deve ser capaz de absorver e continuar atendendo a carga que lhe é solicitada dentro dos padrões de qualidade estabelecidos.

Nesse contexto, a proposição de uma nova metodologia de cálculo da PVI faz sentido somente para o caso de outros desligamentos. Nesses casos há de se estabelecer uma relação do sistema antes e depois da indisponibilidade. Em situações não previstas de indisponibilidade a influência da linha pode ser melhor analisada e retratada.

Concentrando tudo o que foi exposto, o trabalho se desenvolverá numa nova metodologia de cálculo para a Parcela Variável por Indisponibilidade - PVI restringida as Funções Transmissão – Linhas de Transmissão e somente na parcela referente a outros desligamentos. Todas as condições de aplicação da PVI, descritas na Resolução Normativa n° 270/07, serão mantidas com exceção da fórmula de cálculo da PVI.

1.4 - ORIGINALIDADE DO TRABALHO E CONTRIBUIÇÃO

O presente trabalho estabelece uma forma de avaliar as indisponibilidades das linhas de transmissão, de modo que essa metodologia reflita o uso das próprias linhas de transmissão e a variação sentida no uso do sistema, quando da ocorrência dessas indisponibilidades.

Para tanto foram realizados estudos e novas abordagens foram consideradas para aferição e comparação com a situação atual. Pretende-se mostrar que é coerente analisar cada linha individualmente e que se faz necessário tratá-las de forma diferentes, uma vez que elas

apresentam condições de operação diferentes. Este trabalho pretende ampliar o campo de visão e motivar outros trabalhos relacionados para que a Resolução Normativa nº 270/2007 evolua a fim de se obter com maior precisão a importância de cada linha no Sistema Interligado Nacional.

1.5 - RESUMO DO CAPÍTULO

Em linhas gerais esse capítulo mostra a evolução da Parcela Variável – PV que estava presente somente nas novas concessionárias de transmissão, através do processo de outorga da concessão, até a publicação da Resolução Normativa nº 270/2007 que aplica a Parcela Variável por Indisponibilidade – PVI a todas as outras concessionárias de transmissão existentes. A equação 1.1 mostra como deve ser aplicada a PVI

Diante disso, questionou-se o fato de que o tratamento imposto na Função Transmissão – Linhas de Transmissão era o mesmo para todas as linhas, ou seja, não existia diferenciação elétrica entre as linhas de transmissão que compõe o sistema.

Motivado pelo fato de que cada linha do sistema tem características próprias e condições de operação diferentes, definiu-se que seria desenvolvido um estudo baseado no uso de cada linha de transmissão de um sistema e a influência no uso do sistema quando da indisponibilidade de uma dessas linhas.

2 - MODELO DE INTERCÂMBIOS EQUIVALENTES [3]

Para desenvolver o estudo proposto buscou-se um método que sinalizasse a importância de uma linha de transmissão. O modelo proposto neste capítulo associa a importância da linha de transmissão ao seu uso. Assim, o desenvolvimento de como é calculado o uso da linha de transmissão se faz necessário para o desenvolvimento da metodologia que será aplicada neste trabalho.

O princípio do EBE – Equivalent Bilateral Exchanges ou Intercâmbios Bilaterais Equivalentes parte de um fluxo de carga linear, sem perdas, que satisfaz todas as restrições de geração e de fluxo nas linhas. Através da solução do fluxo de carga linear, obtém-se o vetor de gerações P_g e o vetor de fluxo nas linhas de transmissão P_f .

Esse princípio estabelece que desde que o fluxo de carga linear atenda às leis de Kirchhoff sem violar nenhum limite de transmissão ou geração, cada injeção de geração flui em direção a todas as barras de carga, enquanto que cada demanda, barra de carga, é atendida por todas as injeções de geração. Em suma, cada demanda é suprida por uma fração de cada gerador, proporcionalmente dividida entre todos os geradores. Analogamente, cada gerador supre uma fração de cada demanda proporcionalmente dividida entre todas as demandas.

Esse método foi desenvolvido para alocação de custos sobre o uso da rede de transmissão [3] a seus usuários e é baseado em um princípio onde se pode afirmar que é uma suposição razoável.

2.1 - MÉTODO DE CÁLCULO DO EBE

Considere uma rede de transmissão simples. De acordo com o que foi enunciado acima define-se EBE entre a geração na barra i e a demanda na barra j dada por:

$$GD_{ij} = \frac{P_{g_i} * P_{d_j}}{P_{d_{total}}} \quad (\text{MW}) \quad (2.1)$$

Onde numa rede sem perdas, a demanda de carga do sistema $Pd^{total} = \sum_j Pd_j = \sum_i Pg_i$.

Esse intercâmbio equivalente GD_{ij} pode ser visto com uma fração da geração Pg_i que alimenta a demanda de carga na barra Pd_j , ou equivalentemente, uma fração da demanda Pd_j suprida pela geração Pg_i . A equação 2.1 permite ainda obter as injeções de geração e carga em termos dos contratos equivalentes como mostram as equações 2.2 e 2.3.

$$Pg_i = \sum_j GD_{ij} \quad (\text{MW}) \quad (2.2)$$

$$Pd_j = \sum_i GD_{ij} \quad (\text{MW}) \quad (2.3)$$

O procedimento segue a seguinte análise. Suponha as equações de um fluxo de carga linear assim expressas:

$$\mathbf{B}\delta = \mathbf{P}g - \mathbf{P}d \quad (2.4)$$

Onde \mathbf{B} é a matriz de susceptância [13], δ é o vetor de ângulos das tensões das barras, $\mathbf{P}g$ é o vetor de geração nas barras e $\mathbf{P}d$ é o vetor de carga nas barras. Se Pf_k é o fluxo de potência ativa em uma linha qualquer k então, de acordo com o fluxo de carga linear, esse fluxo de potência pode ser expresso como o produto da susceptância da linha e da diferença angular das barras a qual está conectada. Pode ser assim expressa em termos vetoriais de acordo com a equação 2.5.

$$Pf_k = \mathbf{h}_k^T \cdot \delta \quad (\text{MW}) \quad (2.5)$$

Onde \mathbf{h}_k^T é a susceptância da linha. Sabe-se que \mathbf{B} é uma matriz singular e portanto não possui inversa. Assim existe um conjunto de vetores de injeções que satisfazem a equação 2.4. Uma solução única ocorre quando 1 MW de potência é injetada na barra i e extraída

na barra j . Define-se esse vetor de injeções como \mathbf{e}_{ij} e o correspondente vetor de ângulos das tensões como δ_{ij} . Então tem-se

$$\mathbf{B}\delta_{ij} = \mathbf{e}_{ij} \quad (2.6)$$

Neste caso o correspondente fluxo de potência é então o mesmo fator de distribuição de potência da linha de transmissão, γ_{ijk} , ou seja,

$$\mathbf{g}_{ijk} = Pf_k = \mathbf{h}_k^T \cdot \delta_{ij} \quad (2.7)$$

Considerando agora os contratos equivalentes GD_{ij} , como ilustrado na figura 2.1 a seguir [3], a parcela do contrato GD_{ij} utilizando uma linha k está dada por $\gamma_{ijk} GD_{ij}$ considerando a injeção de GD_{ij} na barra i e uma simples extração da mesma quantidade na barra j . A partir dessa decomposição, o efeito do EBE no fluxo de potência da linha k , Pf_k é determinado por $\gamma_{ijk} GD_{ij}$, uma operação que não requer uma definição da barra de folga e satisfaz as leis de Kirchhoff.

Desta forma, como mostra a equação 2.8, o fluxo de potência total em uma linha arbitrária k pode ser expressa nos termos do EBE como:

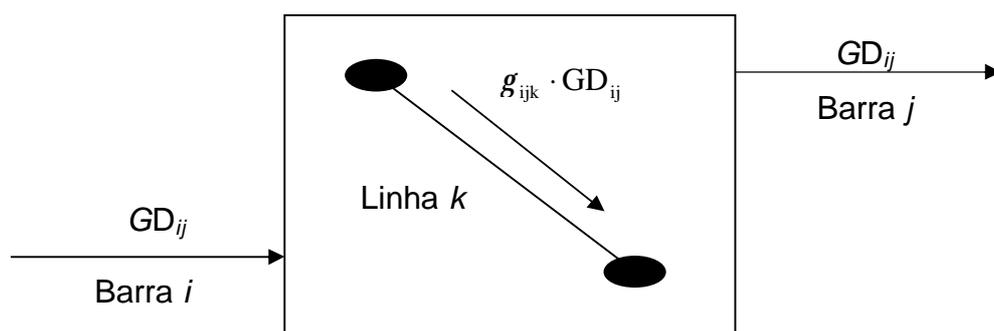


Figura 2.1 – Efeito do intercâmbio bilateral GD_{ij} no fluxo da linha k [3].

$$Pf_k = \sum_{i,j} g_{ijk} \cdot GD_{ij} \quad (\text{MW}) \quad (2.8)$$

2.2 - USO DAS LINHAS DE TRANSMISSÃO

Através do princípio do EBE, cada componente de fluxo de potência $g_{ijk} \cdot GD_{ij}$ é considerado para o uso da linha de transmissão k , independentemente do seu sinal com respeito ao fluxo efetivamente transmitido pela linha k , Pf_k , uma propriedade que evidencia a existência de fluxos de potência em sentidos contrários (contra-fluxos). O uso da linha de transmissão k pelo intercâmbio bilateral GD_j é então definida como:

$$U_{ijk} = |g_{ijk}| \cdot GD_{ij} \quad (\text{MW}) \quad (2.9)$$

Algumas propriedades do uso da rede de transmissão regidas pelo princípio do EBE e derivadas da equação 2.9 são:

i) Intercâmbios bilaterais entre geradores e cargas localizados na mesma barra i não fazem uso da rede de transmissão, ou seja:

$$U_{ijk} = 0 \quad (2.10)$$

ii) Com algumas exceções envolvendo redes radiais, um intercâmbio GD_j não nulo, com i diferente de j , afeta todos os fluxos na linha k , ou seja:

$$U_{ijk} > 0; \forall k \quad (2.11)$$

Essa característica é importante pois ela implica que todo gerador e carga contribuem com um valor positivo para o uso da rede de transmissão.

iii) Mesmo se $Pf_k=0$, através da equação 2.11 segue que o uso de qualquer linha k é sempre não nulo.

Define-se agora o uso da linha k pela geração Pg_i como a soma do uso da linha k por todos os intercâmbios envolvendo a geração i , ou seja:

$$UG_{ik} = \sum_j |g_{ijk}| \cdot GD_{ij} \quad (\text{MW}) \quad (2.12)$$

Analogamente, o uso da linha k pela demanda P_d é a soma do uso da linha k por todos os intercâmbios envolvendo a demanda j , ou seja:

$$UD_{jk} = \sum_i |g_{ijk}| \cdot GD_{ij} \quad (\text{MW}) \quad (2.13)$$

Desse modo o uso total da linha k por todos os intercâmbios bilaterais existentes é:

$$UL_k = \sum_{i,j} |g_{ijk}| \cdot GD_{ij} \quad (\text{MW}) \quad (2.14)$$

Através do conhecimento da forma de cálculo do uso para cada linha de transmissão será possível combinar o uso de uma respectiva linha de transmissão com o uso do sistema, ou seja, o somatório de todos os usos das linhas de transmissão. Essa combinação será a base da metodologia para avaliar as indisponibilidades do sistemas de transmissão.

2.3 - RESUMO DO CAPÍTULO

Este capítulo mostrou o princípio do modelo de intercâmbios equivalentes desde sua concepção até a equação 2.14, a qual trata da forma de cálculo para o uso de uma linha de transmissão.

Em suma, cada relação bilateral apresentada pela equação 2.1 contribuirá positivamente para o uso da linha e será proporcional ao respectivo fator de distribuição, equação 2.7.

3 - METODOLOGIA PARA AVALIAR INDISPONIBILIDADES

Neste capítulo é definida a metodologia a ser adotada de modo a retratar a importância das linhas de transmissão pertencentes a uma rede de transmissão. É também analisado o impacto da indisponibilidade de uma linha de transmissão no uso do sistema considerando duas abordagens diferentes.

A metodologia utilizada para o desenvolvimento da fórmula da parcela variável por indisponibilidade, tendo como objeto de aplicação as Funções de Transmissão – Linhas de Transmissão, teve como ponto de partida o conceito definido na equação 2.14:

$$UL_k = \sum_{i,j} |g_{ijk}| \cdot GD_{ij} \quad (2.14)$$

Através da solução de um fluxo de carga linear onde são respeitadas todas as condições e restrições de geração e de fluxos nas linhas, pôde-se obter o uso total de uma linha de transmissão k , representado pelo somatório de todas as contribuições dos pares geração-carga, independentemente da direção de cada um desses fluxos.

Definido o uso de uma linha de transmissão, define-se também o uso do sistema de transmissão em um determinado momento, dado pelo somatório do uso de todas as linhas de transmissão.

$$U = \sum_{k=1}^n UL_k \quad (\text{MW}) \quad (3.1)$$

A análise central para a definição da metodologia e onde será concentrado a maior parte das simulações de fluxo de carga são as indisponibilidades mais frequentes em um sistema de transmissão e que não levam forçosamente a produzir um redespacho de geração.

3.1 - PRIMEIRA ABORDAGEM

Estabelecendo-se uma relação do uso do sistema antes U_A e após a indisponibilidade da linha de transmissão U_D , tem-se a variação do uso do sistema dada pela equação 3.2:

$$\Delta U = |U_A - U_D| \quad (\text{MW}) \quad (3.2)$$

onde,

$$U_A = \sum_{k=1}^n UL_k \quad (\text{MW}) \quad (3.3)$$

$$U_D = \sum_{k=1}^{n-1} UL_k^D \quad (\text{MW}) \quad (3.4)$$

onde U_A representa o uso do sistema de transmissão em condições normais de operação e U_D representa o uso do sistema de transmissão após a indisponibilidade de uma linha de transmissão k . Ambos são calculados da mesma forma, porém $UL_k \neq UL_k^D$.

A variação do uso do sistema, equação 3.2, é definida em módulo, pois pode haver casos em que o U_D pode ser maior ou menor que o U_A , como será mostrado.

O uso do sistema em condições normais de operação U_A é dado pelo somatório do uso das n linhas em operação no momento antes da indisponibilidade em uma das linhas do sistema. Já o uso do sistema após a indisponibilidade de uma das linhas k , U_D , é dado pelo somatório do uso das $n-1$ linhas que permaneceram em operação.

Isso representa, por exemplo, que em um sistema de 20 linhas, o U_A da equação 3.3 é dado pelo somatório do uso das 20 linhas e o U_D da equação 3.4 é dado pelo somatório do uso das 19 linhas restantes. Uma das justificativas da inclusão do módulo no cálculo da

variação do uso total do sistema se deve justamente pelo fato de estar se comparando uma grandeza n com uma grandeza $n-1$. Outra justificativa é quando a indisponibilidade de uma referida linha k acarreta em corte de carga. Intuitivamente, o U_D será menor que o U_A uma vez que a carga demandada será menor, acarretando uma menor geração nas barras do sistema e menor fluxo nas linhas de transmissão.

O que se propõe agora é a criação de um fator uso, adimensional, que exprima o quanto que a variação de uso do sistema de transmissão ΔU representa sobre o uso de determinada linha de transmissão antes de se tornar indisponível. Define-se o percentual de variação do uso do sistema em função do uso da linha k segundo a equação 3.5.

$$Ku_k = \frac{\Delta U}{UL_k} = \frac{|U_A - U_D|}{UL_k} \quad (3.5)$$

A primeira idéia que se pode obter analisando a equação 3.5 é que quanto maior for a variação do uso do sistema, ou seja, maior a variação em torno do ponto de operação em condições normais do sistema, maior será o fator uso, o que é intuitivamente razoável. Na verdade, essa fórmula exprime uma medida relativa, ou seja, o quanto que o uso ou não de uma determinada linha impactou na variação do uso do sistema.

Através do fator uso procurou-se encontrar um critério que sinalizasse a importância elétrica da linha de transmissão. Como já foi dito anteriormente, a fórmula de cálculo da Parcela Variável por Indisponibilidade – PVI contempla somente a questão econômica como forma de sinalização para os agentes e não faz nenhuma distinção entre as linhas.

A equação da PVI definida na Resolução Normativa n° 270/07, renomeado no capítulo 1 como equação 1.1, pode ser definida como $PVI = PVIP + PVIO$, onde PVIP é a Parcela Variável por Indisponibilidade Programada e PVIO é a Parcela Variável por Indisponibilidade de Outros Desligamentos. O estudo se concentra na parcela PVIO que depende K_o , que atualmente ignora a utilização da linha pelos agentes em cada patamar de carga.

A idéia é aproveitar o parâmetro Ko levando em consideração o uso linha de transmissão antes da indisponibilidade e seu efeito no sistema quando se dá a indisponibilidade. O que se propõe é o seguinte:

$$PVI = \frac{PB}{1440D} K_p \left(\sum_{i=1}^{NP} DVDP_i \right) + \frac{PB}{1440D} \left(\sum_{i=1}^{NO} K_{uo_{ki}} DVOD_i \right) (R\$) \quad (3.6)$$

A única diferença da fórmula 1.1 da PVI descrita na Resolução Normativa nº 270/2007 para a fórmula 3.6 proposta é a alteração do fator multiplicador para outros desligamentos, de Ko para K_{uo} .

O fator multiplicador K_{uo} é uma junção do fator uso Ku e do fator Ko através da multiplicação dos mesmos. A idéia foi juntar esses dois fatores em um só, aliando tanto a parte econômica quanto a parte elétrica da Função Transmissão – Linha de Transmissão, como mostra a equação 3.7.

$$K_{uo_k} \triangleq K_{u_k} * K_o = \frac{|U_A - U_D|}{UL_k} * K_o \quad (3.7)$$

Como em certos casos pode ocorrer que o fator uso Ku tenha valores muito pequenos, o fator multiplicador para outros desligamentos proposto K_{uo} é definido como:

$$K_{uo_k} = \max \{ K_{u_k} * K_o, K_p \} \quad (3.8)$$

Essa definição se faz necessária para que o critério proposto não contrarie os princípios básicos referentes à manutenção e operação das instalações de transmissão estabelecidos no Contrato de Concessão. Isso ocorreria se determinada linha de transmissão tivesse o fator K_{uo} inferior a K_p . Desse modo, a concessionária não executaria ações de manutenção preventiva e esperaria ocorrer um defeito na linha para tomar as medidas corretivas, pois assim estariam recebendo menos desconto por parte da Parcela Variável por Indisponibilidade.

É importante estabelecer que durante as simulações, somente 1 linha de transmissão ficará indisponível por vez e todas as outras permanecerão operando normalmente. Ou seja, aplica-se o critério n-1, com igualdade de probabilidade de acontecer.

3.2 - SEGUNDA ABORDAGEM

A segunda abordagem proposta segue o mesmo princípio da primeira, no sentido de substituir o fator multiplicador para outros desligamentos de K_0 para K_{i0} .

A única diferença se aplica em relação ao uso do sistema em regime normal de operação, ou seja, antes de ocorrer a indisponibilidade em uma das linhas de transmissão, U_A . Na definição anterior tem-se:

$$U_A = \sum_{k=1}^n UL_K \quad (\text{MW}) \quad (3.3)$$

O uso do sistema anterior a indisponibilidade em uma das linhas de transmissão 3.3 é dado pelo somatório do uso individual de cada linha de transmissão que compõe o sistema.

A mudança proposta agora é a seguinte:

$$U_{A-1} = \sum_{k=1}^{n-1} UL_K \quad (\text{MW}) \quad (3.9)$$

O U_{A-1} é dado pelo somatório do uso de todas as linhas de transmissão com a exceção do uso da linha que se torna indisponível. A idéia é poder comparar a variação do uso do sistema tendo como base a mesma quantidade de linhas antes e depois da indisponibilidade. Em suma, é poder comparar exatamente a variação do uso das mesmas linhas que continuarão disponíveis após a indisponibilidade de uma delas.

Nesta abordagem o fator multiplicador para outros desligamentos fica assim definido pela equação 3.10.

$$Ku_{o_k}^{\Delta} = Ku_k * Ko = \frac{|U_{A-l} - U_D|}{UL_k} * Ko \quad (3.10)$$

$$Ku_{o_k} = \max \{Ku_k * Ko, Kp\} \quad (3.11)$$

Também nessa abordagem aplica-se o critério n-1, ou seja, somente uma linha de transmissão ficará indisponível por vez, com a mesma probabilidade de ocorrência, e todas as outras permanecerão operando normalmente.

3.3 - MÉTODO DE ANÁLISE DOS RESULTADOS

A aplicação do método proposto é avaliada em três topologias de rede de transmissão. Em ambas será considerado um fluxo de carga linear.

Para analisar os resultados, que serão mostrados a seguir, é preciso comparar os valores obtidos de Ku_{o_k} com os valores determinados pela Resolução Normativa nº 270/2007 para o fator multiplicativo para outros desligamentos, Ko . Isso se deve ao fato que a fórmula da Parcela Variável por Indisponibilidade – PVI proposta no trabalho difere somente nesse fator multiplicativo para desligamentos não programados da fórmula da PVI constante na resolução.

A Resolução Normativa nº 270/2007 estabelece que o fator Ko será de 100 no primeiro ano de aplicação da resolução e de 150 no segundo ano de aplicação da resolução.

Parte-se do princípio que os fatores multiplicadores Kp e Ko foram incluídos na metodologia de aplicação da PVI, constantes na Resolução nº 270/07, de forma a aplicar um desconto na Receita Anual Permitida das concessionárias de transmissão que sinalize uma mudança de postura para com os equipamentos de suas instalações e ao mesmo tempo não interfira no equilíbrio econômico financeiro da empresa.

Desse modo, a inclusão do novo fator para desligamentos não programados K_{uo} deve de maneira nenhuma afetar o equilíbrio econômico financeiro da empresa e para tanto é razoável que o novo fator K_{uo} oscile em torno dos valores estipulados para K_o . Ou seja, que o fator seja tanto maior para as linhas mais importantes quanto menor para aquelas menos importantes, menos usadas.

Assim, a comparação entre os novos fatores K_{uo} com os fatores K_o estipulados pela Resolução Normativa n° 270/2007 mostrará a coerência ou não dos resultados obtidos.

3.4 - RESUMO DO CAPÍTULO

Este capítulo apresentou uma nova metodologia para se abordar a questão da Parcela Variável por Indisponibilidade. Foram considerados dois tipos de abordagens, onde ambas sugerem a incorporação do fator multiplicador K_o no novo fator K_{uo} , definido na equação 3.7 na primeira abordagem e na equação 3.10 considerando a segunda abordagem.

Em ambas as abordagens, o fator multiplicador K_{uo} representa a variação do uso do sistema ΔU em função do uso da linha de transmissão UL_k que se tornará indisponível. A diferença é que na primeira abordagem o uso do sistema U_A é dado pelo somatório de todas as linhas de transmissão, enquanto que na segunda abordagem o uso do sistema U_{A-l} é dado pelo somatório de todas as linhas de transmissão do sistema com a exceção do uso da linha que ficará indisponível.

Depois da definição do fator K_{uo} e de modo a conciliar tanto a parte econômica quanto a importância da linha de transmissão do sistema, basta comparar os resultados obtidos para o fator K_{uo} com o valor determinado para K_o ($K_o=100$, no 1° ano de aplicação da Resolução) para se ter uma sensibilidade e verificar se os resultados obtidos serão satisfatórios.

4 - RESULTADOS E ANÁLISES

Este capítulo retrata todos os resultados e suas respectivas análises sobre a aplicação do método exposto no capítulo 3, considerando três tipos de topologias de rede de transmissão, sendo uma composta por 5 barras, a outra por 14 barras e a última por 24 barras. Em todas os sistemas utilizados serão analisadas as duas abordagens propostas no capítulo 3, considerando um fluxo de carga linear.

Por último, será realizado uma simulação levando em consideração um sistema de 5 barras com restrição de fluxo de potência na linha, ocasionando um redespacho das unidades geradoras, e serão comparados os resultados com os obtidos do mesmo sistema e sem restrição de fluxo de potência na linha.

4.1 - SISTEMA DE 5 BARRAS

A topologia de rede na figura 4.1 é composta por 5 barras e 6 linhas de transmissão.

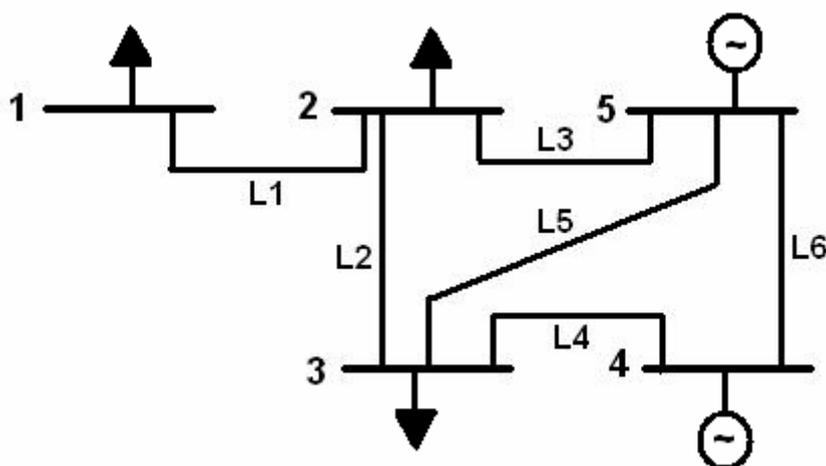


Figura 4.1 – Sistema com 5 barras.

Nesse sistema as barras 1, 2, 3 são as barras de carga e as barras 4 e 5 são as barras de geração. A barra 4 é a barra de folga do sistema.

No sistema de 5 barras serão consideradas duas condições aleatórias de carga, a primeira condição de carga (carga 1) e a segunda condição de carga (carga 2).

4.1.1 - Primeira condição de carga e primeira abordagem

Para o sistema de 5 barras, com todas as linhas operando normalmente, e com as cargas representadas com os dados da tabela 4.1 a seguir, obtém-se as características elétricas do sistema através do fluxo de carga linear e do método de cálculo do EBE. Ao observar a tabela 4.1, verifica-se que a última coluna diz respeito ao uso de cada linha de transmissão UL_k e também mostra o uso total do sistema U_A , quando o mesmo opera normalmente.

Tabela 4.1 – Resultado do fluxo de carga no sistema de 5 barras

VETOR DE GERAÇÃO E CARGA						
BARRA	(PG MW)		(PD MW)			
(1)	0.00		-100.00			
(2)	0.00		-250.00			
(3)	0.00		-580.00			
(4)	780.00		0.00			
(5)	150.00		0.00			
RESULTADOS DE UM FLUXO DE CARGA						
LINHA	ORIGEM	DESTINO	(x)	(Pik-MW)	(ULk-MW)	
(1)	1	>	2	0.0334	-100.00	100.00
(2)	2	>	3	0.0500	-91.25	210.58
(3)	2	>	5	0.0351	-258.75	258.75
(4)	3	>	4	0.0267	-535.53	535.53
(5)	3	>	5	0.0333	-135.72	193.87
(6)	4	>	5	0.0400	244.47	306.18
USO TOTAL					1604.91 MW	

Posteriormente, foi executado o fluxo de carga linear considerando a indisponibilidade de cada uma das linhas, uma por vez, obtendo-se assim o uso de cada linha de transmissão e consequentemente o uso total do sistema após a indisponibilidade U_D , para cada caso. Os resultados estão mostrados a seguir:

INDISPONIBILIDADE DA LINHA 1

Tabela 4.2 – Resultado do fluxo de carga no sistema de 5 barras sem a linha 1.

VETOR DE GERAÇÃO E CARGA						
BARRA	(PG MW)		(PD MW)			
(1)	0.00		0.00			
(2)	0.00		-250.00			
(3)	0.00		-580.00			
(4)	530.00		0.00			
(5)	300.00		0.00			

RESULTADOS DE UM FLUXO DE CARGA						
LINHA	ORIGEM	DESTINO	(x)	(Pik-MW)	(ULk-MW)	
(1)	1	>	2	0.0334	0.00	0.00
(2)	2	>	3	0.0500	-27.51	175.66
(3)	2	>	5	0.0351	-222.49	222.49
(4)	3	>	4	0.0267	-414.30	414.30
(5)	3	>	5	0.0333	-193.21	224.83
(6)	4	>	5	0.0400	115.70	246.10

USO TOTAL					1283.39	MW
-----------	--	--	--	--	---------	----

INDISPONIBILIDADE DA LINHA 2

Tabela 4.3 – Resultado do fluxo de carga no sistema de 5 barras sem a linha 2.

=====						
VETOR DE GERAÇÃO E CARGA						
=====						
BARRA	(PG MW)			(PD MW)		
=====						
(1)	0.00			-100.00		
(2)	0.00			-250.00		
(3)	0.00			-580.00		
(4)	780.00			0.00		
(5)	150.00			0.00		
=====						
RESULTADOS DE UM FLUXO DE CARGA						
=====						
LINHA	ORIGEM		DESTINO	(x)	(Pik-MW)	(ULk-MW)
=====						
(1)	1	>	2	0.0334	-100.00	100.00
(2)	2	>	3	0.0500	0.00	0.00
(3)	2	>	5	0.0351	-350.00	350.00
(4)	3	>	4	0.0267	-505.14	505.14
(5)	3	>	5	0.0333	-74.86	309.70
(6)	4	>	5	0.0400	274.86	337.16
=====						
					USO TOTAL	1602.00 MW
=====						

INDISPONIBILIDADE DA LINHA 3

Tabela 4.4 – Resultado do fluxo de carga no sistema de 5 barras sem a linha 3.

VETOR DE GERAÇÃO E CARGA						
BARRA	(PG MW)		(PD MW)			
(1)	0.00		-100.00			
(2)	0.00		-250.00			
(3)	0.00		-580.00			
(4)	780.00		0.00			
(5)	150.00		0.00			

RESULTADOS DE UM FLUXO DE CARGA						
LINHA	ORIGEM	DESTINO	(x)	(Pik-MW)	(ULk-MW)	
(1)	1	>	2	0.0334	-100.00	100.00
(2)	2	>	3	0.0500	-350.00	350.00
(3)	2	>	5	0.0351	0.00	0.00
(4)	3	>	4	0.0267	-621.69	621.69
(5)	3	>	5	0.0333	-308.31	308.31
(6)	4	>	5	0.0400	158.31	258.21

USO TOTAL					1638.21	MW
-----------	--	--	--	--	---------	----

INDISPONIBILIDADE DA LINHA 4

Tabela 4.5 – Resultado do fluxo de carga no sistema de 5 barras sem a linha 4.

VETOR DE GERAÇÃO E CARGA						
BARRA	(PG MW)		(PD MW)			
(1)	0.00		-100.00			
(2)	0.00		-250.00			
(3)	0.00		-580.00			
(4)	780.00		0.00			
(5)	150.00		0.00			
RESULTADOS DE UM FLUXO DE CARGA						
LINHA	ORIGEM	DESTINO	(x)	(Pik-MW)	(ULk-MW)	
(1)	1	>	2	0.0334	-100.00	100.00
(2)	2	>	3	0.0500	59.37	266.88
(3)	2	>	5	0.0351	-409.37	409.37
(4)	3	>	4	0.0267	0.00	0.00
(5)	3	>	5	0.0333	-520.63	520.63
(6)	4	>	5	0.0400	780.00	780.00
USO TOTAL						2076.88 MW

INDISPONIBILIDADE DA LINHA 5

Tabela 4.6 – Resultado do fluxo de carga no sistema de 5 barras sem a linha 5.

VETOR DE GERAÇÃO E CARGA						
BARRA	(PG MW)		(PD MW)			
(1)	0.00		-100.00			
(2)	0.00		-250.00			
(3)	0.00		-580.00			
(4)	780.00		0.00			
(5)	150.00		0.00			
RESULTADOS DE UM FLUXO DE CARGA						
LINHA	ORIGEM	DESTINO	(x)	(Pik-MW)	(ULk-MW)	
(1)	1	>	2	0.0334	-100.00	100.00
(2)	2	>	3	0.0500	-31.61	284.95
(3)	2	>	5	0.0351	-318.39	318.39
(4)	3	>	4	0.0267	-611.61	611.61
(5)	3	>	5	0.0333	0.00	0.00
(6)	4	>	5	0.0400	168.39	299.38
					USO TOTAL	1614.33 MW

INDISPONIBILIDADE DA LINHA 6

Tabela 4.7 – Resultado do fluxo de carga no sistema de 5 barras sem a linha 6.

VETOR DE GERAÇÃO E CARGA						
BARRA	(PG MW)		(PD MW)			
(1)	0.00		-100.00			
(2)	0.00		-250.00			
(3)	0.00		-580.00			
(4)	780.00		0.00			
(5)	150.00		0.00			
RESULTADOS DE UM FLUXO DE CARGA						
LINHA	ORIGEM	DESTINO	(x)	(Pik-MW)	(ULk-MW)	
(1)	1	>	2	0.0334	-100.00	100.00
(2)	2	>	3	0.0500	-160.01	212.63
(3)	2	>	5	0.0351	-189.99	189.99
(4)	3	>	4	0.0267	-780.00	780.00
(5)	3	>	5	0.0333	39.99	207.94
(6)	4	>	5	0.0400	0.00	0.00
USO TOTAL						1490.56 MW

Com a obtenção de todos os usos do sistema após a indisponibilidade U_D e de posse do uso do sistema em regime normal U_A , calculam-se os fatores de uso K_u , de acordo com a equação 3.5, para cada caso em particular. Para a obtenção final do fator multiplicador K_{uo} basta multiplicar o K_u pelo K_o , que de acordo com a Resolução Normativa nº 270/07, o K_o é definido como sendo 100 no primeiro ano de aplicação. A tabela 4.8 exprime todos os valores do processo de obtenção do fator K_{uo} .

Tabela 4.8 – Resultado da 1ª abordagem para o sistema de 5 barras.

	Ud	Ua	Ua - Ud	ULk	$Ku=abs(Ua - Ud)/ULk$	Kuo
Sem a linha 1	1283,39	1604,91	321,52	100,00	3,215	321,52
Sem a linha 2	1602,00	1604,91	2,91	210,58	0,014	1,38
Sem a linha 3	1638,21	1604,91	33,3	258,75	0,129	12,87
Sem a linha 4	2076,88	1604,91	471,97	535,53	0,881	88,13
Sem a linha 5	1614,33	1604,91	9,42	193,87	0,049	4,86
Sem a linha 6	1490,56	1604,91	114,35	306,18	0,373	37,35

Podem-se observar esses resultados através dos seguintes gráficos:

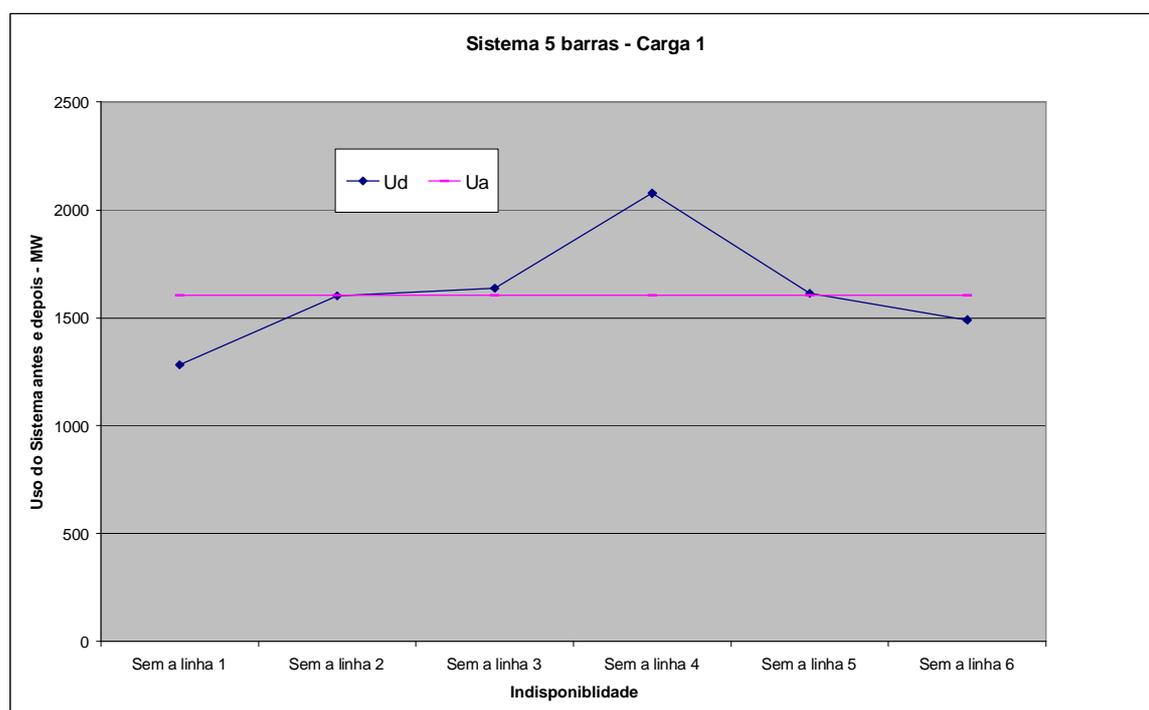


Figura 4.2 – Variação do uso do sistema de 5 barras na 1ª abordagem.

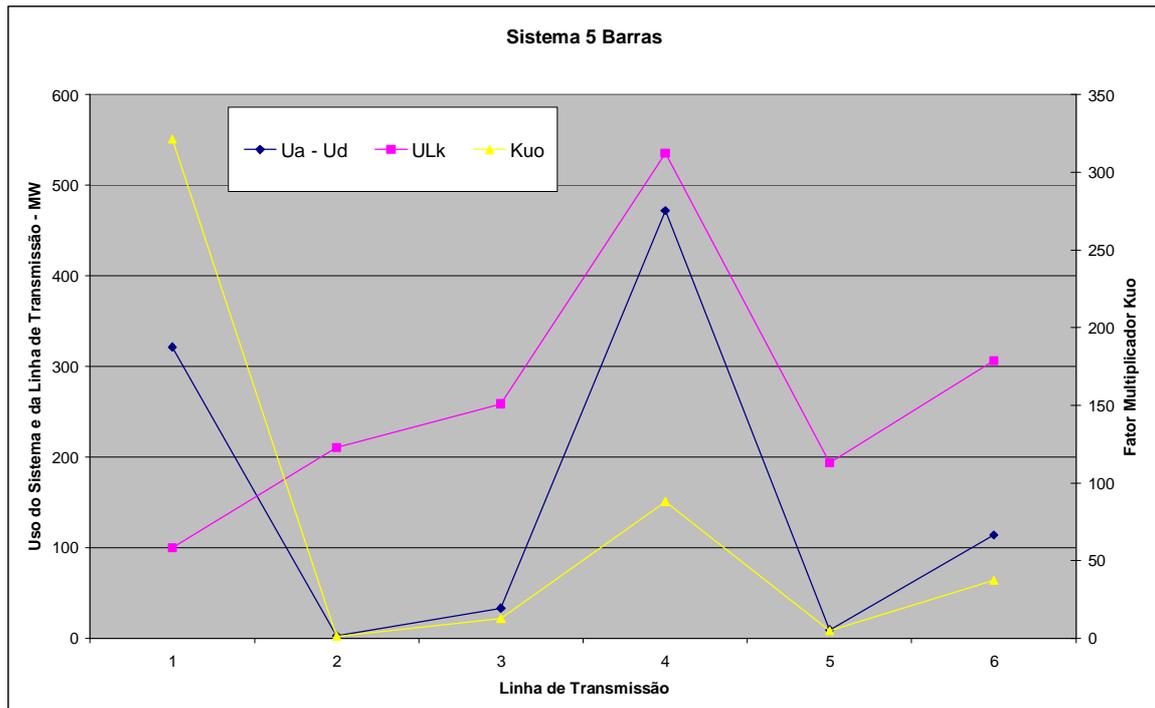


Figura 4.3 – Fatores Kuo, ULk e ΔU para o sistema de 5 barras na 1ª abordagem.

Analisando a figura 4.2 observa-se que a indisponibilidade da linha 4 representa a maior variação no uso total do sistema, ΔU , porém, observando a figura 4.3, a indisponibilidade da linha 1 é a que resulta no maior fator multiplicador K_{uo} e, conseqüentemente, é a linha que sofre um maior desconto na RAP através da PVI considerando o mesmo intervalo de tempo de indisponibilidade para todas as linhas, pelo método proposto.

Apesar de ΔU ser maior no caso de indisponibilidade da linha 4, onde a mesma é a que está sendo mais usada pelo sistema em condições normais de operação, observa-se que o fator multiplicador K_{uo} , equação 3.7, é maior para a indisponibilidade da linha 1. Pelo fato de K_{uo} ser uma medida relativa entre ΔU e o UL_k , não se pode afirmar que a linha que causa maior variação no uso total do sistema vai ser a mais penalizada e sim que pode sofrer forte penalização.

Observando a topologia da rede de 5 barras, figura 4.1, constata-se que a carga da barra 1 é atendida radialmente pela barra 2, isto é, a indisponibilidade da linha 1 acarreta obrigatoriamente em corte de carga. Se a indisponibilidade da linha 1 é a única que

acarreta corte de carga, nada mais sensato supor que essa é a linha mais importante do sistema e que por isso é a que deveria sofrer um maior desconto pela PVI. Se observar a figura 4.3 é exatamente isso o que ocorre.

Analisando a figura 4.3, isso ocorre pelo fato de que havendo corte de carga uma menor potência total fluirá pela rede de transmissão e, conseqüentemente, a variação do uso total do sistema ΔU tenderá a ser grande. Somado a isso, o uso da linha 1 anterior à sua indisponibilidade é pequeno em relação a ΔU que a indisponibilidade da linha 1 provoca. Esses dois fatores contribuem para que o fator K_{uo} seja o maior.

Ainda observando a tabela 4.8, percebe-se que o fator multiplicador K_{uo} , nos casos de indisponibilidades tanto da linha 2 quanto da linha 5, são inferiores ao fator multiplicador K_p e, portanto, os mesmos são convertidos para K_p de acordo com a segunda condição de aplicação do método, equação 3.8, ou seja $K_{uo} = \max \{ 1,38 ; 6,67 \} = 6,67$.

4.1.2 - Primeira condição de carga e segunda abordagem

Tratando da mesma condição de carga de operação do sistema, com todas as linhas operando normalmente, obtém-se o mesmo resultado da tabela 4.1, com os mesmos valores de uso das linhas de transmissão. Aplicando a segunda abordagem a partir dos mesmos resultados do caso anterior, chega-se aos resultados mostrados na tabela 4.9. Vale lembrar que agora o uso do sistema anterior a uma indisponibilidade U_{A-l} é dado pelo U_A já calculado menos o uso da linha UL_k que se tornará indisponível.

Tabela 4.9 – Resultado da 2ª abordagem para o sistema de 5 barras.

	Ud	U(a-l)	U(a-l) - Ud	ULk	Ku=abs(U(a-l) - Ud)/ULk	Kuo
Sem a linha 1	1283,39	1504,91	221,52	100	2,22	221,52
Sem a linha 2	1602	1394,33	207,67	210,58	0,99	98,62
Sem a linha 3	1638,31	1346,16	292,15	258,75	1,13	112,91
Sem a linha 4	2076,88	1069,38	1007,5	535,53	1,88	188,13
Sem a linha 5	1614,13	1411,04	203,09	193,87	1,05	104,76
Sem a linha 6	1490,56	1298,73	191,83	306,18	0,63	62,65

Graficamente tem-se:

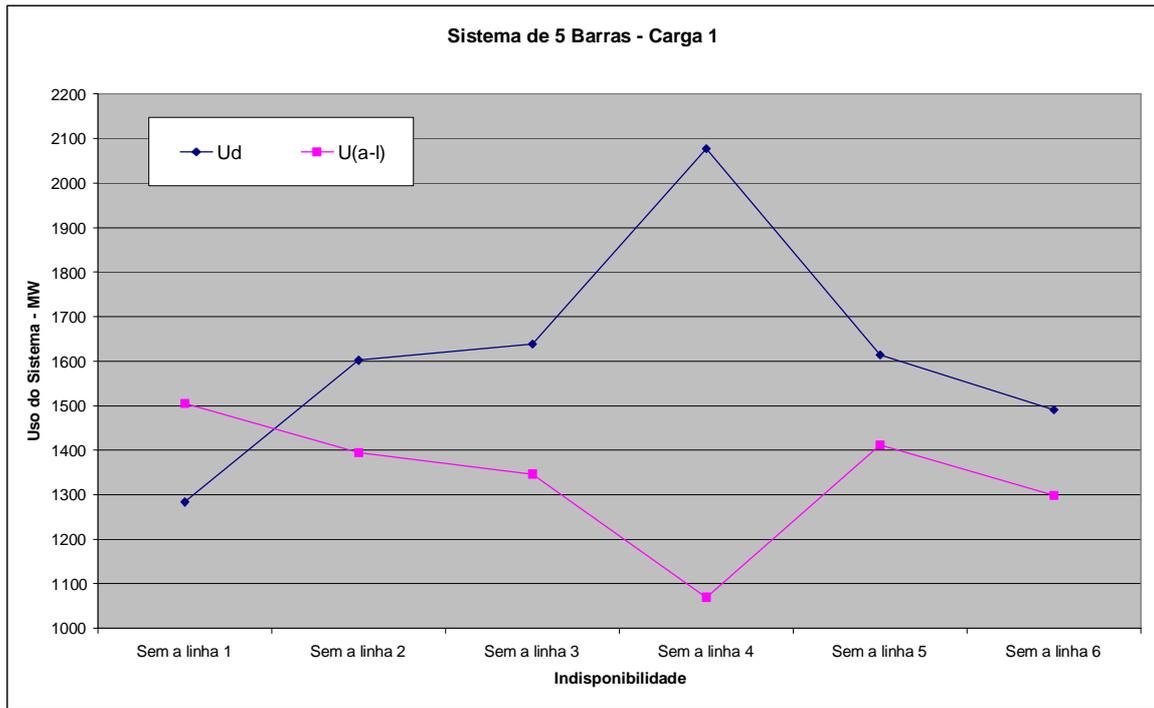


Figura 4.4 – Variação do uso do sistema de 5 barras na 2ª abordagem.

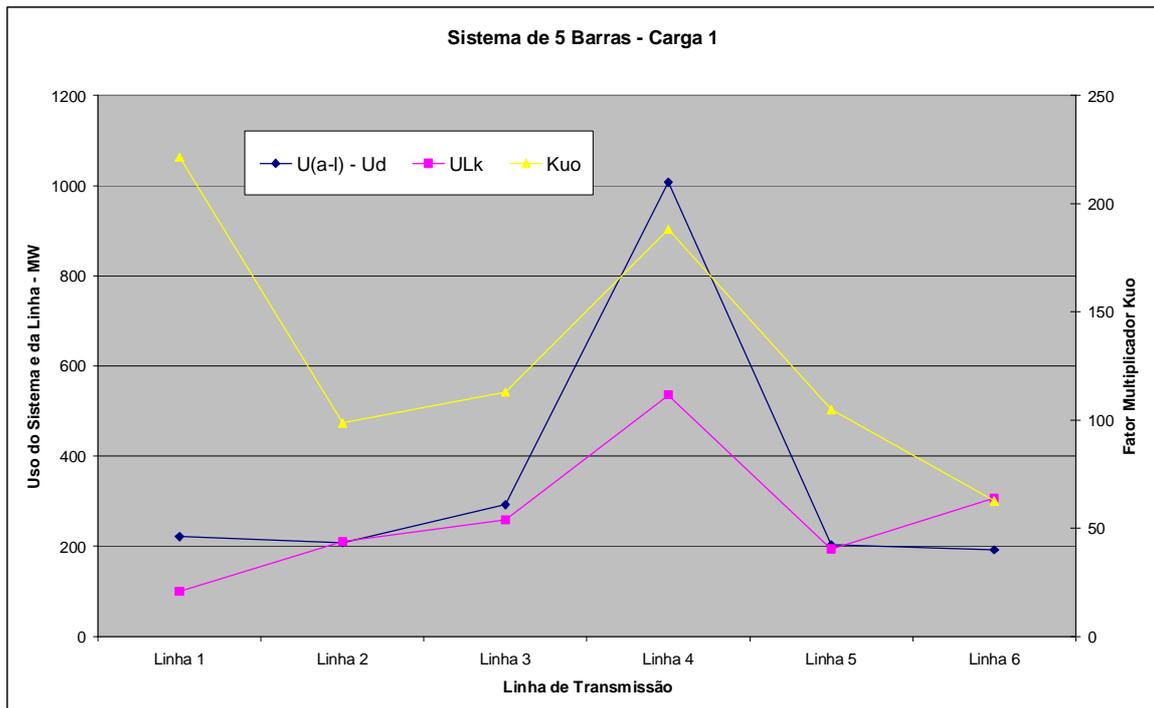


Figura 4.5 – Fatores Kuo, ULk e ΔU para o sistema de 5 barras na 2ª abordagem.

Nessa segunda abordagem do problema, quando é calculado o uso total do sistema antes, U_{A-l} , considerando somente as mesmas linhas que permanecerão em operação após a indisponibilidade em uma das linhas de transmissão, pode ser observado na figura 4.4 que

o único caso em que o U_D é menor que o U_{A-l} é quando ocorre a indisponibilidade da linha 1, justamente aquela que ocasiona corte de carga.

Nas indisponibilidades das outras linhas do sistema o U_D é maior que o U_{A-l} , o que se mostra coerente, pois não havendo corte de carga, a potência que era uma vez transmitida pela linha de transmissão deverá sobrecarregar as demais restantes, influenciando diretamente no uso das mesmas.

Analisando a tabela 4.9 e a figura 4.5, constata-se, em relação à primeira abordagem, ver tabela 4.4, que os valores obtidos para o fator multiplicador K_{uo} oscilam mais próximos de 100 (valor de K_o), representando a importância de cada linha no sistema. A linha 1 teve o valor de K_{uo} mais elevado por ser a única que ocasiona corte de carga.

Parece razoável que a linha 1 tenha o maior valor do fator multiplicador K_{uo} , pois, para qualquer sistema, a pior situação possível seria o corte de carga dos consumidores finais. O grande propósito de qualquer sistema é garantir sempre o atendimento às cargas, com o mínimo de qualidade necessária.

4.1.3 - Segunda condição de carga e primeira abordagem

Para o mesmo sistema de 5 barras, com todas as linhas operando normalmente, e com as novas cargas nas barras representadas pela tabela 4.10 a seguir, são obtidas as características elétricas do sistema, além do uso de cada linha de transmissão U_{lk} .

Optou-se por uma segunda condição de carga aleatória e diferente da primeira, a fim de se observar o comportamento do sistema face as indisponibilidades das linhas em regime de carga diferentes.

Tabela 4.10 – Resultado do fluxo de carga no sistema de 5 barras e na 2ª condição de carga

```

=====
                VETOR DE GERAÇÃO E CARGA
=====
BARRA      (PG MW)                (PD MW)
=====
( 1)      0.00                    -150.00
( 2)      0.00                    -250.00
( 3)      0.00                    -100.00
( 4)     200.00                     0.00
( 5)     300.00                     0.00
=====

                RESULTADOS DE UM FLUXO DE CARGA
=====
LINHA ORIGEM  DESTINO  (x)          (Pik-MW)      (ULk-MW)
=====
( 1)    1    >    2    0.0334        -150.00        150.00
( 2)    2    >    3    0.0500        -134.96        166.43
( 3)    2    >    5    0.0351        -265.04        265.04
( 4)    3    >    4    0.0267        -158.24        158.24
( 5)    3    >    5    0.0333         -76.72        108.41
( 6)    4    >    5    0.0400         41.76         125.73
=====
                                USO TOTAL    973.85 MW
=====

```

A seguir, foi executado o fluxo de carga linear considerando a indisponibilidade de cada uma das linhas, uma por vez, obtendo-se assim o uso de cada linha de transmissão e consequentemente o uso total do sistema após a indisponibilidade U_D , para cada caso. Seguindo passo a passo como descrito na metodologia chegou-se aos valores de K_{uo} como se pode observar na tabela 4.11. O fator K_o continua sendo 100.

Tabela 4.11 – Resultado da 1ª abordagem para o sistema de 5 barras.

	Ud	Ua	Ua - Ud	ULk	Ku=abs(Ua - Ud)/ULk	Kuo
Sem a linha 1	528,45	973,85	445,4	150,00	2,969	296,93
Sem a linha 2	904,66	973,85	69,19	166,43	0,416	41,57
Sem a linha 3	1203,30	973,85	229,45	265,04	0,866	86,57
Sem a linha 4	996,71	973,85	22,86	158,24	0,144	14,45
Sem a linha 5	995,06	973,85	21,21	108,41	0,196	19,56
Sem a linha 6	965,59	973,85	8,26	125,73	0,066	6,57

Esses resultados podem ser vistos através dos seguintes gráficos:

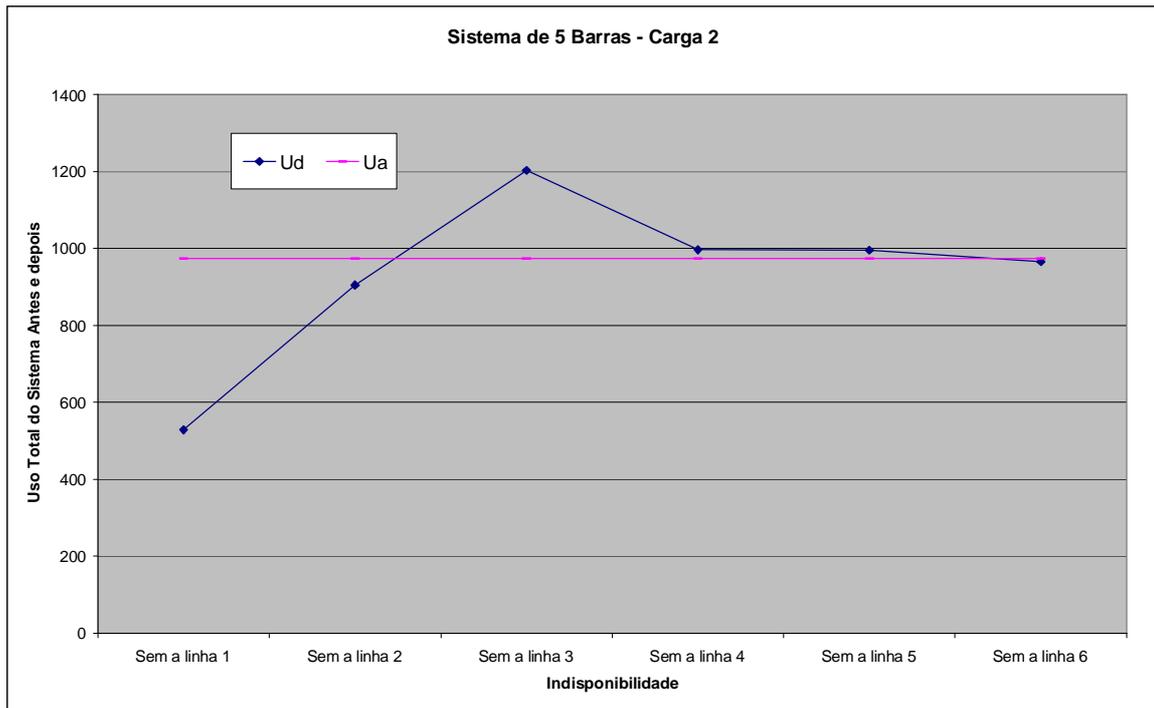


Figura 4.6 – Variação do uso do sistema de 5 barras na 1ª abordagem.

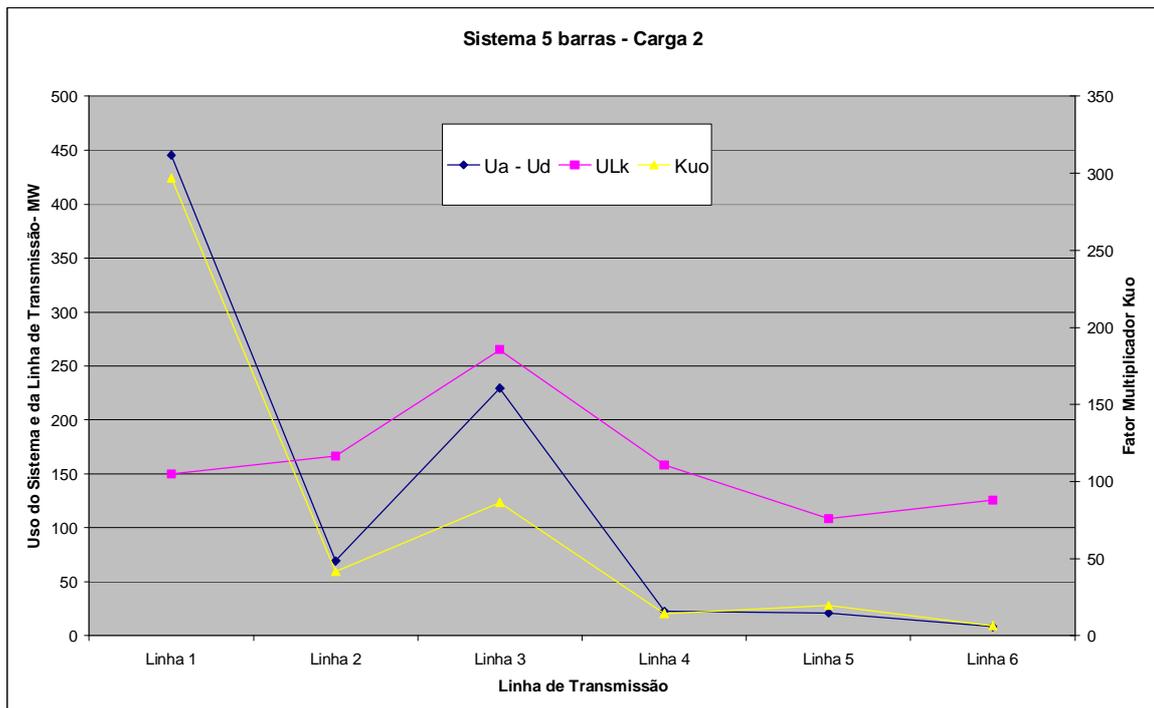


Figura 4.7 – Fatores Kuo, ULk e ΔU para o sistema de 5 barras na 1ª abordagem.

Analisando as figuras 4.6 e 4.7 observa-se que a indisponibilidade da linha 1, para essa nova configuração de carga, representa a maior variação no uso total do sistema ΔU , o maior fator multiplicador K_{uo} e, conseqüentemente, é a linha que sofre um maior

desconto na RAP através da PVI, considerando o mesmo intervalo de tempo de indisponibilidade para todas as linhas.

Apesar de resultar no maior valor para K_{uo} , a linha 1 não é a mais usada pelo sistema, considerando todas as linhas operando normalmente, porém deve ser levado em conta que a indisponibilidade da linha 1 é a única que acarreta em corte de carga. Nessa condição de carga, a linha que está sendo mais usada pelo sistema em condições normais de operação é a linha 3, onde sua indisponibilidade não acarreta em corte de carga. Além do maior uso, a linha 3 acaba ocasionando a maior variação no uso total do sistema ΔU , a exceção da linha 1. Fato esse que pode ser observado na figura 4.7.

Observando também a tabela 4.11, percebe-se que o fator multiplicador K_{uo} no caso de indisponibilidade da linha 6 é inferior ao fator multiplicador $K_p=6,67$ e, portanto, este seria convertido para K_p de acordo com a segunda condição de aplicação do método, equação 3.8.

Na mesma tabela 4.11 e na figura 4.7, é grande a diferença no valor de K_{uo} para o caso em que ocorreu a indisponibilidade da linha 1, quando comparado com os outros valores de K_{uo} . Fica evidenciado a grande perturbação sentida pelo sistema quando o mesmo é obrigado a cortar parte da carga demandada.

4.1.4 - Segunda condição de carga e segunda abordagem

Tratando da mesma segunda condição de carga e obtendo-se o mesmo resultado da tabela 4.10, com os mesmos valores de uso das linhas de transmissão, aplicou-se a segunda abordagem, resultando nos valores observados na tabela 4.12.

Tabela 4.12 – Resultado da 2ª abordagem para o sistema de 5 barras.

	U_d	$U(a-l)$	$U(a-l) - U_d$	UL_k	$K_u=abs(U(a-l) - U_d)/UL_k$	K_{uo}
Sem a linha 1	528,45	823,85	295,4	150	1,97	196,93
Sem a linha 2	904,66	807,42	97,24	166,43	0,58	58,43
Sem a linha 3	1203,3	708,81	494,49	265,04	1,87	186,57
Sem a linha 4	996,71	815,61	181,1	158,24	1,14	114,45
Sem a linha 5	995,06	865,44	129,62	108,41	1,20	119,56
Sem a linha 6	965,59	848,12	117,47	125,73	0,93	93,43

Graficamente obtém-se:

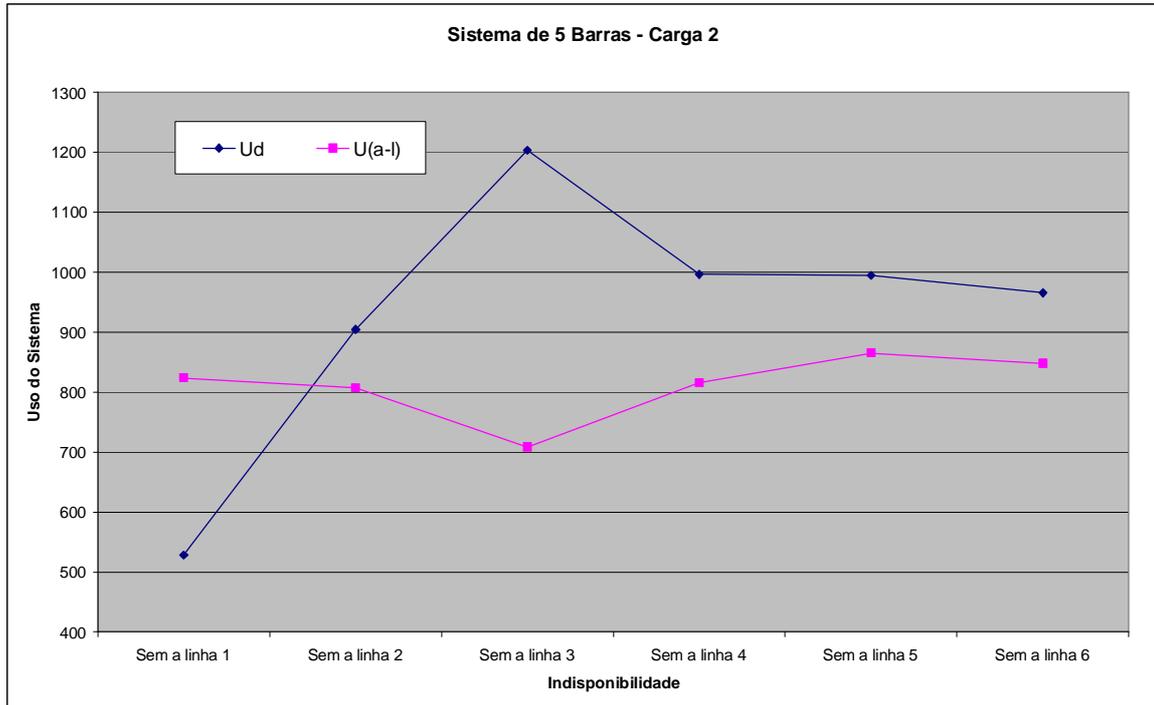


Figura 4.8 – Variação do uso do sistema de 5 barras na 2ª abordagem.

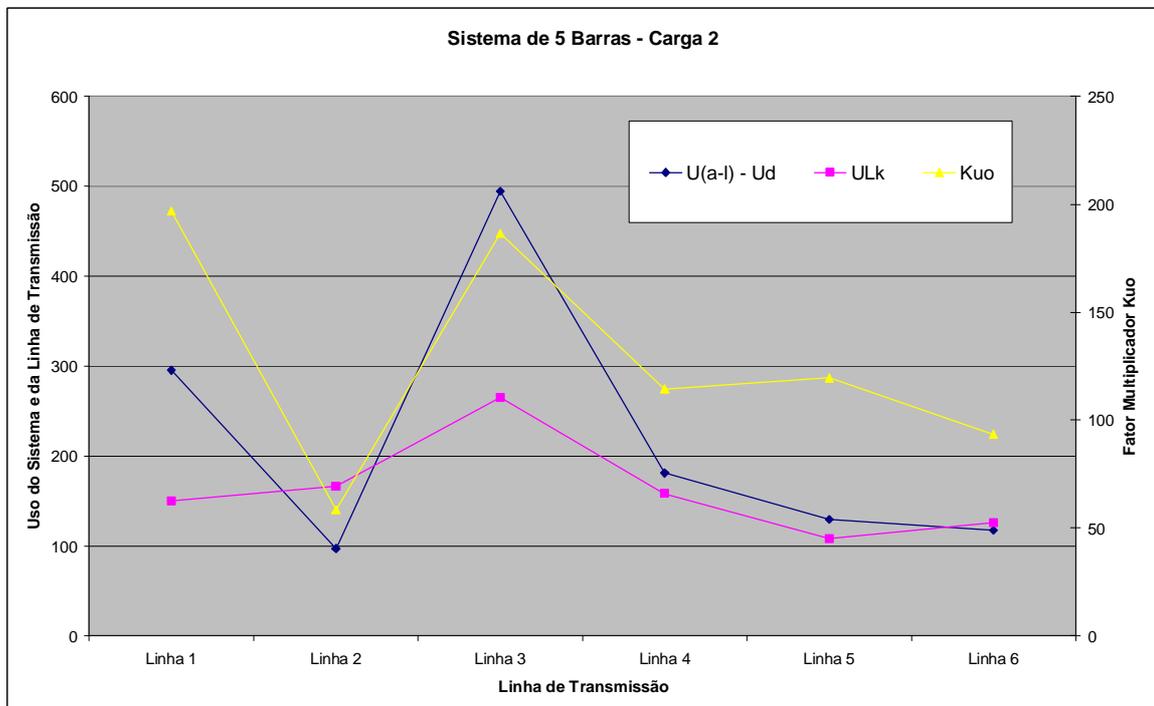


Figura 4.9 – Fatores Kuo, ULk e ΔU para o sistema de 5 barras na 2ª abordagem.

Na segunda abordagem do problema, calcula-se o uso total do sistema antes, U_{A-I} , considerando somente as mesmas linhas que permanecerão em operação após a indisponibilidade em uma das linhas de transmissão. Observando a figura 4.9 nota-se que também é a linha 3 que ocasionou a maior variação no uso total do sistema ΔU , entretanto a linha 1 continua sendo a que obteve o maior fator multiplicador K_{uo} .

Essa característica é importante, pois independentemente do método de se abordar o problema, ambos fornecem a mesma conclusão sobre a linha mais importante do sistema. Vale ressaltar que o fator multiplicador K_{uo} é uma medida relativa entre dois parâmetros: a variação do uso do sistema antes e depois da indisponibilidade e o uso da linha de transmissão que ficou indisponível.

Comparando a tabela 4.11 com a 4.12 e também a figura 4.7 com 4.9, nota-se que no segundo método de abordagem do problema, em relação ao primeiro método de abordagem, os valores para o fator multiplicador K_{uo} são menos voláteis, apresentando uma desejada robustez entre si e que a variação entre eles é menor quando comparado aos valores resultantes do primeiro método de abordagem do problema.

A idéia de se comparar duas condições de carga totalmente aleatórias representadas acima é poder mostrar que dependendo da demanda de carga e do fornecimento de geração em cada barra, os usos das linhas de transmissão e o fator K_{uo} variam também. Dependendo do instante em que se analisa o sistema, linhas menos importantes podem vir a se tornar mais importantes sofrendo um maior desconto pela PVI e vice versa.

À exceção da linha 1 do sistema de 5 barras, onde a sua indisponibilidade acarreta em corte de carga e por isso ela é a mais importante nas duas condições de carga representadas, nota-se que na primeira condição de carga a segunda linha mais importante é a linha 4 enquanto que na segunda condição de carga é a linha 3, considerando as duas abordagens realizadas.

O tipo de abordagem adotada, figuras 4.7 e 4.9, tem influenciado na definição da importância das demais linhas de transmissão e conseqüentemente no valor da PVI a ser

descontada da RAP dessas linhas de transmissão. É importante deixar claro que além da abordagem adotada, é o momento, o instante que se analisa o sistema, patamares de carga, que define a importância das linhas. É um processo contínuo e variável no tempo.

4.2 - SISTEMA DE 14 BARRAS

A segunda topologia da rede de transmissão escolhida foi o sistema de 14 barras e com 20 linhas de transmissão do IEEE.

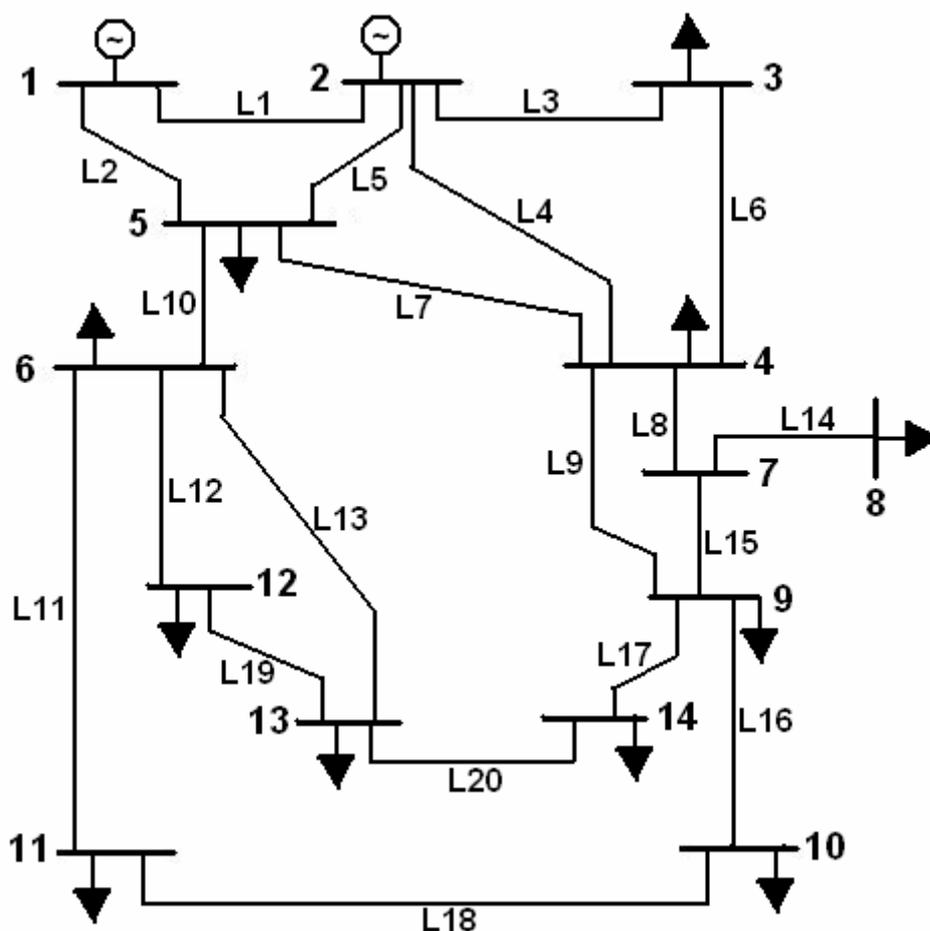


Figura 4.10 – Sistema com 14 barras.

Nesse sistema as barras de 3 a 14 são barras de carga e as barras 1 e 2 são as barras de geração. A barra 1 é a barra de folga do sistema.

Na análise do sistema de 14 barras foi determinada uma condição aleatória de carga e geração nas barras do sistema e foi executado o fluxo de carga linear.

O sistema de 14 barras continuará a ser observado pelas duas abordagens estabelecidas para o problema para uma condição de carga aleatória.

4.2.1 - Primeira abordagem

O sistema de 14 barras é composto por 20 linhas de transmissão, onde apenas a barra de número 8 é atendida radialmente pela linha de transmissão 14. Essa característica, assim como no sistema de 5 barras, permite concluir que a indisponibilidade da linha 14 acarretará obrigatoriamente em corte de carga. Pelas simulações realizadas no sistema de 5 barras é de se esperar que a linha 14 também sofra um maior desconto na RAP devido ao maior fator multiplicador K_{uo} .

Foi executado o fluxo de carga linear para o sistema operando normalmente com as cargas representadas pela tabela 4.13 a seguir. Pelo mesmo processo descrito na metodologia e realizado para o sistema de 5 barras, obtêm-se as características elétricas do sistema de 14 barras incluindo o uso de cada linha U_{L_k} e conseqüentemente o uso do sistema antes de qualquer indisponibilidade U_A , tudo representado na tabela 4.13.

Tabela 4.13 – Resultado do fluxo de carga no sistema de 14 barras.

VETOR DE GERAÇÃO E CARGA						
BARRA	(PG MW)		(PD MW)			
(1)	515.00					0.00
(2)	450.00					0.00
(3)	0.00					-100.00
(4)	0.00					-80.00
(5)	0.00					-70.00
(6)	0.00					-90.00
(7)	0.00					0.00
(8)	0.00					-50.00
(9)	0.00					-130.00
(10)	0.00					-90.00
(11)	0.00					-75.00
(12)	0.00					-100.00
(13)	0.00					-120.00
(14)	0.00					-60.00

RESULTADOS DE UM FLUXO DE CARGA						
LINHA	ORIGEM	DESTINO	(x)	(Pik-MW)	(ULk-MW)	
(1)	1	>	2	0.0592	252.13	419.44
(2)	1	>	5	0.2230	262.87	262.87
(3)	2	>	3	0.1980	177.13	177.13
(4)	2	>	4	0.1763	273.74	273.74
(5)	2	>	5	0.1739	251.26	251.26
(6)	3	>	4	0.1710	77.13	168.20
(7)	4	>	5	0.0421	-108.46	168.54
(8)	4	>	7	0.2091	247.33	252.40
(9)	4	>	9	0.5562	132.01	134.92
(10)	5	>	6	0.2520	335.67	338.62
(11)	6	>	11	0.1989	45.74	134.95
(12)	6	>	12	0.2558	78.57	88.56
(13)	6	>	13	0.1303	121.36	156.31
(14)	7	>	8	0.1762	50.00	50.00
(15)	7	>	9	0.1100	197.33	240.01
(16)	9	>	10	0.0845	119.26	170.78
(17)	9	>	14	0.2704	80.07	158.40
(18)	10	>	11	0.1921	29.26	128.75
(19)	12	>	13	0.1999	-21.43	88.72
(20)	13	>	14	0.0380	-20.07	168.50

USO TOTAL					3832.11	MW
-----------	--	--	--	--	---------	----

Seguindo a rotina de simulações, foi executado o fluxo de carga linear considerando a indisponibilidade das 20 linhas do sistema, uma a uma, obtendo-se as características elétricas e o uso total do sistema após essas indisponibilidades, U_D . De posse dessas informações calculou-se o fator de uso do sistema K_u e conseqüentemente o fator multiplicador K_{uo} para cada caso. Esses valores podem ser observados na tabela 4.14.

Tabela 4.14 – Resultado da 1ª abordagem para o sistema de 14 barras.

Ud	Ua	Ua - Ud	ULk	$K_u = \text{abs}(U_a - U_d) / UL_k$	K_{uo}	
Sem a linha 1	3635,94	3832,11	196,17	419,44	0,47	46,77
Sem a linha 2	3958,35	3832,11	126,24	262,87	0,48	48,02
Sem a linha 3	3843,10	3832,11	10,99	177,13	0,06	6,20
Sem a linha 4	4052,34	3832,11	220,23	273,74	0,80	80,45
Sem a linha 5	3898,15	3832,11	66,04	251,26	0,26	26,28
Sem a linha 6	3691,48	3832,11	140,63	168,20	0,84	83,61
Sem a linha 7	3862,36	3832,11	30,25	168,54	0,18	17,95
Sem a linha 8	3682,81	3832,11	149,30	252,40	0,59	59,15
Sem a linha 9	3891,91	3832,11	59,80	134,92	0,44	44,32
Sem a linha 10	4634,16	3832,11	802,05	338,62	2,37	236,86
Sem a linha 11	3862,64	3832,11	30,53	134,95	0,23	22,62
Sem a linha 12	3835,19	3832,11	3,08	88,56	0,03	3,48
Sem a linha 13	3874,71	3832,11	42,60	156,31	0,27	27,25
Sem a linha 14	3573,61	3832,11	258,50	50,00	5,17	517,00
Sem a linha 15	3576,09	3832,11	256,02	240,01	1,07	106,67
Sem a linha 16	3822,87	3832,11	9,24	170,78	0,05	5,41
Sem a linha 17	3833,37	3832,11	1,26	158,40	0,01	0,80
Sem a linha 18	3762,75	3832,11	69,36	128,75	0,54	53,87
Sem a linha 19	3777,31	3832,11	54,80	88,72	0,62	61,77
Sem a linha 20	3782,55	3832,11	49,56	168,50	0,29	29,41

Esses mesmos resultados são mostrados por meio dos gráficos a seguir:

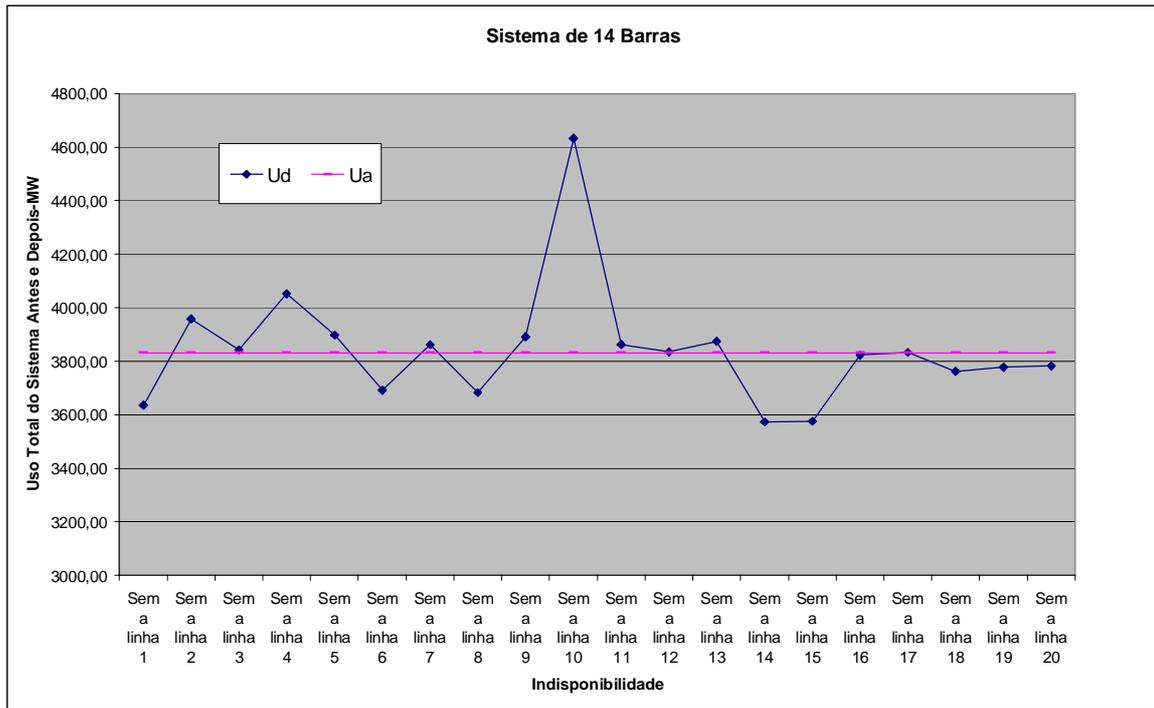


Figura 4.11 – Variação do uso do sistema de 14 barras na 1ª abordagem.

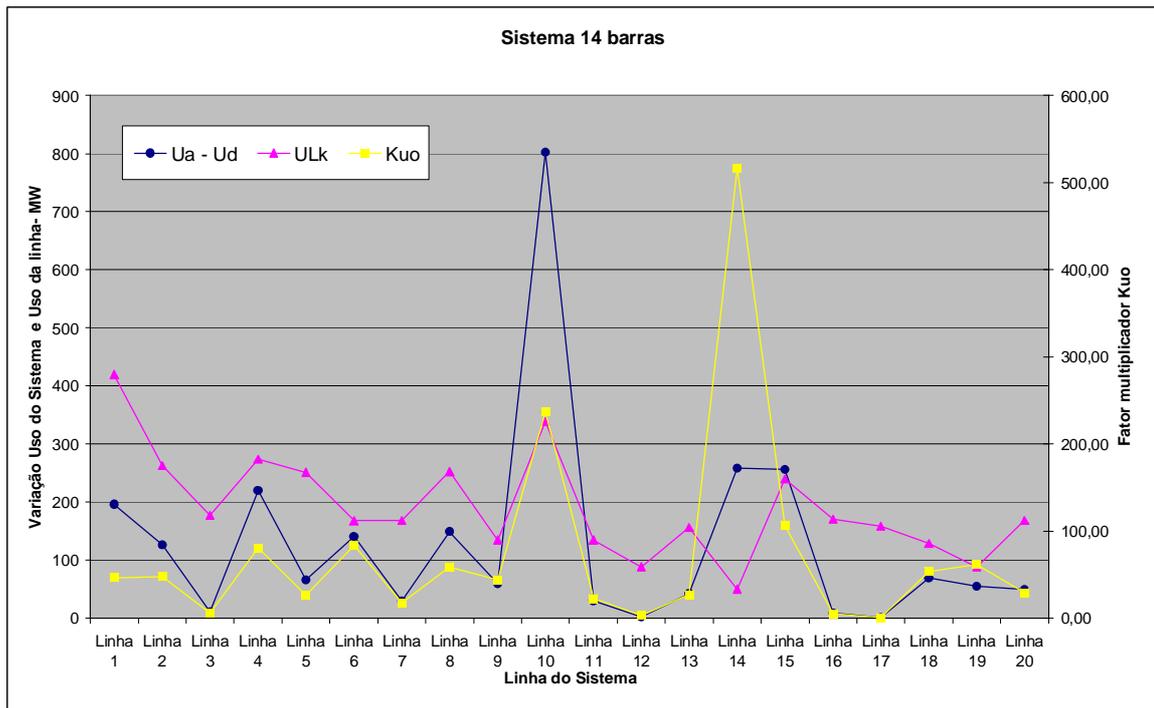


Figura 4.12 – Fatores Kuo, ULk e ΔU para o sistema de 14 barras na 1ª abordagem.

A análise das figuras 4.11 e 4.12 leva a algumas conclusões. Na figura 4.12 é observado que a linha de transmissão 1 é a que está sendo mais usada pela rede de transmissão. Era de se esperar que a variação total do uso do sistema ΔU também fosse grande, mas só foi

a quinta maior. Como consequência, o fator multiplicador K_{uo} não foi alto. Analisando a topologia da rede do sistema de 14 barras, figura 4.10 e tabela 4.13, verifica-se que a geração está toda concentrada nas barras 1 e 2 e a linha 1 interliga essas barras. A geração escoava então para as barras de carga fortemente pela linha 1 e por isso que a mesma é a mais usada pelo sistema.

A indisponibilidade da linha 1 não causa a maior ΔU pelo fato de existir caminhos alternativos para o escoamento da energia gerada, amenizando o impacto sentido pelo sistema.

A linha 10 do sistema estudado é a segunda linha mais usada, ver tabela 4.14 e a sua indisponibilidade ocasiona a maior variação do uso total do sistema ΔU sendo quase três vezes maior que a segunda ΔU , ocasionado pela indisponibilidade da linha 14. Esse fato contribui para que o fator K_{uo} seja o segundo maior.

A explicação para essa elevada variação no uso do sistema ΔU se deve ao fato de a linha 10 ser a única ligação entre a energia gerada nas barras 1 e 2 e as barras de carga 6, 11, 12, 13. A indisponibilidade da linha 10 força que toda a energia gerada seja transmitida pelo caminho alternativo, contemplando as barras 4, 7, 9, 10 e 14. Desse modo, os usos das linhas restantes aumentam, visando sempre atender a carga demandada, o que reduz a confiabilidade do sistema.

Esse tipo de análise contribui para indicar a necessidade de se ampliar o atendimento as cargas, sem sobrecarregar o sistema, através da construção de uma nova linha interligando as barras 5 e 6. Esse método possibilita o fato de se poder analisar a topologia da rede estudada e propor reforços e melhorias para o atendimento das cargas.

Finalmente, e como era de se esperar, a indisponibilidade da linha 14 é a que mais sofre com a aplicação da PVI pelo fato de sua indisponibilidade resultar no maior fator K_{uo} , como consequência do corte de carga na barra 8, uma vez que a linha 14 é a única que atende à barra de carga 8, ver figura 4.12.

É interessante notar nesse caso que apesar de a linha 14 obter o maior valor de K_{uo} , quando de sua indisponibilidade, a mesma é a linha menos usada pela rede operando em condições normais. Acontece que o ΔU causado por sua indisponibilidade é grande em relação ao uso da própria linha, ou seja, uma linha pouco usada ocasionou uma ΔU bem maior do que o seu próprio uso e, portanto, é penalizada com um maior valor de PVI.

Apesar das indisponibilidades das linhas de transmissão, com exceção da linha 14, não ocasionarem cortes de carga, é possível observar que nem sempre as linhas que estão sendo pouco usadas no sistema são as linhas que tem um menor valor do fator K_{uo} . Isso mostra a forte dependência entre o uso da linha UL_k e a ΔU causada pela indisponibilidade de determinada linha.

Pode ser visto também que as linhas 3, 12, 16, 17 têm seus valores de K_{uo} abaixo dos valores de K_p . Este fato, de acordo com a equação 3.8 condiciona que o fator multiplicador K_{uo} obtido seja K_p para a contabilização da parcela variável por indisponibilidade, na parcela referente a desligamentos não programados.

4.2.2 - Segunda abordagem

A segunda abordagem foi avaliada considerando a mesma rede e condição de carga. Relembrando que nessa abordagem o U_{A-l} é o somatório de todas as linhas do sistema menos a linha que se tornará indisponível. Desse modo, os dados e as características elétricas do sistema contidos na tabela 4.13 continuam valendo.

Aplicando a segunda abordagem e o mesmo procedimento de obtenção dos resultados como no caso anterior, chega-se aos resultados mostrados na tabela 4.15 a seguir.

Tabela 4.15 – Resultado da 2ª abordagem para o sistema de 14 barras.

Ud	U(a-l)	U(a-l) - Ud	ULk	Ku=abs(U(a-l) - Ud)/ULk	Kuo	
Sem a linha 1	3635,94	3412,67	223,27	419,44	0,53	53,23
Sem a linha 2	3958,35	3569,24	389,11	262,87	1,48	148,02
Sem a linha 3	3843,10	3654,98	188,12	177,13	1,06	106,20
Sem a linha 4	4052,34	3558,37	493,97	273,74	1,80	180,45
Sem a linha 5	3898,15	3580,85	317,30	251,26	1,26	126,28
Sem a linha 6	3691,48	3663,91	27,57	168,20	0,16	16,39
Sem a linha 7	3862,36	3663,57	198,79	168,54	1,18	117,95
Sem a linha 8	3682,81	3579,71	103,10	252,40	0,41	40,85
Sem a linha 9	3891,91	3697,19	194,72	134,92	1,44	144,32
Sem a linha 10	4634,16	3493,49	1140,67	338,62	3,37	336,86
Sem a linha 11	3862,64	3697,16	165,48	134,95	1,23	122,62
Sem a linha 12	3835,19	3743,55	91,64	88,56	1,03	103,48
Sem a linha 13	3874,71	3675,80	198,91	156,31	1,27	127,25
Sem a linha 14	3573,61	3782,11	208,50	50,00	4,17	417,00
Sem a linha 15	3576,09	3592,10	16,01	240,01	0,07	6,67
Sem a linha 16	3822,87	3661,33	161,54	170,78	0,95	94,59
Sem a linha 17	3833,37	3673,71	159,66	158,40	1,01	100,80
Sem a linha 18	3762,75	3703,36	59,39	128,75	0,46	46,13
Sem a linha 19	3777,31	3743,39	33,92	88,72	0,38	38,23
Sem a linha 20	3782,55	3663,61	118,94	168,50	0,71	70,59

Graficamente obtém-se:

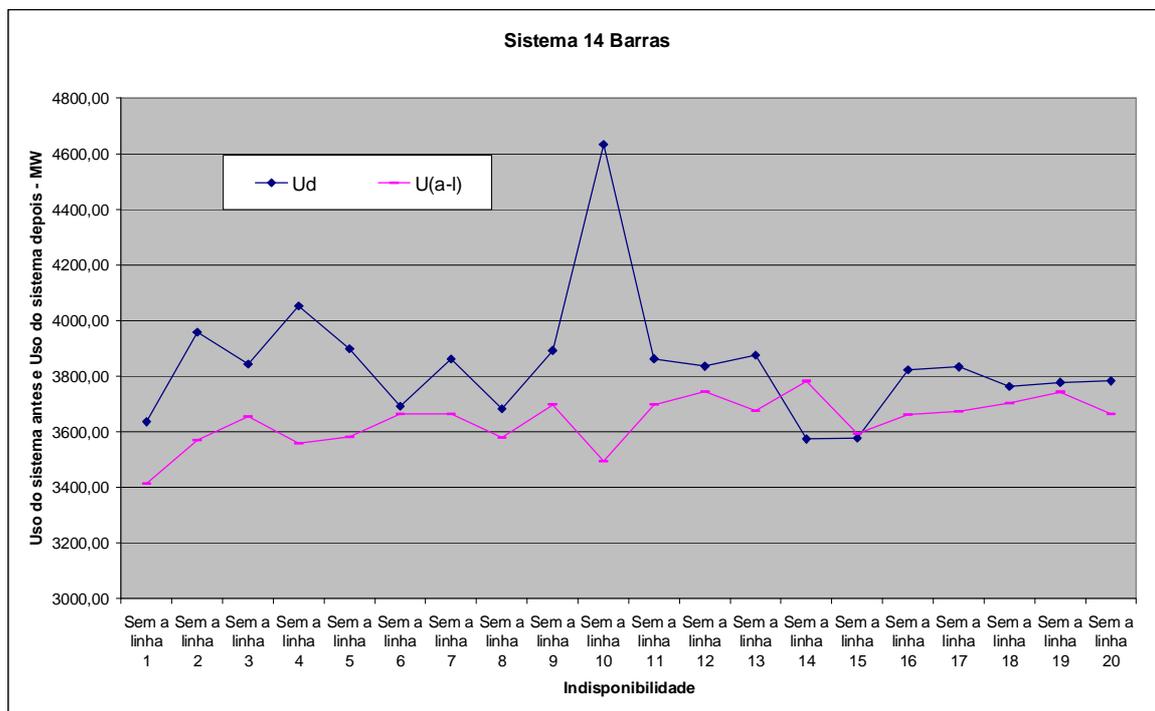


Figura 4.13 – Variação do uso do sistema de 14 barras na 2ª abordagem.

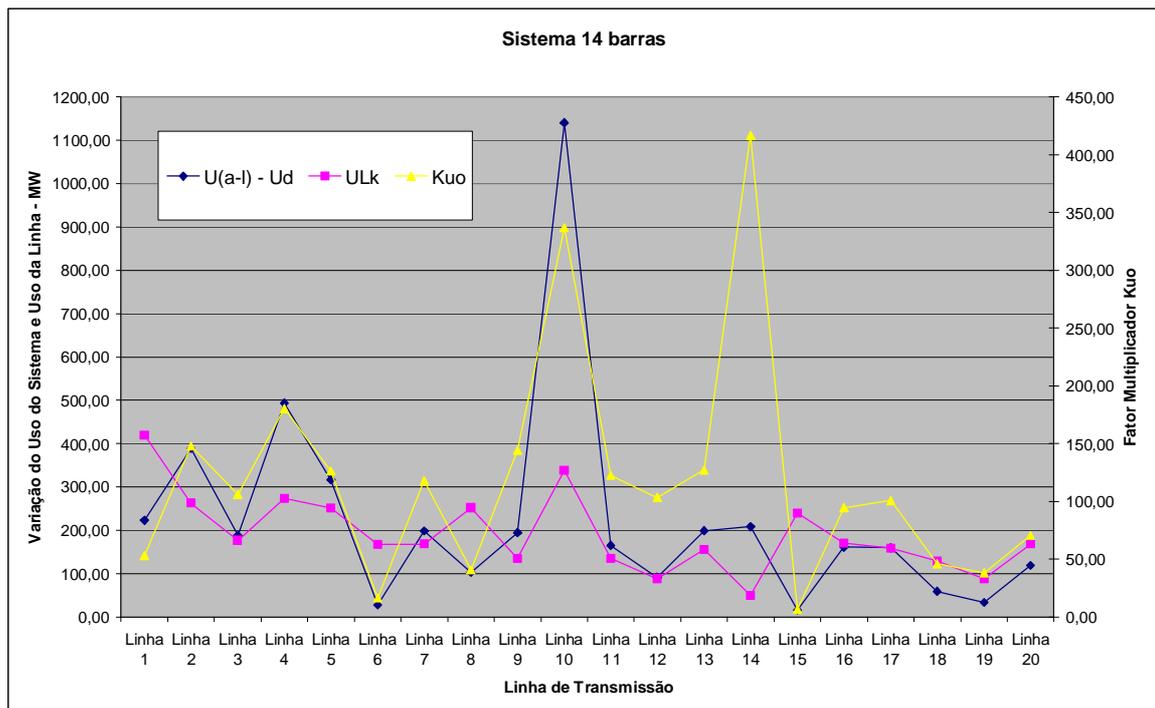


Figura 4.14 – Fatores Kuo, ULk e ΔU para o sistema de 14 barras na 2ª abordagem.

Variando do 1ª para o 2ª abordagem observa-se que a linha 14 continua sendo a mais importante da rede de transmissão e em seguida também vem a linha 10, pelos motivos anteriormente mencionados.

Algumas mudanças bem significativas podem ser observadas na figura 4.14 em relação a figura 4.12, ou seja da 2ª para a 1ª abordagem. As indisponibilidades das linhas 16 e 17, na 1ª abordagem, resultam em valores de K_{uo} pequenos (5,41 e 0,80) respectivamente. Já na 2ª abordagem, representado pela figura 4.14, as indisponibilidades dessas mesmas linhas resultam em valores de K_{uo} bem maiores (94,59 e 100,80).

Isto também se deve ao fato de ter ocorrido um descolamento do uso do sistema antes em relação ao uso do sistema depois, isto é, na primeira abordagem quase não existe diferença no ΔU dessas linhas, enquanto que na segunda abordagem essa diferença é visível, ver figuras 4.11 e 4.13.

Outro fato é que com a mudança das abordagens a linha de transmissão 15 foi bastante beneficiada devido ao menor valor de K_{uo} na segunda abordagem, ver tabela 4.15. O fator K_{uo} no 1ª abordagem é de 106,67 enquanto que no 2ª abordagem é de 6,67. A

explicação está no fato de que a variação do uso do sistema ΔU , obtida na 1ª abordagem foi bem maior. Contudo o uso do sistema após a indisponibilidade da linha 15, U_D , foi menor que o uso do sistema antes U_A , ou seja, a saída da linha 15 gerou uma redução no uso do sistema e mesmo assim sofre com um valor alto do fator K_{uo} . Isso demonstra uma certa incoerência quando a 1ª abordagem é aplicada.

O segundo método apresentado e simulado, assim como no sistema de 5 barras, apresenta valores mais consistentes entre si e com uma menor variação entre eles. Como na 1ª abordagem o uso do sistema antes é dado pelo somatório das 20 linhas em operação, U_A , e o mesmo é comparado com o uso do sistema depois de uma indisponibilidade, U_D , composto por 19 linhas, pode ocorrer uma distorção dos resultados obtidos por não estar se comparando a mesma grandeza, número de linhas. Uma representação disso é o caso da linha 15 acima retratada.

4.3 - SISTEMA DE 24 BARRAS

A terceira e última topologia de rede escolhida foi um sistema de 24 barras e com 41 linhas de transmissão, também do IEEE. Nesse sistema a barra de folga é a barra 23 e as barras de geração e carga estão representadas na figura 4.15.

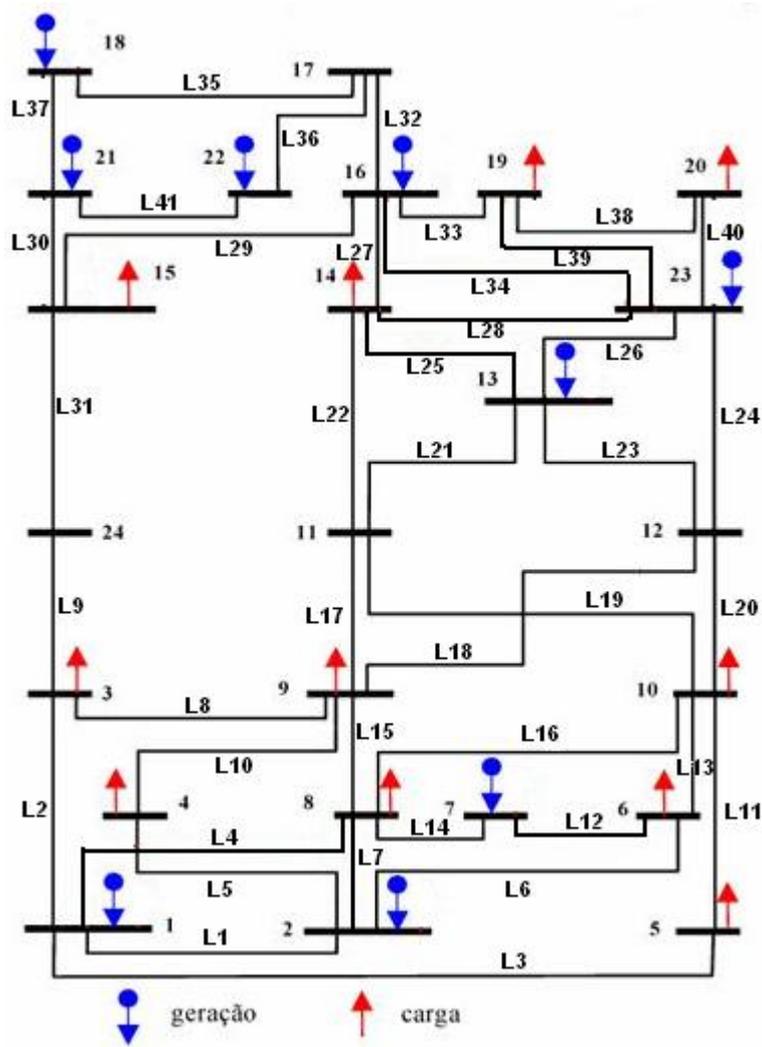


Figura 4.15 – Sistema com 24 barras.

O sistema é composto por 41 linhas de transmissão interligando todas as barras. Nota-se que, diferentemente dos sistemas de 5 e de 14 barras, nessa topologia não existe barra de carga atendida radialmente somente por uma linha de transmissão. É possível inferir então, que nenhuma indisponibilidade das linhas ocasiona corte de carga, considerando que é aplicado um fluxo de carga linear sem restrições de fluxo nas linhas de transmissão.

Numa escala crescente percebe-se também tratar de um sistema ainda mais robusto e com mais graus de liberdade que o de 14 barras. Uma vantagem desse sistema consiste no fato da geração estar mais distribuída pela rede, e não concentrada em poucas barras e tão pouco próximas uma da outra.

Na análise do sistema de 24 barras foi determinada uma condição de carga e geração nas barras do sistema e foi executado o fluxo de carga linear. O sistema de 24 barras também será observado pelas duas abordagens propostas.

4.3.1 - Primeira abordagem

A tabela 4.16 mostra a geração e carga do sistema. As características elétricas do sistema incluindo o uso de cada linha UL_k e conseqüentemente o uso total do sistema antes de qualquer indisponibilidade, U_A , está representado na tabela 4.17, a qual mostra os fluxos de potência na rede de transmissão.

Tabela 4.16 – Valores de Geração e Carga nas Barras para o sistema de 24 barras.

VETOR DE GERAÇÃO E CARGA		
BARRA	(PG MW)	(PD MW)
(1)	250.00	0.00
(2)	280.00	0.00
(3)	0.00	-340.00
(4)	0.00	-120.00
(5)	0.00	-100.00
(6)	0.00	-210.00
(7)	325.00	0.00
(8)	0.00	-315.00
(9)	0.00	-330.00
(10)	0.00	-380.00
(11)	0.00	0.00
(12)	0.00	0.00
(13)	300.00	0.00
(14)	0.00	-300.00
(15)	0.00	-155.00
(16)	165.00	0.00
(17)	0.00	0.00
(18)	200.00	0.00
(19)	0.00	-350.00
(20)	0.00	-180.00
(21)	400.00	0.00
(22)	410.00	0.00
(23)	450.00	0.00
(24)	0.00	0.00

Tabela 4.17 – Características Elétricas e Uso das Linhas para o sistema de 24 barras.

RESULTADOS DE UM FLUXO DE CARGA						
LINHA	ORIGEM		DESTINO	(x)	(Pik-MW)	(ULk-MW)
(1)	1	>	2	0.0139	-14.36	361.05
(2)	1	>	3	0.2112	65.89	283.00
(3)	1	>	5	0.0845	130.28	241.57
(4)	1	>	8	0.1344	68.19	185.13
(5)	2	>	4	0.1267	110.40	234.14
(6)	2	>	6	0.1900	81.32	167.36
(7)	2	>	8	0.1267	73.91	191.67
(8)	3	>	9	0.1190	-9.43	273.93
(9)	3	>	24	0.0839	-264.68	444.18
(10)	4	>	9	0.1037	-9.60	247.29
(11)	5	>	10	0.0883	30.28	244.17
(12)	6	>	7	0.1920	-102.77	187.23
(13)	6	>	10	0.0605	-25.92	358.09
(14)	7	>	8	0.0614	222.23	322.01
(15)	8	>	9	0.1651	21.98	267.52
(16)	8	>	10	0.1651	27.37	213.07
(17)	9	>	11	0.0839	-166.11	324.14
(18)	9	>	12	0.0839	-160.95	292.52
(19)	10	>	11	0.0839	-176.71	429.15
(20)	10	>	12	0.0839	-171.55	395.47
(21)	11	>	13	0.0476	-170.75	259.41
(22)	11	>	14	0.0418	-172.07	463.21
(23)	12	>	13	0.0476	-179.85	316.95
(24)	12	>	23	0.0966	-152.65	330.43
(25)	13	>	14	0.0447	20.92	313.74
(26)	13	>	23	0.0865	-71.51	275.49
(27)	14	>	16	0.0389	-336.31	598.30
(28)	14	>	23	0.0620	-114.85	243.81
(29)	15	>	16	0.0173	35.26	494.76
(30)	15	>	21	0.0490	-454.95	474.13
(31)	15	>	24	0.0519	264.68	444.18
(32)	16	>	17	0.0256	-555.05	618.75
(33)	16	>	19	0.0231	346.48	564.84
(34)	16	>	23	0.0822	72.53	245.96
(35)	17	>	18	0.0144	-344.24	395.91
(36)	17	>	22	0.1053	-210.81	223.27
(37)	18	>	21	0.0259	-144.24	331.31
(38)	19	>	20	0.0396	30.17	285.69
(39)	19	>	23	0.0606	-33.69	235.88
(40)	20	>	23	0.0216	-149.83	337.54
(41)	21	>	22	0.0678	-199.19	279.92
					USO TOTAL 13396.21 MW	

O procedimento é o mesmo seguido nos casos anteriores. Foi executado o fluxo de carga linear considerando a indisponibilidade das 41 linhas do sistema, uma a uma, obtendo-se as características elétricas, o uso do sistema após essas indisponibilidades U_D , o fator de uso do sistema K_u e consequentemente o fator multiplicador K_{uo} para cada caso. Esses valores podem ser observados na tabela 4.18 a seguir.

Tabela 4.18 – Resultado da 1ª abordagem para o sistema de 24 barras.

Ud	Ua	Ua - Ud	ULk	Ku=abs(Ua - Ud)/ULk	Kuo	
Sem a linha 1	13287,32	13396,21	108,89	361,05	0,30	30,16
Sem a linha 2	13637,52	13396,21	241,31	283,00	0,85	85,27
Sem a linha 3	13383,50	13396,21	12,71	241,57	0,05	5,26
Sem a linha 4	13427,85	13396,21	31,64	185,13	0,17	17,09
Sem a linha 5	13282,98	13396,21	113,23	234,14	0,48	48,36
Sem a linha 6	13498,26	13396,21	102,05	167,36	0,61	60,98
Sem a linha 7	13362,33	13396,21	33,88	191,67	0,18	17,68
Sem a linha 8	13705,33	13396,21	309,12	273,93	1,13	112,85
Sem a linha 9	13645,62	13396,21	249,41	444,18	0,56	56,15
Sem a linha 10	13365,06	13396,21	31,15	247,29	0,13	12,60
Sem a linha 11	13430,09	13396,21	33,88	244,17	0,14	13,88
Sem a linha 12	13342,32	13396,21	53,89	187,23	0,29	28,78
Sem a linha 13	13597,23	13396,21	201,02	358,09	0,56	56,14
Sem a linha 14	13415,73	13396,21	19,52	322,01	0,06	6,06
Sem a linha 15	13520,93	13396,21	124,72	267,52	0,47	46,62
Sem a linha 16	13550,09	13396,21	153,88	213,07	0,72	72,22
Sem a linha 17	13566,92	13396,21	170,71	324,14	0,53	52,67
Sem a linha 18	13575,75	13396,21	179,54	292,52	0,61	61,38
Sem a linha 19	13508,91	13396,21	112,70	429,15	0,26	26,26
Sem a linha 20	13509,35	13396,21	113,14	395,47	0,29	28,61
Sem a linha 21	13338,11	13396,21	58,10	259,41	0,22	22,40
Sem a linha 22	13593,80	13396,21	197,59	463,21	0,43	42,66
Sem a linha 23	13301,54	13396,21	94,67	316,95	0,30	29,87
Sem a linha 24	13649,69	13396,21	253,48	330,43	0,77	76,71
Sem a linha 25	13268,09	13396,21	128,12	313,74	0,41	40,84
Sem a linha 26	13372,28	13396,21	23,93	275,49	0,09	8,69
Sem a linha 27	13883,99	13396,21	487,78	598,30	0,82	81,53
Sem a linha 28	13388,12	13396,21	8,09	243,81	0,03	3,32
Sem a linha 29	14057,84	13396,21	661,63	494,76	1,34	133,73
Sem a linha 30	13971,71	13396,21	575,50	474,13	1,21	121,38
Sem a linha 31	13645,62	13396,21	249,41	444,18	0,56	56,15
Sem a linha 32	13521,42	13396,21	125,21	618,75	0,20	20,24
Sem a linha 33	13151,23	13396,21	244,98	564,84	0,43	43,37
Sem a linha 34	13508,33	13396,21	112,12	245,96	0,46	45,58
Sem a linha 35	13260,15	13396,21	136,06	395,91	0,34	34,37
Sem a linha 36	13655,78	13396,21	259,57	223,27	1,16	116,26
Sem a linha 37	13142,95	13396,21	253,26	331,31	0,76	76,44
Sem a linha 38	13100,26	13396,21	295,95	285,69	1,04	103,59
Sem a linha 39	13413,12	13396,21	16,91	235,88	0,07	7,17
Sem a linha 40	13180,72	13396,21	215,49	337,54	0,64	63,84
Sem a linha 41	13381,09	13396,21	15,12	279,92	0,05	5,40

Esses resultados também podem ser vistos graficamente nas figuras a seguir.

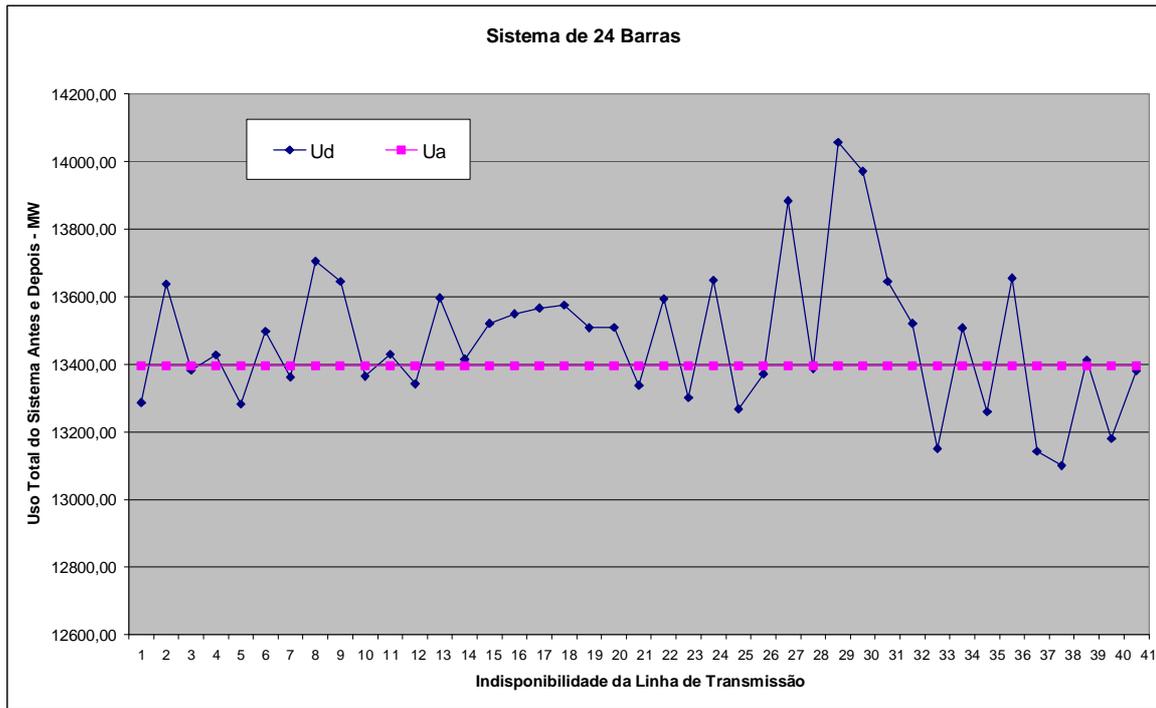


Figura 4.16 – Variação do uso do sistema de 24 barras na 1ª abordagem.

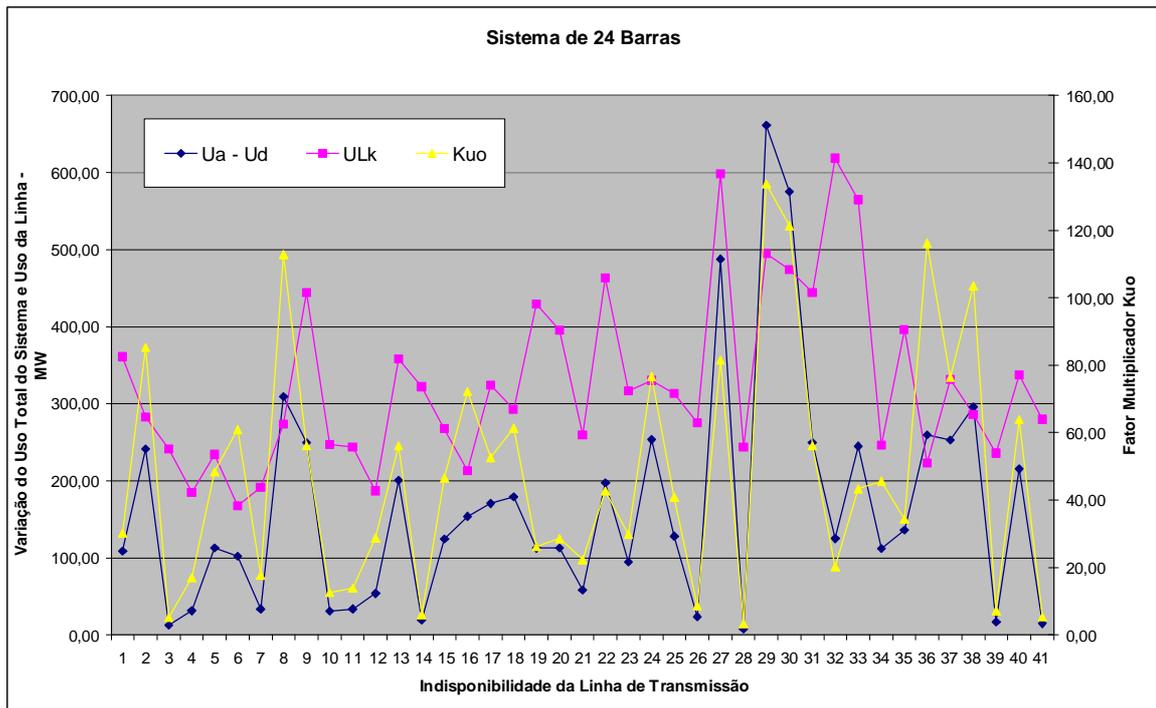


Figura 4.17 – Fatores Kuo, ULk e ΔU para o sistema de 24 barras na 1ª abordagem.

Observa-se que nessa topologia de rede a linha de transmissão 29 é responsável pela maior variação do uso do sistema U_D , ver figura 4.16, e como consequência é a que possui o maior valor do fator multiplicador K_{uo} , figura 4.17. Nos outros sistemas essa

análise também ocorreu, à exceção das linhas que ocasionavam corte de carga, as quais tiveram o maior valor de K_{uo} .

Outro fato, também visto no sistema de 14 barras é observado no sistema de 24 barras. A linha mais usada pelo sistema de 24 barras, a linha 32, é a que obteve um dos menores valores de K_{uo} . É que apesar do elevado uso da linha 32, $UL_k = 618,75 \text{ MW}$, a variação do uso do sistema $\Delta U = 125,21 \text{ MW}$ foi baixa.

4.3.2 - Segunda abordagem

Foi simulada a segunda abordagem considerando que o U_{A-l} é o somatório de todas as linhas do sistema menos a linha que se tornará indisponível. Pelo procedimento já descrito na metodologia chega-se aos resultados mostrados na tabela 4.19.

Tabela 4.19 – Resultado da 2ª abordagem para o sistema de 24 barras.

Ud	U(a-l)	U(a-l) - Ud	ULk	Ku=abs(U(a-l) - Ud)/ULk	Kuo	
Sem a linha 1	13287,32	13035,16	252,16	361,05	0,70	69,84
Sem a linha 2	13637,52	13113,21	524,31	283,00	1,85	185,27
Sem a linha 3	13383,50	13154,64	228,86	241,57	0,95	94,74
Sem a linha 4	13427,85	13211,08	216,77	185,13	1,17	117,09
Sem a linha 5	13282,98	13162,07	120,91	234,14	0,52	51,64
Sem a linha 6	13498,26	13228,85	269,41	167,36	1,61	160,98
Sem a linha 7	13362,33	13204,54	157,79	191,67	0,82	82,32
Sem a linha 8	13705,33	13122,28	583,05	273,93	2,13	212,85
Sem a linha 9	13645,62	12952,03	693,59	444,18	1,56	156,15
Sem a linha 10	13365,06	13148,92	216,14	247,29	0,87	87,40
Sem a linha 11	13430,09	13152,04	278,05	244,17	1,14	113,88
Sem a linha 12	13342,32	13208,98	133,34	187,23	0,71	71,22
Sem a linha 13	13597,23	13038,12	559,11	358,09	1,56	156,14
Sem a linha 14	13415,73	13074,20	341,53	322,01	1,06	106,06
Sem a linha 15	13520,93	13128,69	392,24	267,52	1,47	146,62
Sem a linha 16	13550,09	13183,14	366,95	213,07	1,72	172,22
Sem a linha 17	13566,92	13072,07	494,85	324,14	1,53	152,67
Sem a linha 18	13575,75	13103,69	472,06	292,52	1,61	161,38
Sem a linha 19	13508,91	12967,06	541,85	429,15	1,26	126,26
Sem a linha 20	13509,35	13000,74	508,61	395,47	1,29	128,61
Sem a linha 21	13338,11	13136,80	201,31	259,41	0,78	77,60
Sem a linha 22	13593,80	12933,00	660,80	463,21	1,43	142,66
Sem a linha 23	13301,54	13079,26	222,28	316,95	0,70	70,13
Sem a linha 24	13649,69	13065,78	583,91	330,43	1,77	176,71
Sem a linha 25	13268,09	13082,47	185,62	313,74	0,59	59,16
Sem a linha 26	13372,28	13120,72	251,56	275,49	0,91	91,31
Sem a linha 27	13883,99	12797,91	1086,08	598,30	1,82	181,53
Sem a linha 28	13388,12	13152,40	235,72	243,81	0,97	96,68
Sem a linha 29	14057,84	12901,45	1156,39	494,76	2,34	233,73
Sem a linha 30	13971,71	12922,08	1049,63	474,13	2,21	221,38
Sem a linha 31	13645,62	12952,03	693,59	444,18	1,56	156,15
Sem a linha 32	13521,42	12777,46	743,96	618,75	1,20	120,24
Sem a linha 33	13151,23	12831,37	319,86	564,84	0,57	56,63
Sem a linha 34	13508,33	13150,25	358,08	245,96	1,46	145,58
Sem a linha 35	13260,15	13000,30	259,85	395,91	0,66	65,63
Sem a linha 36	13655,78	13172,94	482,84	223,27	2,16	216,26
Sem a linha 37	13142,95	13064,90	78,05	331,31	0,24	23,56
Sem a linha 38	13100,26	13110,52	10,26	285,69	0,04	3,59
Sem a linha 39	13413,12	13160,33	252,79	235,88	1,07	107,17
Sem a linha 40	13180,72	13058,67	122,05	337,54	0,36	36,16
Sem a linha 41	13381,09	13116,29	264,80	279,92	0,95	94,60

A seguir a visualização gráfica:

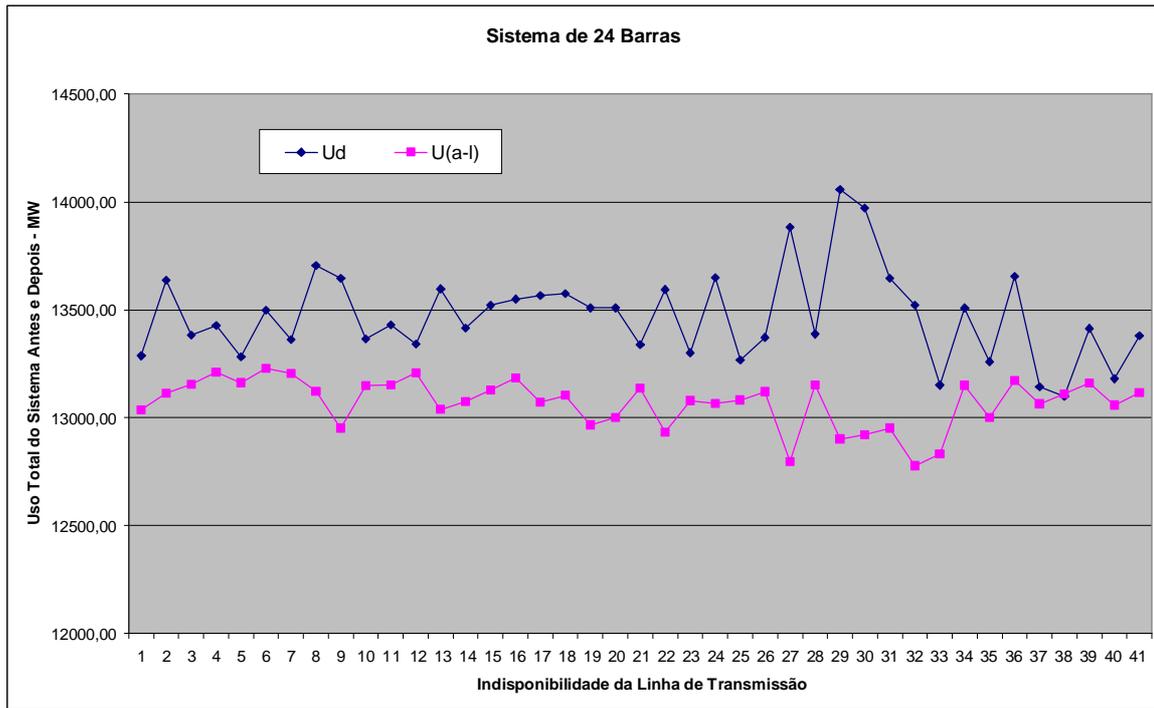


Figura 4.18– Variação do uso do sistema de 24 barras na 2ª abordagem.

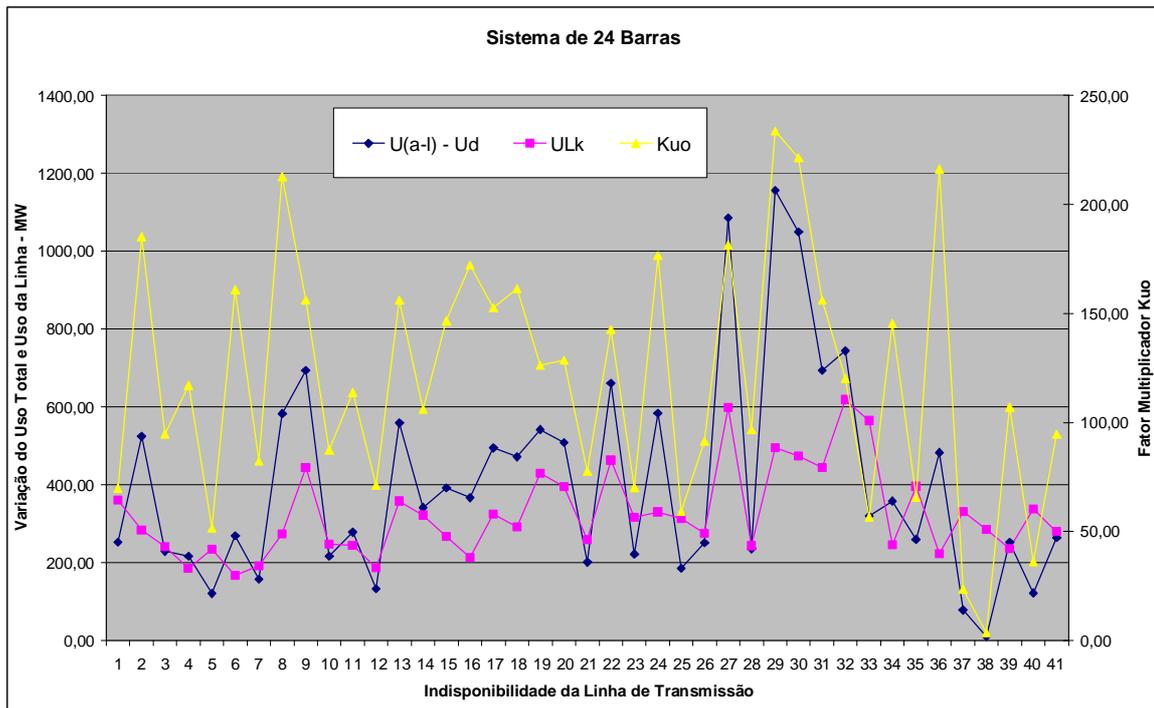


Figura 4.19 – Fatores Kuo, UL_k e ΔU para o sistema de 24 barras na 2ª abordagem.

Na figura 4.18 constata-se que os usos do sistema após a indisponibilidade de cada uma das linhas U_D são sempre maiores que oU_{A-l} , à exceção da linha 38, mostrando que é a linha menos importante do sistema. A indisponibilidade de cada linha de transmissão

provoca o aumento do uso do sistema no qual está inserida, representando a importância de cada uma no sistema.

Ainda na figura 4.18 observa-se que o uso do sistema antes da indisponibilidade da linha 38, U_{A-I} , é quase igual ao uso do sistema após a indisponibilidade U_D , ou seja, a ausência da linha 38 praticamente não foi sentida pelo sistema como um todo e como consequência desse fato é a linha que obtém o menor valor de K_{uo} , como mostrado pela figura 4.19. O valor obtido de K_{uo} para a indisponibilidade da linha 38 é menor que o valor de K_p e por isso é o único dos valores simulados que sofreria a mudança de K_{uo} para K_p de acordo com a equação 3.12.

Também por esse método a linha 29 é a que sofre com o maior valor de K_{uo} devido a maior variação causada no uso do sistema ΔU . É importante salientar que a variação por si só não define diretamente qual será a linha que obterá o maior valor de K_{uo} . É preciso sempre avaliar o uso da linha de transmissão U_{L_k} antes da indisponibilidade, já que o fator K_{uo} é a razão entre a variação do uso do sistema sobre o uso da linha, equação 3.11.

A linha de transmissão 36 representa bem o que foi dito acima. Analisando a figura 4.19 nota-se que o uso da linha 36 está entre uns dos mais baixos do sistema. Analisando o valor da variação do uso do sistema ΔU é visto também que o mesmo não foi uns dos maiores e mesmo assim o valor final do fator K_{uo} é o terceiro maior. Ocorre que a ΔU foi grande em relação ao U_{L_k} da própria linha. Em outras palavras, uma linha pouco usada ocasionou uma variação no uso do sistema bem maior do que o seu próprio uso e por isso é mais penalizada. Essa é uma característica importante da metodologia adotada.

Finalmente, como também ocorreu nos sistemas de 5 e 14 barras, os valores obtidos para o fator multiplicador K_{uo} na 2ª abordagem são mais estáveis entre si e expressam melhor a realidade do sistema estudado. É intuitivo pensar que a indisponibilidade de uma das linhas de transmissão do sistema ocasionará um aumento do uso do sistema U_D , mantida as condições de atendimento, pois o uso da linha que se tornará indisponível terá que ser suprida pelas restantes. Nessa segunda abordagem ocorre exatamente isso, enquanto que na primeira abordagem isso não ocorre sempre, pelo fato de se comparar quantidades de

linhas diferentes antes e depois da indisponibilidade, no cálculo do uso do sistema. Observa-se esse fato nas figuras correspondentes à variação do uso da 1ª abordagem.

4.4 - SISTEMA DE 5 BARRAS COM RESTRIÇÃO DE FLUXO DE POTÊNCIA NAS LINHAS DE TRANSMISSÃO

Todas as simulações realizadas nos três tipos de topologia foram executadas baseadas num fluxo de carga linear sem restrição de fluxo de potência nas linhas de transmissão. O que se pretende agora é mostrar um caso onde existe restrição de fluxo de potência em uma das linhas e comparar o resultado com o mesmo sistema sem restrição de fluxo de potência.

O sistema a ser analisado é o mesmo sistema de 5 barras já estudado, porém como pode ser visto pela figura 4.17 a seguir, ocorreu uma variação na posição da geração e da carga nas barras 2 e 5, ou seja, a barra 2 agora é uma barra de geração e a barra 5 é um barra de carga.

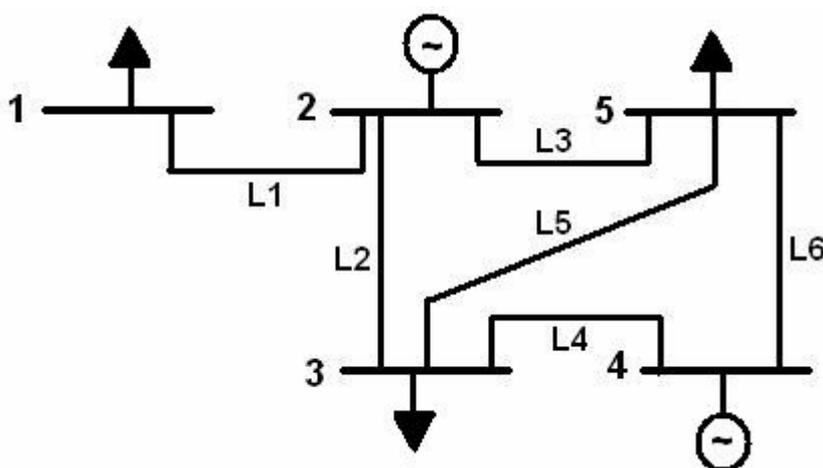


Figura 4.20 – Sistema de 5 barras com despacho econômico.

Para a realização das simulações considerou-se um fluxo de carga linear visando o despacho econômico das unidades geradoras, para tanto, foram feitas algumas considerações. A primeira delas é que ambas as unidades geradoras não possuem restrição de geração e a segunda é que a unidade geradora na barra 4 é mais barata que a unidade geradora da barra 2.

Adotando-se uma condição de carga aleatória nas barras 1, 3 e 5 e considerando que a unidade geradora na barra 4, a mais barata, é capaz de alimentar toda a demanda sem atingir os limites de fluxo de potência nas linhas obtém-se o seguinte resultado, executando o fluxo de carga com despacho econômico, com o sistema operando normalmente:

Tabela 4.20 – Resultado do fluxo de carga com despacho econômico.

VETOR DE GERAÇÃO E CARGA							
BARRA	(PG MW)		(PD MW)		Custo (R\$/MWh)		
(1)	0.00		100.00		0.00		
(2)	0.00		0.00		25.00		
(3)	0.00		200.00		0.00		
(4)	550.00		0.00		20.00		
(5)	0.00		250.00		0.00		
RESULTADOS DE UM FLUXO DE CARGA							
LINHA	ORIGEM	DESTINO	(x)	(Pik-MAX)	(Pik-MW)	(ULk-MW)	
(1)	1	>	2	0.0334	200.00	-100.00	100.00
(2)	2	>	3	0.0500	150.00	-59.58	92.72
(3)	2	>	5	0.0351	200.00	-40.42	102.48
(4)	3	>	4	0.0267	500.00	-306.44	306.44
(5)	3	>	5	0.0333	250.00	46.86	131.55
(6)	4	>	5	0.0400	600.00	243.56	243.56
USO TOTAL						976.76 MW	

Da tabela 4.20 observa-se que realmente toda a geração está concentrada na barra 4, gerando 550 MW de potência e que o uso do sistema U_A em condições normais é de 976,76 MW.

Suponha que ocorra a indisponibilidade da linha 4 e que ainda não exista restrição de fluxo de potência nas linhas. A configuração resultante do sistema é mostrada pela tabela 4.21 a seguir.

Tabela 4.21 – Resultado do fluxo de carga sem restrição e com indisponibilidade da linha 4.

VETOR DE GERAÇÃO E CARGA							
BARRA	(PG MW)		(PD MW)		Custo (R\$/MWh)		
(1)	0.00		100.00		0.00		
(2)	0.00		0.00		25.00		
(3)	0.00		200.00		0.00		
(4)	550.00		0.00		20.00		
(5)	0.00		250.00		0.00		

RESULTADOS DE UM FLUXO DE CARGA							
LINHA	ORIGEM	DESTINO	(x)	(Pik-MAX)	(Pik-MW)	(ULk-MW)	
(1)	1	>	2	0.0334	200.00	-100.00	100.00
(2)	2	>	3	0.0500	150.00	26.60	85.90
(3)	2	>	5	0.0351	200.00	-126.60	126.60
(4)	3	>	4	0.0267	500.00	0.00	0.00
(5)	3	>	5	0.0333	250.00	-173.40	173.40
(6)	4	>	5	0.0400	600.00	550.00	550.00

USO TOTAL						1035.90 MW	
-----------	--	--	--	--	--	------------	--

Nota-se que sem a existência de restrição de fluxo de potência nas linhas, a barra 4 continua gerando toda a energia necessária para alimentar as cargas e a linha 6 agora é responsável por escoar toda a energia gerada para as barras de carga, por isso o fluxo de potência medido é de 550 MW.

O uso do sistema U_D após a indisponibilidade da linha 4 é de 1035,90 MW, como pode ser observado na tabela acima. As tabelas a seguir mostram o quanto seria o valor do fator multiplicador K_{uo} considerando as duas abordagens.

1ª ABORDAGEM

Tabela 4.22 – Resultado da 1ª abordagem sem restrição.

U_d	U_a	$U_a - U_d$	ULk	$K_u = \text{abs}(U_a - U_d)/ULk$	K_{uo}
Sem a linha 4	1035,9	976,76	59,14	306,44	0,19
					19,30

2ª ABORDAGEM

Tabela 4.23 – Resultado da 2ª abordagem sem restrição.

	Ud	U(a-l)	U(a-l) - Ud	ULk	Ku=abs(U(a-l) - Ud)/ULk	Kuo
Sem a linha 4	1035,9	670,32	365,58	306,44	1,19	119,30

Considera-se agora que além da linha de transmissão 4 tornar-se indisponível para a operação, a linha de transmissão 6 tenha uma restrição de fluxo de potência limitando o mesmo em 350 MW. Tornando essa restrição ativa e executando o fluxo de carga obtêm-se os resultados mostrados na tabela 4.24 a seguir.

Tabela 4.24 – Resultado do fluxo de carga com restrição e com indisponibilidade da linha 4.

```

=====
                        VETOR DE GERAÇÃO E CARGA
=====
BARRA      (PG MW)                (PD MW)
=====
( 1)         0.00                    100.00
( 2)        200.00                     0.00
( 3)         0.00                    200.00
( 4)        350.00                     0.00
( 5)         0.00                    250.00
=====
                        RESULTADOS DE UM FLUXO DE CARGA
=====
LINHA ORIGEM  DESTINO  (x)      (Pik-MAX)  (Pik-MW)  (ULk-MW)
=====
( 1)    1    >    2    0.0334    200.00   -100.00   100.00
( 2)    2    >    3    0.0500    150.00    85.90   123.63
( 3)    2    >    5    0.0351    200.00    14.10   175.24
( 4)    3    >    4    0.0267    500.00     0.00     0.00
( 5)    3    >    5    0.0333    250.00  -114.10   168.01
( 6)    4    >    5    0.0400    350.00   350.00   350.00
=====
                                                USO TOTAL  916.87 MW
=====

```

O fluxo de potência na linha 6 deixa de ser os 550 MW do caso anterior sem restrição e passa a respeitar o limite de 350 MW. Desse modo, a unidade geradora conectada à barra 4 continua gerando o máximo possível, por ser a mais barata, até que sua geração atinja um dos limites de fluxos de potência nas linhas de transmissão, no caso o limite da linha de transmissão 6. Nesse caso a unidade geradora conectada à barra 2, apesar de ser a mais cara, deve gerar o restante para atender a demanda de carga solicitada. Pela tabela 4.24

verifica-se que a unidade geradora na barra 2 gerou exatamente o necessário para atender a demanda, ou seja 200 MW.

Com a inserção de geração na barra 2 os intercâmbios bilaterais foram alterados, resultando em novos valores de uso para as linhas de transmissão UL_k e para o uso do sistema após a indisponibilidade U_D , que agora, de acordo com tabela 4.24, é de 916,87 MW. A partir daí calcula-se o fator multiplicador K_{uo} para as duas abordagens.

1ª ABORDAGEM

Tabela 4.25 – Resultado da 1ª abordagem com restrição.

	U_d	U_a	$U_a - U_d$	UL_k	$K_u = \text{abs}(U_a - U_d) / UL_k$	K_{uo}
Sem a linha 4	916,87	976,76	59,89	306,44	0,20	19,54

2ª ABORDAGEM

Tabela 4.26 – Resultado da 2ª abordagem com restrição.

	U_d	$U(a-l)$	$U(a-l) - U_d$	UL_k	$K_u = \text{abs}(U(a-l) - U_d) / UL_k$	K_{uo}
Sem a linha 4	916,87	670,32	246,55	306,44	0,80	80,46

A idéia da simulação de um sistema com restrição de fluxo de potência nas linhas de transmissão é mostrar que em um sistema com restrição ativa os intercâmbios bilaterais GD_{ij} são afetados e que essa mudança atinge diretamente o uso das linhas de transmissão individualmente e do sistema como um todo.

No caso simulado e sem restrição, após a indisponibilidade da linha 4, somente a barra de geração 4 estava produzindo energia para todo o sistema. As relações bilaterais obtidas eram todas com injeção na barra 4 e extração nas barras 1,3 e 5, ou seja $GD_{41}=100\text{MW}$, $GD_{43}=200\text{MW}$, e $GD_{45}=250\text{MW}$ respectivamente.

Com a restrição de fluxo de potência ativa na linha 6, a unidade geradora conectada à barra 2 teve de ser despachada e com isso alteraram-se os intercâmbios bilaterais existentes. Com geração nas barras 2 e 4 e carga nas barras 1, 3 e 5 os novos intercâmbios bilaterais se tornaram $GD_{21}=36,36\text{MW}$, $GD_{23}=72,72\text{MW}$, $GD_{25}=90,90\text{MW}$,

$GD_{41}=63,63\text{MW}$, $GD_{43}=127,27\text{MW}$ e $GD_{45}=159,09\text{MW}$. Essa mudança ocasionou diferença nos usos das linhas e consequentemente no fator K_{uo} .

Considerando a 1ª abordagem, o fator K_{uo} para a indisponibilidade da linha 4 é de 19,30 para o caso sem restrição e de 19,54 para o caso com restrição. Nesse caso, a diferença sentida pelo sistema foi pequena. Já na 2ª abordagem, o valor de K_{uo} para indisponibilidade da linha 4 é de 119,30 para o caso sem restrição e de 80,46 com restrição de fluxo de potência na linha 6. Houve uma redução do valor de K_{uo} causado pela variação dos intercâmbios bilaterais. Essa restrição de fluxo também poderia ter ocasionado também um aumento do valor de K_{uo} .

Observa-se que, na simulação realizada, mesmo quando a restrição de fluxo de potência na linha 6 tornou-se ativa, a carga continuou a ser plenamente atendida. Uma outra situação que também pode ocorrer é que quando uma restrição está ativa a mesma pode levar a situações de corte de carga, uma vez que, atingido certos limites não há como transportar mais energia pelos caminhos existentes. Essas situações se apresentam como os piores casos e em todos os casos simulados apresentam o maior fator multiplicador para outros desligamentos, K_{uo} .

Um sistema de transmissão como esse de 5 barras apresentado, pode ter restrições ativas de fluxo de potência em outras linhas em diferentes casos de indisponibilidades. É preciso ter em mente que um sistema sem restrição terá uma relação de intercâmbios bilaterais diferente do que um sistema com restrições de fluxo de potência ativa e a influência de todas as restrições resultam em novos fatores K_{uo} para as linhas de transmissão.

4.5 - RESUMO DO CAPÍTULO

Este capítulo contempla a aplicação e análise da metodologia definida no capítulo 3. Foram definidos 3 diferentes sistemas de transmissão, sendo um de 5 barras, outro de 14 barras e o último de 24 barras. Em ambos os sistemas foram realizadas simulações considerando as duas abordagens propostas e com uma condição de carga definida. Somente no sistema de 5 barras foram consideradas duas condições de carga.

Analisando os sistemas de 5 barras e o de 14 barras, percebe-se que existem barras de carga que são atendidas radialmente, isto é, quando ocorre a indisponibilidade da linha de transmissão que conecta essa barra ao restante do sistema acarreta em corte de carga na barra. Em ambos os sistemas, essa linha de interligação foi a que obteve o maior valor de K_{uo} . Fato razoável, uma vez que o que se espera de um sistema é o contínuo fornecimento de energia elétrica.

O sistema de 24 barras, o mais malhado, não possui essa característica, porém as linhas que ocasionavam a maior variação do uso do sistema, ΔU , obtiveram também os maiores valores de K_{uo} , assim como nos sistemas de 5 e 14 barras. Em todos os sistemas ficou evidenciado para o cálculo de K_{uo} a forte relação entre a variação causada no uso do sistema ΔU e o uso da linha que se tornou indisponível UL_k .

Por fim, foram realizadas simulações considerando um sistema de 5 barras, com mudanças de posicionamento entre uma barra de carga e uma de geração, e com restrições de fluxo de potência em uma das linhas. Percebeu-se que a inserção da restrição de fluxo na linha mudou a configuração dos despachos das unidades geradoras, de forma que fosse mantido o atendimento a toda carga. Essa mudança influenciou diretamente nas relações bilaterais entre as gerações e cargas, os GD_{ij} . Como os intercâmbios bilaterais influenciam diretamente no cálculo dos usos das linhas de transmissão UL_k , foram obtidos valores diferentes para o fator K_{uo} nas situações com e sem restrição.

Em suma, toda a análise é feita em cima da configuração atual do sistema e quando o mesmo é alterado, seja pelas demandas e gerações de carga ou pelas características elétricas do sistema, os resultados obtidos para o fator multiplicador K_{uo} também são alterados, já que este fator é produto de todas essas características.

5 - CONSIDERAÇÕES GERAIS

Neste capítulo será visto de forma geral o desempenho das duas abordagens propostas nos capítulos anteriores, além da comparação do modelo proposto com o da Resolução Normativa nº 270/2007. Por fim, serão levantadas algumas características do modelo proposto juntamente com a característica do Sistema Interligado Nacional.

5.1 - DEFINIÇÃO DA ABORDAGEM A SER APLICADA

Durante a execução das simulações foi possível observar que todas elas, sem exceção, foram realizadas considerando as duas abordagens propostas. A primeira abordagem leva em consideração que:

$$U_A = \sum_{k=1}^n UL_k \quad (\text{MW}) \quad (3.3)$$

Ou seja, o uso do sistema em condições normais de operação é dado pelo somatório de todas as linhas de transmissão do sistema. Já a segunda abordagem é dada por:

$$U_{A-1} = \sum_{k=1}^{n-1} UL_k \quad (\text{MW}) \quad (3.9)$$

Nesse caso, o uso do sistema em condições normais de operação é dado pelo somatório de todas as linhas de transmissão menos o uso daquela linha que virá a se tornar indisponível.

Ao longo das análises dos resultados encontrados nas diversas topologias de rede estudadas, pôde-se verificar uma indesejável variação nos resultados obtidos da primeira abordagem em relação a segunda. Apesar das duas abordagens apresentarem o mesmo resultado quanto às linhas de transmissão mais importantes do sistema, a segunda abordagem se mostra mais adequada pelo fato de se comparar o mesmo objeto, a mesma quantidade de linhas, antes e depois de qualquer indisponibilidade.

É bastante intuitivo pensar que após a indisponibilidade de uma linha de transmissão, o uso do sistema U_D deverá ser maior que o U_A pelo fato da energia que era transmitida por determinada linha de transmissão ser agora distribuída entre todas as outras linhas. Devem ser desconsiderado todos os casos em que ocorra corte de carga, pois nesses casos existe alteração na energia demandada e gerada.

Ao analisar todas as figuras da primeira abordagem referentes ao U_D x U_A percebe-se claramente que o U_D não é sempre maior que o U_A nos casos de indisponibilidades. Há casos em que o U_D é menor que o U_A . Esse fato contra intuitivo é ocasionado, como já foi dito, por se comparar quantidades de linhas diferentes antes e depois de uma indisponibilidade, n com n-1.

Na segunda abordagem, com exceção dos casos em que ocorre corte de carga, percebe-se nas figuras apresentadas, considerando todas as topologias de rede estudadas, que o U_D é quase sempre, à exceção de um caso, maior do que o U_{A-l} . É fácil analisar na segunda abordagem o efeito direto causado pela indisponibilidade de uma linha de transmissão no uso do sistema, justamente por se comparar as mesmas linhas antes e depois de uma indisponibilidade.

Em face disso, foi notado no decorrer das análises uma estabilidade e uma coerência maior nos resultados obtidos para a segunda abordagem do que para a primeira. A tabela 5.1 a seguir traz a média e o desvio padrão do fator multiplicador K_{uo} para todos os casos estudados.

Tabela 5.1 – Média e Desvio Padrão de Kuo.

SISTEMA		Média do Kuo	Desvio Padrão do Kuo
SISTEMA 5 BARRAS 1ª Condição de Carga	1ª Abordagem	77,68	123,71
	2ª Abordagem	131,43	60,32
SISTEMA 5 BARRAS 2ª Condição de Carga	1ª Abordagem	77,61	111,25
	2ª Abordagem	128,23	53,80
SISTEMA 14 BARRAS	1ª Abordagem	73,90	116,73
	2ª Abordagem	119,90	100,19
SISTEMA 24 BARRAS	1ª Abordagem	48,11	34,90
	2ª Abordagem	120,24	55,99

Em relação as médias, observa-se que elas foram superiores na segunda abordagem do que em relação a primeira. Isso ocorreu pela diferença de tratamento das duas abordagens, onde a primeira abordagem compara quantidades diferentes de linhas de transmissão no cálculo do uso do sistema. Destaca-se a proximidade dos valores médios para K_{uo} com o valor estipulado para $K_o=100$, no primeiro ano de aplicação da Resolução n° 270/2007.

A diferença das abordagens nos resultados são melhores entendidas quando são observados os desvios padrão do fator K_{uo} . A primeira abordagem traz maiores valores de desvio padrão, ou seja, os valores estão oscilando mais em relação a média obtida.

Acontece que no sistema de 24 barras o desvio padrão para a primeira abordagem foi menor que para a segunda. Esse fato reflete que para aquela topologia de rede e condição de carga, o desvio padrão foi menor, mas a inserção das distorções acontece do mesmo jeito do que para as outras topologias. Entende-se por inserção de distorção, os valores de ΔU que são gerados quando se comparam quantidades diferentes de linhas de transmissão no cálculo do uso do sistema.

De modo geral, a segunda abordagem do problema gera valores de K_{uo} coerentes com a realidade do sistema no qual está inserido e dá uma maior confiabilidade no efeito causado ao sistema pela indisponibilidade de uma das linhas de transmissão.

5.2 - COMPARAÇÃO DO MODELO PROPOSTO COM O DA RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 270/07

O objetivo de se estudar uma metodologia alternativa para o cálculo da Parcela Variável por Indisponibilidade – PVI é que a fórmula aplicada hoje, através da Resolução Normativa n° 270/07 e através dos Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão, não traz nenhuma diferença quanto às linhas de transmissão do sistema.

A fórmula atual da PVI estabelece apenas uma sinalização econômica para as concessionárias de transmissão quando as suas Funções de Transmissão não estão prestando o serviço adequadamente, ou seja, estão indisponíveis para a operação.

A nova fórmula proposta no trabalho tenta introduzir a importância da linha de transmissão no sistema no momento que ocorre uma indisponibilidade. Em adição, essa nova fórmula tenta além de introduzir a importância elétrica representar um sinal econômico nos padrões do que já vem sendo aplicado no setor elétrico. A união desses dois fatores é visualmente percebida pelo novo fator multiplicador proposto para outros desligamentos, K_{uo} .

$$K_{uo_K}^{\Delta} = K_{u_K} * K_O = \frac{|U_{A-l} - U_D|}{UL_K} * K_O \quad (3.11)$$

Vale lembrar que o fator K_O foi definido na Resolução Normativa n° 270/07 como sendo 100 para o primeiro ano de aplicação da Resolução e 150 no segundo ano de aplicação da Resolução.

Considerando a média obtida dos valores de K_{uo} de acordo com a tabela 5.1, analisando somente a segunda abordagem, nota-se que a média de K_{uo} oscilou entre 120 e 130 nas três topologias de rede adotadas e que os desvios padrão oscilaram entre 50 e 100, aproximadamente.

Como esses valores estão girando perto do valor estipulado para K_O ($K_O=100$) garante-se que o equilíbrio econômico da empresa não seja afetado pela nova metodologia aplicada.

A tabela 5.2 a seguir mostra o percentual da RAP – Receita Anual Permitida que é descontado pelo tempo de indisponibilidade de uma linha de transmissão, considerando 5 valores de K_{uo} . Esses valores utilizados foram os mais encontrados nas simulações realizadas nos diversos sistemas. Os resultados mostrados consideram o mês padrão de 30 dias.

Tabela 5.2 – Desconto percentual da RAP.

DVOD(h)	% da RAP				
	K_{uo} 15	K_{uo} 50	K_{uo} 100	K_{uo} 150	K_{uo} 200
0	0	0	0	0	0
0,5	0,087	0,289	0,579	0,868	1,157
1	0,174	0,579	1,157	1,736	2,315
1,5	0,260	0,868	1,736	2,604	3,472
2	0,347	1,157	2,315	3,472	4,630
2,5	0,434	1,447	2,894	4,340	5,787
3	0,521	1,736	3,472	5,208	6,944
3,5	0,608	2,025	4,051	6,076	8,102
4	0,694	2,315	4,630	6,944	9,259
4,5	0,781	2,604	5,208	7,813	10,417
5	0,868	2,894	5,787	8,681	11,574
5,5	0,926	2,952	5,845	8,739	11,632
6	0,984	3,010	5,903	8,797	11,690
6,5	1,042	3,068	5,961	8,855	11,748
7	1,099	3,125	6,018	8,912	11,805
7,5	1,157	3,183	6,076	8,970	11,863
8	1,215	3,241	6,134	9,028	11,921
8,5	1,273	3,299	6,192	9,086	11,979
9	1,331	3,357	6,250	9,144	12,037
9,5	1,389	3,415	6,308	9,202	12,095
10	1,447	3,473	6,366	9,260	12,153
10,5	1,505	3,531	6,424	9,318	12,211
11	1,562	3,588	6,481	9,375	12,268
11,5	1,620	3,646	6,539	9,433	12,326
12	1,678	3,704	6,597	9,491	12,384
12,5	1,736	3,762	6,655	9,549	12,442

Procurou-se dar destaque a coluna com $K_{uo}=100$, pois é esse valor que está presente na Resolução Normativa nº 270/07 e constante para todas as linhas de transmissão. Nessa tabela por exemplo, se uma linha de transmissão ficasse indisponível por 7 horas, e

dependendo da sua importância, associada ao seu uso, ela sofreria um valor de PVI que poderia variar entre 1,099% até 11,805 % da sua Receita Anual Permitida.

Esses resultados podem ser melhores visualizados pela figura 5.1 a seguir.

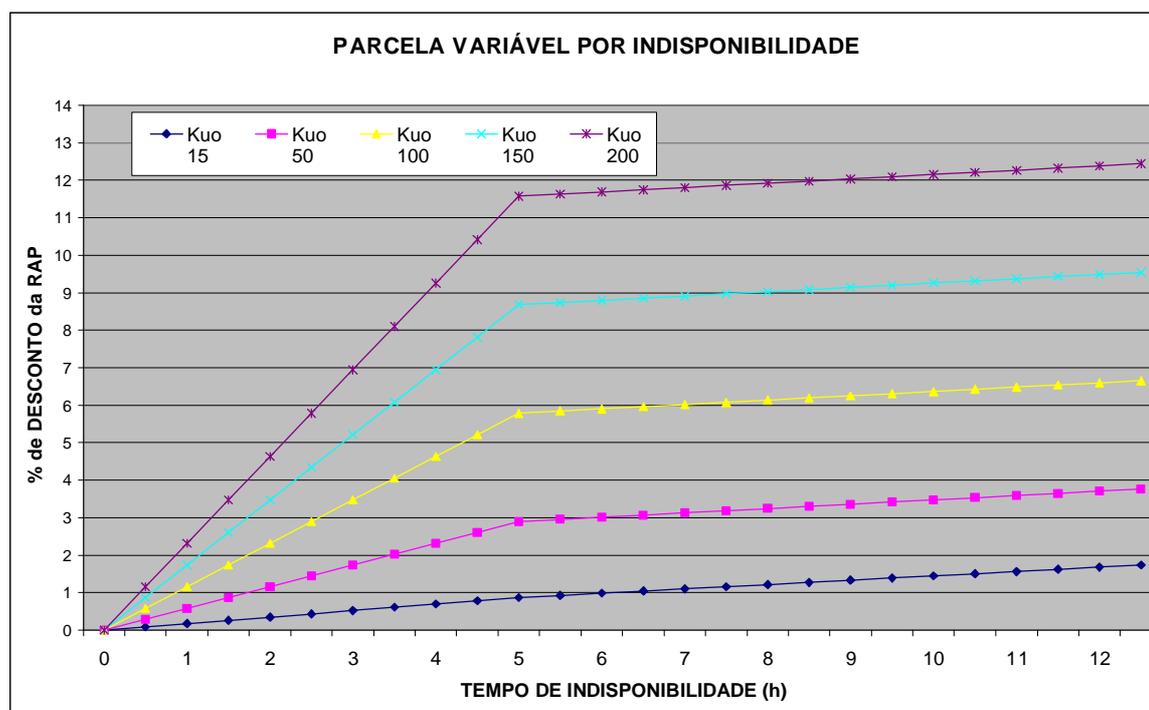


Figura 5.1 – Percentual de desconto da RAP em função do tempo de indisponibilidade.

A linha amarela da figura 5.1 representa hoje o comportamento que todas as linhas do sistema têm quando as mesmas se tornam indisponíveis para a operação. No método proposto, esse comportamento vai variar dependendo da importância da linha de transmissão no momento da sua indisponibilidade. As demais curvas constantes na figura 5.1 podem representar o comportamento de uma determinada linha de transmissão. A idéia, representada na figura acima, é que as linhas de transmissão mais importantes sofram mais com o desconto pela PVI e as menos importantes sofram menos com a PVI.

Ainda observando a figura 5.1, nota-se que em todas as curvas a partir da quinta hora a inclinação da reta diminui e permanece constante até o final. Isso ocorre porque de acordo com a fórmula da PVI da Resolução Normativa nº 270/07, e que não foi alterado nesse estudo, o valor do fator multiplicador para outros desligamentos *Kuo* após o 300º minuto,

ou 5 horas, é reduzido para K_p , que é igual a 6,67 no primeiro ano e 10 no segundo ano de aplicação da referida resolução.

Para os sistemas estudados os fatores K_{uo} se comportaram dentro do esperado e poderiam representar a importância de cada linha de transmissão no sistema no momento da sua indisponibilidade.

5.3 - CARACTERÍSTICAS DO MODELO PROPOSTO

5.3.1 - Condição N-1

Toda metodologia e desenvolvimento do modelo proposto foi baseado em um fluxo de carga linear, na indisponibilidade de somente uma linha de transmissão por vez e sempre com o sistema operando completo no momento da indisponibilidade.

A aplicação desse método vale para indisponibilidades tipo n-1, ou seja, só é considerado a indisponibilidade de uma linha por vez. Contudo, é a configuração do sistema no momento de uma indisponibilidade que é utilizada para o cálculo do uso do sistema U_{A-1} , independentemente se o sistema analisado está operando com todas as linhas ou não. O importante é retratar a condição de operação do sistema antes e imediatamente após a ocorrência de uma indisponibilidade na linha de transmissão.

5.3.2 - Situações N-2

Todo e qualquer sistema está sujeito a indisponibilidades de uma ou mais linhas de transmissão, simultaneamente. Uma visualização fácil da ocorrência desses eventos é, por exemplo, a queda de torres de circuito duplo. Essas situações podem ser ocasionadas por vários motivos como sabotagem, fenômenos naturais, vandalismo, falha de manutenção dos equipamentos que compõem a Função Transmissão, entre outros.

A Resolução Normativa n° 270/07 quando fixa um valor de K_o para todas as linhas está automaticamente cobrindo todos esses casos passíveis de ocorrer. No estudo proposto e para tentar se contornar esse problema existem duas soluções.

A primeira delas e mais simples, impõe que quando da ocorrência da indisponibilidade de mais de uma linha de transmissão, todas assumam o fator multiplicador K_{uo} como sendo o próprio K_o , ou seja, um valor pré-definido e constante. Essa definição poderia ser justificada pelo fato de que essas ocorrências são difíceis de acontecerem, e portanto teriam um fator multiplicador definido.

O segundo método e talvez o mais coerente com a idéia do trabalho apresentado, seria continuar a calcular o uso do sistema antes das indisponibilidades U_{A-l} e também o uso do sistema após as indisponibilidades U_D . A partir daí tem-se a variação do uso do sistema ΔU dado pela diferença dos usos antes e depois das indisponibilidades. A diferença para o cálculo do fator uso K_u seria que a variação do uso ΔU seria dividida pela soma dos usos individuais das linhas de transmissão que se tornaram indisponíveis. Por esse método as linhas que se tornaram indisponíveis simultaneamente também sofreriam com o mesmo valor para K_{uo} , mas que esse seria fruto da perturbação que as mesmas causariam ao sistema. A equação a seguir representa a proposta.

$$K_{uo_K} = K_{u_K} * K_o = \frac{|U_{A-l} - U_D|}{\sum_K U_{L_K}} * K_o \quad (5.1)$$

5.3.3 - Características do Sistema Interligado Nacional

Ao longo de todo o trabalho pode-se verificar que somente em duas simulações de indisponibilidade ocorreram corte de carga. No sistema com 5 barras devido a indisponibilidade da linha 1, conectando as barras 1 e 2, e no sistema de 14 barras devido a indisponibilidade da linha 14, conectando as barras 7 a 8.

Comparando os resultados obtidos nas simulações com o sistema real, depara-se com características bem parecidas às simuladas. O Sistema Interligado Nacional - SIN é conhecido hoje por ser um sistema extremamente robusto capaz de suportar as mais diversas perturbações ocorridas no sistema.

Uma prova disso é que o Operador Nacional do Sistema Elétrico tem divulgado no seu site na internet alguns gráficos que mostram os indicadores de desempenho do SIN.

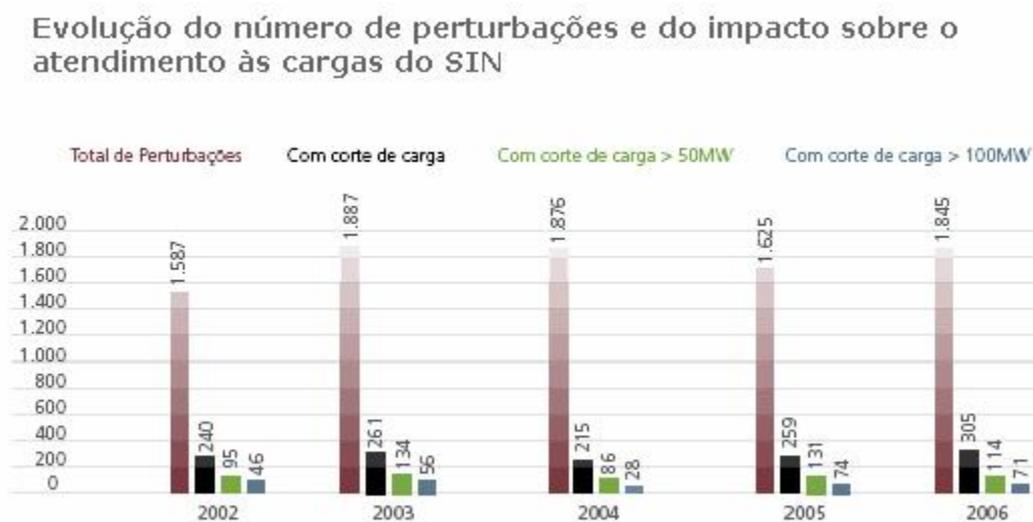


Figura 5.2 – Desempenho do SIN [8].

Analisando somente o ano de 2006, percebe-se que de um total de 1845 perturbações, apenas 305 ocasionaram corte de carga, ou seja, apenas 16,5% das perturbações. Dessas 305 perturbações, 114 com corte de carga maior que 50 MW e 71 com corte de carga maior que 100 MW.

De acordo com o Procedimento de Rede do ONS, Módulo 20 – “Glossário de Termos Técnicos” define-se perturbação como: “ocorrência no SIN caracterizada pelo desligamento forçado de um ou mais componentes, acarretando quaisquer das seguintes conseqüências: corte de carga, desligamento de outros componentes do sistema, danos em equipamentos ou violação de limites operativos”.

Cabe ressaltar que as perturbações englobam as várias Funções de Transmissão - FT existentes como Linhas de Transmissão, Transformação, Reator, Compensador Estático, Banco de Capacitor entre outros. Se considerar as perturbações somente nas linhas de transmissão, o percentual de ocorrências com corte de carga tende a diminuir ainda mais.

6 - CONCLUSÕES

A Resolução Normativa n° 270, de 26 de junho de 2007, publicada pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, estabelece uma fórmula para aplicação de desconto quando a Função Transmissão – Linha de Transmissão encontra-se indisponível para operação, a PVI – Parcela Variável por Indisponibilidade. Essa fórmula produz o mesmo efeito econômico, pelo mesmo tempo de indisponibilidade, para todas as linhas de transmissão existentes no sistema.

De acordo com a metodologia e análise apresentadas, verifica-se que é possível melhorar o sinal econômico, atribuindo valores de PVI diferentes para linhas diferentes, isto é, associar tanto o fator econômico e a importância de uma linha de transmissão, pertencente a um sistema elétrico, com o valor de PVI a ser descontado da sua RAP. Linhas de transmissão mais importantes sofreriam um maior desconto enquanto que as linhas de transmissão menos importantes sofreriam um desconto menor na RAP.

A importância de cada linha de transmissão foi associada ao seu uso no sistema elétrico. Na verdade, a importância de determinada linha de transmissão foi definida com sendo a relação entre a variação do uso do sistema, causada pela sua indisponibilidade, e o seu uso, antes da linha se tornar indisponível.

Com relação aos resultados obtidos no capítulo 4, o método se mostrou bastante satisfatório em relação a obtenção dos novos fatores multiplicadores para outros desligamentos K_{uo} . Os resultados para o fator K_{uo} oscilaram dentro do esperado, isto é, em torno do que estabelece a Resolução Normativa n° 270/07, que visa somente a questão econômica da indisponibilidade, sem retratar a parte elétrica. A tabela 5.1 resume todos os dados obtidos.

Além disso, os valores obtidos para K_{uo} representaram a importância de cada linha de transmissão no sistema que esta inserida, quando, por exemplo, penaliza a linha que ocasionava corte de carga com o maior valor de K_{uo} e conseqüentemente um maior valor de PVI.

Ficou evidente também que a segunda abordagem proposta se mostra mais coerente, com resultados mais significativos, do que a primeira abordagem. Apesar de ambas indicarem as mesmas linhas como sendo as mais importantes do sistema analisado, a primeira abordagem carrega em seu método de comparação dos usos do sistema uma condição imprecisa quando não compara a mesma quantidade de linhas de transmissão no cálculo dos usos do sistema. Esse fato representou diferenças significativas no valor do fator K_{uo} em algumas das linhas dos sistemas estudados, quando comparado com a primeira abordagem.

Todas as simulações realizadas foram executadas considerando uma condição de carga aleatória. Isso mostra que a importância de cada linha de transmissão está associada com o momento em que se analisa o sistema, ou melhor, no momento em que ocorre uma indisponibilidade, uma fotografia do sistema. Desse modo, uma linha considerada menos importante para o sistema pode vir a se tornar a linha mais importante do sistema em um outro patamar de carga, dependendo da configuração de geração e carga nas barras do sistema, ou seja dos novos intercâmbios bilaterais que serão formados.

Conclui-se, por este estudo, que, como esperado, o método proposto para a aplicação da PVI pode ser também em função da importância da linha de transmissão sem prejudicar a parte econômica da empresa. A figura 5.1 mostra o comportamento de alguns valores para K_{uo} com o tempo e em todos eles o equilíbrio econômico financeiro da concessionária de transmissão é respeitado.

6.1 - TRABALHOS FUTUROS

Visando a continuação do presente trabalho em estudos futuros, sugere-se, primeiramente, um estudo mais aprofundado do fator multiplicador para outros desligamentos, K_o . É preciso determinar com maior precisão o impacto econômico sentido pelas concessionárias de transmissão quando é aplicado este fator multiplicativo na fórmula da PVI. É preciso também ter um melhor conhecimento de sua origem e uma melhor percepção de seus resultados, já que a Resolução Normativa n° 270/2007 entrou em vigor efetivamente em junho de 2008.

Outra sugestão para trabalhos futuros é que ao invés de se obter valores de K_{uo} continuamente no tempo, isto é, para cada instante em que o sistema é analisado, podem-se definir patamares de carga durante o dia e para cada dia da semana e relacionar os fatores K_{uo} com cada um desses patamares de carga.

Uma última sugestão e talvez a mais complexa delas é a incorporação de novos fatores para a determinação do grau de importância de uma linha de transmissão. O método aplicado no estudo relaciona a importância da linha com o seu uso. Podem ser levadas outras condicionantes como outro método de cálculo do uso da linha, como a variação de tensão nas barras em que a linha se conecta, a variação de frequência sentida pelo sistema quando ocorre a indisponibilidade de uma linha, entre outros. Pode-se fazer uma ponderação dos vários fatores, tanto do uso, quanto da tensão e quanto da frequência para a determinação da importância de uma determinada linha inserida em um sistema elétrico.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] – "RESOLUÇÃO ANEEL Nº 270, de 26 de junho de 2007".

Disponível em:

<http://www.aneel.gov.br>

Acesso em: 15 de julho de 2007.

[2] – "RESOLUÇÃO ANEEL Nº 191, de 12 de dezembro de 2005".

Disponível em:

<http://www.aneel.gov.br>

Acesso em: 08 de setembro de 2007.

[3] – GALIANA, F. D., CONEJO, A. J., GIL, H. A., "Transmission Network Cost Allocation Based on Equivalent Bilateral Exchanges"- Paper IEEE.

[4] – "NOTA TÉCNICA Nº 029/2007-SRT/ANEEL, de 25 de junho de 2007".

[5] – "NOTA TÉCNICA Nº 011/2007-SRT/ANEEL, de 07 de março de 2007".

[6] – "NOTA TÉCNICA Nº 016/2005-SRT/ANEEL, de 15 de julho de 2005".

[7] – "LEI Nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996".

Disponível em:

<http://www.aneel.gov.br>

Acesso em: 10 de abril de 2006.

[8] – OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS) – "Indicadores de Qualidade da Operação".

Disponível em:

http://www.ons.org.br/indicadores_desempenho/qualidade_operacao.aspx

Acesso em: 27 de maio de 2008.

[9] – OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS) – "Procedimento de Rede – Módulo 20 – Glossário de Termos Técnicos".

Disponível em:

http://www.ons.org.br/download/procedimentos/Submódulo%2020.1_v9.0.pdf

Acesso em: 09 de fevereiro de 2008.

[10] – OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS) – “Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão”.

Disponível em:

http://www.ons.org.br/download/administracao_transmissao/contratos/CPST_Modelo_07_Nov07.pdf

Acesso em: 16 de agosto de 2008.

[11] – FUCHS, C. I.,(2007). “Impactos Causados pela Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica”. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica. PPGENE.DM 321/07, Dezembro de 2007. Universidade de Brasília - UnB.

[12] – MAT LAB 7.0 – Documentação de suporte técnico disponível na versão 7.0.

[13] – ANDERSON P.M., FOUAD A.A. “Power System Control and Stability”.IEEE Press Power System Engineering; Second Edition.

APÊNDICE

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 270 DE 26 DE JUNHO DE 2007

Estabelece as disposições relativas à qualidade do serviço público de transmissão de energia elétrica, associada à disponibilidade das instalações integrantes da Rede Básica, e dá outras providências.

(*) Vide alterações e inclusões no final do texto

Nota Técnica

Relatório

Voto

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto nos arts. 6º, 29, incisos II, VII e X, e 31, incisos I e IV, da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, no art. 25, §§ 1º e 2º, da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, com base nos arts. 4º, incisos XV e XVI, 12, inciso I, e 17, § 3º, Anexo I, do Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997, no art. 1º do Decreto nº 4.932, de 23 de dezembro de 2003, com redação dada pelo Decreto nº 4.970, de 30 de janeiro de 2004, nas Resoluções nº 247, de 13 de agosto de 1999, e nº 281, de 1º de outubro de 1999, o que consta do Processo nº 48500.005637/02-31, e considerando que:

em função da Audiência Pública nº 043/2005, realizada no dia 23 de março de 2006, foram recebidas sugestões de diversos agentes do setor de energia elétrica, bem como da sociedade em geral, que contribuíram para o aperfeiçoamento deste ato regulamentar, resolve:

Art. 1º Estabelecer as disposições relativas à qualidade do serviço público de transmissão de energia elétrica, associada à disponibilidade das instalações integrantes da Rede Básica que compõem o Sistema Interligado Nacional - SIN.

Art. 2º Para os fins e efeitos desta Resolução ficam estabelecidos os seguintes termos e respectivas definições:

I - Adicional à RAP: valor a ser adicionado à Receita Anual Permitida - RAP estabelecido pela ANEEL como incentivo à melhoria da disponibilidade das instalações de transmissão, tendo como referência a receita da Parcela Variável Por Indisponibilidade;

II - Ampliação: implantação de instalação de transmissão resultante de processo licitatório para outorga de uma nova concessão;

III - Aproveitamento de Desligamento: intervenção em uma Função Transmissão desenergizada em consequência do desligamento para intervenção em uma outra Função Transmissão;

IV - Atraso na Entrada em Operação: atraso na data de entrada em operação comercial de uma nova Função Transmissão estabelecida no contrato de concessão ou em resolução da ANEEL, por motivo direta ou indiretamente imputável à concessionária de transmissão;

Fl. 2 da Resolução Normativa nº 270, de 26 de junho de 2007.

V - Desligamento Programado: indisponibilidade de uma Função Transmissão, programada antecipadamente em conformidade com o estabelecido nos Procedimentos de Rede;

VI – Família de Equipamento: conjunto de equipamentos de uma Função Transmissão, que apresenta homogeneidade nos indicadores característicos de desempenho e que cumpre função análoga no sistema elétrico, conforme identificado na tabela do item 1 do Anexo desta Resolução;

VII – Função Transmissão – FT: conjunto de instalações funcionalmente dependentes, considerado de forma solidária para fins de apuração da prestação de serviços de transmissão, compreendendo o equipamento principal e os complementares, conforme estabelecido na Resolução Normativa nº 191, de 12 de dezembro de 2005;

VIII - Intervenção de urgência: intervenção solicitada com antecedência inferior a 24 (vinte e quatro) horas, com relação ao horário do desligamento, ou com antecedência entre 24 (vinte e quatro) horas e 48 (quarenta e oito) horas, com relação ao horário do desligamento e sem que seja possível ao ONS programar as condições operativas do SIN;

IX - Melhoria: instalação, substituição ou reforma de equipamentos visando manter a regularidade, continuidade, segurança e atualidade do serviço público de transmissão de energia elétrica, nos termos da Resolução Normativa nº 158, de 23 de maio de 2005;

X - Módulo de Controle: dispositivo de controle de equipamento de compensação reativa, que atua como elemento adicional no desempenho dinâmico de sistemas elétricos;

XI - Outros Desligamentos: qualquer indisponibilidade de uma FT não considerada como Desligamento Programado;

XII - Padrão de Duração de Desligamento: duração máxima admissível de Desligamentos Programados ou de Outros Desligamentos de uma FT no período contínuo móvel de doze meses, até a qual não se aplica o desconto da Parcela Variável Por Indisponibilidade;

XIII - Padrão de Frequência de Outros Desligamentos: número máximo admissível de Outros Desligamentos de uma FT, no período contínuo móvel de doze meses, até o qual não se aplica a penalidade associada à frequência;

XIV – Pagamento Base – PB: parcela equivalente ao duodécimo da RAP associada à plena disponibilização das instalações de transmissão que compõem uma FT, nos termos da Resolução Normativa nº 191, de 2005;

XV - Parcela Variável Por Indisponibilidade – PVI: parcela a ser deduzida do Pagamento Base por Desligamentos Programados ou Outros Desligamentos decorrentes de eventos envolvendo o equipamento principal e/ou os complementares da FT, de responsabilidade da concessionária de transmissão, consideradas as exceções e as condições definidas nesta Resolução;

XVI - Parcela Variável Por Restrição Operativa Temporária – PVRO: parcela a ser deduzida do Pagamento Base por restrição operativa temporária existente na FT, de responsabilidade da concessionária de transmissão, que resulte na redução da(s) capacidade(s) operativa(s) da própria FT;

Fl. 3 da Resolução Normativa nº 270, de 26 de junho de 2007.

XVII - Percentil de 25% da Duração de Desligamento: valor da duração de Desligamento Programado ou de Outros Desligamentos, correspondente à posição do primeiro quartil da distribuição estatística da duração de desligamento das FT;

XVIII - Período Noturno: intervalo de tempo entre o horário do crepúsculo e do amanhecer, conforme disposto nos Procedimentos de Rede; e

XIX - Reforço: implementação de novas instalações de transmissão, substituição ou adequação em instalações existentes, nos termos da Resolução Normativa nº 158, de 2005.

Art. 3º Aplica-se esta Resolução às Funções Transmissão integrantes de concessão não decorrente de licitação e as autorizadas a esta concessão até a data de publicação desta Resolução.

§ 1º Para as Funções Transmissão integrantes de concessão decorrente de licitação realizada até a data de publicação desta Resolução e as autorizadas a esta concessão, serão aplicados os dispositivos desta Resolução, observando-se a legislação pertinente, à exceção ao disposto em relação ao Adicional à RAP, aos Padrões de Duração de Desligamento, aos fatores K_o e K_p conforme definidos na tabela do Anexo e ao art. 7º desta Resolução.

§ 2º Para as Funções Transmissão a serem licitadas ou autorizadas a partir da data de publicação desta Resolução, não se aplicarão os dispositivos em relação ao Adicional à RAP e aos Padrões de Duração de Desligamento, podendo as disposições referentes ao art. 7º desta Resolução e aos fatores K_o e K_p serem ajustadas nos respectivos editais de licitação ou resoluções autorizativas.

DA QUALIDADE DO SERVIÇO

Art. 4º A qualidade do serviço público de transmissão de energia elétrica será medida com base na disponibilidade e na capacidade plena das FT, sendo estas consideradas indisponíveis quando ocorrer Desligamento Programado ou Outros Desligamentos ou Atraso na Entrada em Operação.

Art. 5º O Pagamento Base de uma FT estará sujeito a desconto da Parcela Variável Por Indisponibilidade e da Parcela Variável Por Restrição Operativa Temporária.

Art. 6º O período de Atraso na Entrada em Operação de uma FT, a ser apurado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, a partir da zero hora do dia subsequente à data estabelecida, será considerado como indisponibilidade por Atraso na Entrada em Operação, resultando em desconto no correspondente Pagamento Base, conforme critérios estabelecidos no art. 11 desta Resolução.

Art. 7º Quando uma FT- Linha de Transmissão contiver equipamentos integrantes de mais de uma concessão de transmissão, aplicar-se-ão a essa FT os dispositivos desta Resolução, sendo os descontos das parcelas variáveis da FT imputados às concessionárias de transmissão responsáveis pelos eventos associados a tais descontos, cabendo ao ONS coordenar a apuração dos referidos eventos.

Parágrafo único. O ONS deverá encaminhar anualmente à ANEEL um relatório técnico de desempenho das FT descritas no “caput”, referindo-se, no mínimo, ao número, duração e responsabilidade dos desligamentos e das restrições operativas temporárias, bem como dos descontos das parcelas variáveis associadas, ocorridos no período.

DA APLICAÇÃO DOS DESCONTOS

Fl. 4 da Resolução Normativa nº 270, de 26 de junho de 2007.

Art. 8º O Padrão de Duração de Desligamento e o Padrão de Frequência de Outros Desligamentos estão estabelecidos na tabela do item 1 do Anexo desta Resolução.

Parágrafo único. Quando a soma das durações dos desligamentos de uma FT, apuradas no período contínuo de doze meses anteriores ao da ocorrência, incluindo este, ultrapassar o correspondente Padrão de Duração de Desligamento, caberá a aplicação de desconto da PVI calculada de acordo com a expressão definida no item 3 do Anexo desta Resolução.

Art. 9º O valor do desconto da Parcela Variável Por Restrição Operativa Temporária será o resultante da multiplicação do Pagamento Base, expresso em moeda corrente nacional por minuto, pelo somatório do produto da redução proporcional da capacidade operativa de longa e de curta duração da FT pela duração das restrições operativas, expressa em minutos.

Parágrafo único. Será considerada a redução da capacidade operativa de curta duração e de longa duração da FT, em relação ao valor contratado, independentemente da necessidade operacional do sistema, observando-se a exceção disposta no art. 38 desta Resolução.

Art. 10. A Parcela Variável Por Indisponibilidade e a Parcela Variável Por Restrição Operativa Temporária serão calculadas em função do Pagamento Base da FT relativo ao mês de início da ocorrência do evento.

Art. 11. Sem prejuízo da aplicação das penalidades previstas na Resolução Normativa nº 63, de 12 de maio de 2004, o valor do desconto relativo ao período de Atraso na Entrada em Operação de uma FT, de que trata o art. 6º desta Resolução, será calculado e aplicado à concessionária de transmissão de acordo com os seguintes critérios:

I - o período de atraso será apurado em base mensal, limitado em 90 (noventa) dias para efeito de desconto;

II - o valor por dia de atraso nos primeiros 30 (trinta) dias corresponderá ao valor "pro rata-dia" do Pagamento Base da FT;

III - o valor por dia de atraso no período entre o 31º (trigésimo primeiro) dia e o 90º (nonagésimo) dia, corresponderá a 25% (vinte e cinco por cento) do valor "pro rata-dia" do Pagamento Base da FT; e

IV - o valor total do desconto será aplicado após o primeiro mês da entrada em operação da FT e rateado nos quatro meses subsequentes, conforme detalhamento estabelecido nos Procedimentos de Rede.

Art. 12. A aplicação do desconto das parcelas variáveis estará condicionada aos seguintes limites:

I - o desconto referente à soma dos valores da Parcela Variável Por Indisponibilidade e da Parcela Variável Por Restrição Operativa Temporária de cada FT, dentro do mês de apuração, estará limitado a 50% (cinquenta por cento) do valor do Pagamento Base da FT, deslocando-se para o(s) mês(es) subsequente(s) o saldo que restar;

Fl. 5 da Resolução Normativa nº 270, de 26 de junho de 2007.

II - o desconto referido no inciso anterior, para o período contínuo de doze meses anteriores ao da apuração, incluindo este, estará limitado a 25% (vinte e cinco por cento) do somatório dos Pagamentos Base da FT no mesmo período;

III - para a FT de que trata o art. 7º desta Resolução, o desconto referente à soma dos valores da PVI e da PVRO imputado à concessionária de transmissão acessada, para o período contínuo de doze meses anteriores ao da apuração, incluindo este, estará limitado a 50% (cinquenta por cento) do somatório dos Pagamentos Base associados aos equipamentos de sua propriedade, integrantes da respectiva FT, neste mesmo período; e

IV - o desconto referente aos valores das PVI e das PVRO de todas as FT de uma concessão, no período de que trata o inciso II, estará limitado a 12,5% (doze e meio por cento) do valor da RAP da concessão, correspondente ao mesmo período.

Parágrafo único. Alcançando-se um dos limites dos descontos definidos nos incisos II, III e IV, a concessionária de transmissão estará sujeita à penalidade de multa, aplicada nos termos da Resolução Normativa nº 063, de 12 de maio de 2004, entre outras previstas na legislação e no contrato de concessão.

DOS CRITÉRIOS GERAIS PARA A APURAÇÃO DAS PARCELAS VARIÁVEIS

Art. 13. As parcelas variáveis serão apuradas pelo ONS nos termos desta Resolução e dos Procedimentos de Rede, compondo a Apuração Mensal de Serviços e Encargos de Transmissão, relacionada a cada concessionária.

§ 1º A PVI e a PVRO serão apuradas até o 15º (décimo quinto) dia útil do mês subsequente à ocorrência dos respectivos eventos, sendo os correspondentes descontos realizados a partir do mês seguinte, conforme critérios estabelecidos nos Procedimentos de Rede.

§ 2º O prazo limite para a apuração poderá, excepcionalmente, ser prorrogado na hipótese de a análise da ocorrência requerer um prazo maior.

Art. 14. Deverão ser considerados, para efeito da apuração da duração de desligamentos e das restrições operativas temporárias, apenas os eventos com duração superior a 1 (um) minuto.

Art. 15. Não será considerada, para efeito de desconto da PVI de uma FT, a ocorrência das situações a seguir detalhadas:

I - desligamento para implantação de Ampliação, Reforço e Melhorias, excetuadas aquelas definidas no inciso III do art. 3º da Resolução Normativa nº 158, de 2005, desde que conste do Programa Mensal de Intervenção definido nos Procedimentos de Rede;

II - desligamento solicitado pelo ONS ou pela concessionária de transmissão por motivo de segurança de terceiros, para realização de serviços ou obras de utilidade pública, e desligamento solicitado pelo ONS por conveniência operativa do sistema;

III - desligamento devido à contingência em outra FT, da própria ou de outra concessionária de transmissão, ou em instalações não integrantes da Rede Básica, excetuados os casos de atuação indevida da proteção e/ou da operação da própria concessionária de transmissão;

Fl. 6 da Resolução Normativa nº 270, de 26 de junho de 2007.

IV - desligamento por atuação de Esquemas Especiais de Proteção ou por motivos sistêmicos, excetuados os casos expostos no inciso anterior;

V - desligamento já iniciado e suspenso por orientação do ONS, em decorrência da necessidade de atendimento à segurança e integridade do sistema;

VI - desligamento ocasionado por ação indevida do ONS;

VII - desligamento por falha na FT em decorrência de alteração no Programa Mensal de Intervenção, de responsabilidade do ONS, com base nos critérios definidos nos Procedimentos de Rede;

VIII - desligamento com duração inferior ou igual a 1 (um) minuto;

IX - o período de até 3 (três) horas iniciais de indisponibilidade de FT - Transformação e Controle de Reativo (Reator), por falha interna ao equipamento principal da FT, desde que seja substituído por equipamento reserva;

X - o período de até 120 (cento e vinte) horas iniciais de indisponibilidade de uma FT - Linha de Transmissão - Cabo Isolado, por falha permanente ocorrida na FT contendo trecho(s) em cabo diretamente enterrado, podendo ser aplicado um período adicional em casos onde a intervenção nos cabos esteja condicionada a atendimento de exigências de órgãos públicos e/ou remanejamento de instalações de terceiros, mediante comprovação pela concessionária por meio de relatório técnico; e

XI - o período necessário ao religamento manual de uma FT - Linha de Transmissão, nos termos das rotinas de recomposição do sistema constantes dos Procedimentos de Rede, com o dispositivo de religamento automático desativado ou não instalado devido a restrições sistêmicas ou por determinação do ONS.

§ 1º Não estando a FT apta a ser energizada, após os desligamentos a que se referem os incisos III e IV e depois do período referido no inciso XI, nos termos das rotinas de recomposição do sistema constantes dos Procedimentos de Rede, aquela será considerada indisponível, adotando-se o período subsequente como Outros Desligamentos.

§ 2º O desligamento ocasionado por ação indevida do ONS será considerado uma Não-Conformidade do operador e motivo de ação fiscalizatória por parte da ANEEL.

§ 3º O cancelamento pela concessionária de transmissão da programação de desligamento de uma FT previamente aprovada pelo ONS, com antecedência inferior a 5 (cinco) dias em relação à data prevista, implicará desconto equivalente a 20% (vinte por cento) do período programado, exceto nos casos em que a concessionária tenha declarado previamente esta possibilidade na solicitação de intervenção, por razões previstas nos Procedimentos de Rede, não sendo este período considerado no cômputo, conforme o disposto no art. 8º desta Resolução.

§ 4º Caso o ONS não viabilize a inclusão ou alteração de desligamento no Programa Mensal de Intervenção, para manutenção de uma FT, ele terá que programá-lo ou reprogramá-lo dentro dos prazos e condições definidos nos Procedimentos de Rede e, caso ocorra evento que cause dano na FT enquanto a manutenção não for realizada por motivo sistêmico e em decorrência da reprogramação por parte do ONS, a concessionária poderá ser ressarcida por este agente.

Fl. 7 da Resolução Normativa nº 270, de 26 de junho de 2007.

§ 5º Para que ocorra o ressarcimento disposto no § 4º, a concessionária deverá comprovar, por meio de relatório técnico, que a não realização ou reprogramação do desligamento para manutenção provocou dano na FT.

§ 6º Nas intervenções classificadas como Desligamento Programado, cuja liberação para a operação ocorra até o final do período programado ou reprogramado, será considerado o período real, excetuando-se os casos de intervenção para manutenção corretiva especial de 1ª que implique corte de carga em regime normal, nos quais deverá ser considerado o período real acrescido de 10% (dez por cento) do período compreendido entre o término real e o término programado ou reprogramado, não sendo este acréscimo considerado no cômputo, conforme o disposto no art. 8º desta Resolução.

§ 7º Quando a duração real do Desligamento Programado de uma FT for superior ao período inicialmente programado ou reprogramado, por responsabilidade da concessionária de transmissão, o período de atraso, após superado o correspondente Padrão de Duração de Desligamento, será multiplicado pelo fator 1,5, para efeito de desconto da PVI, sendo a duração real do desligamento considerada no cômputo, conforme o disposto no art. 8º desta Resolução.

§ 8º Quando houver indisponibilidade de um dos terminais ou de trechos de uma FT- Linha de Transmissão e o ONS solicitar a energização de parte ou de toda a extensão da referida FT, a duração total da indisponibilidade da FT será reduzida em 50% (cinquenta por cento) para efeito de desconto da PVI e para o cômputo, conforme o disposto no art. 8º desta Resolução.

Art. 16. O desconto da PVRO de uma FT cessará quando a concessionária de transmissão informar ao ONS que está em condições de eliminar a restrição operativa, ainda que não possa fazê-lo por questões sistêmicas.

Parágrafo único. Caso ocorra um novo evento que altere o valor da restrição operativa temporária da FT, a PVRO será calculada com base na nova condição, a partir do momento de sua ocorrência.

Art. 17. Não serão considerados, para efeito de desconto da PVI e da PVRO, os desligamentos e as restrições operativas ocorridas no período de 6 (seis) meses a contar da data de entrada em operação comercial de uma nova FT.

DOS CRITÉRIOS ESPECIAIS PARA A APURAÇÃO DA PVI

Art. 18. Quando o desligamento de uma FT for qualificado pela concessionária de transmissão como decorrente de caso fortuito ou força maior ou de situações de sabotagem, terrorismo, calamidade pública, de emergência e por motivo de segurança de terceiros, que interfiram na prestação do serviço, ela poderá requerer ao ONS a desconsideração do período correspondente.

§ 1º O requerimento de que trata o “caput”, para fins de avaliação, eventual perícia técnica e aprovação pelo ONS, deve ser acompanhado de relatório técnico, com o detalhamento estabelecido nos Procedimentos de Rede, demonstrando que o evento foi originado por uma das situações descritas no “caput”, devendo comprovar que:

I - o desligamento qualificado como caso fortuito ou força maior decorreu de falha originada por eventos que extrapolaram as especificações do projeto e da fabricação, bem como os procedimentos de montagem, construção, comissionamento, operação e manutenção; e

Fl. 8 da Resolução Normativa nº 270, de 26 de junho de 2007.

II - no caso de desligamento de emergência, o mesmo foi realizado com o objetivo de evitar riscos à segurança das instalações, do sistema ou de terceiros, sem tempo hábil para programação prévia de intervenção de acordo com os Procedimentos de Rede.

§ 2º Cessado o evento causador do desligamento de que trata o “caput”, relativo a uma FT - Linha de Transmissão, deverão ser observados os prazos a seguir estabelecidos, a partir dos quais será iniciada a consideração do período, classificado como Outros Desligamentos, para efeito de desconto da PVI:

I - no caso de queda de estrutura: 20 (vinte) horas por uma ou mais estruturas afetadas, objetivando a detecção do local da falha, isolamento e mobilização, além de mais 20 (vinte) horas para o reparo de cada estrutura afetada; e

II - no caso de queda de cabo ao solo e reposição de cadeias de isoladores: 8 (oito) horas por cabo e por estrutura, não sendo computado o eventual Período Noturno necessário à localização da falha.

§ 3º Deferido, pelo ONS, o requerimento de que trata o § 1º deste artigo, será acatada a desconsideração do período correspondente.

Art. 19. Quando o desligamento de uma FT - Linha de Transmissão for causado por queimada em vegetação pertencente a Área de Preservação Permanente ou em área onde o desmatamento não foi autorizado por órgãos ambientais, a concessionária de transmissão poderá requerer ao ONS a desconsideração do período respectivo.

Parágrafo único. O requerimento deverá ser acompanhado de relatório técnico com o detalhamento estabelecido nos Procedimentos de Rede, demonstrando que foram adotadas todas as ações preventivas e corretivas necessárias, para fins de avaliação e aprovação do ONS.

Art. 20. Para efeito de desconto da PVI, o desligamento para intervenção de urgência, nos termos do art. 2º, inciso VIII, desta Resolução, será caracterizado como Outros Desligamentos, utilizando-se o Fator multiplicador para Outros Desligamentos (Ko) igual a 50 (cinquenta).

Art. 21. O desconto da PVI, no caso do desligamento de equipamento que compõe a FT- Módulo Geral, que cause indisponibilidade de uma ou mais Funções Transmissão vinculadas à mesma subestação, será calculado adotando-se o Pagamento Base da FT - Módulo Geral e a duração do desligamento do equipamento, exceto para o disjuntor central em configuração de barra de disjuntor e meio, que terá tratamento conforme o disposto no art. 25 desta Resolução.

Parágrafo único. Não estando alguma FT vinculada apta a ser energizada após a liberação para operação do equipamento da FT - Módulo Geral, será aplicado à mesma o critério disposto no § 1º do art. 15 desta Resolução.

Art. 22. O período de indisponibilidade de uma FT, decorrente do Aproveitamento de Desligamento, não será considerado, desde que atendidas as seguintes condições:

I - prazo da solicitação superior ao definido nos Procedimentos de Rede para as intervenções de urgência;

Fl. 9 da Resolução Normativa nº 270, de 26 de junho de 2007.

II - período programado ou reprogramado contido no correspondente período de desligamento da FT que ensejou o respectivo aproveitamento;

III - tempo de retorno à operação declarado igual ou inferior ao tempo declarado de retorno da FT que ensejou o aproveitamento; e

IV - no caso de retorno à operação do equipamento principal antes do período programado ou reprogramado e a(s) FT correspondente(s) ao aproveitamento continu(m) indisponível(eis), esta(s) indisponibilidade(s) será(ão) tratada(s) como Desligamento(s) Programado(s) para efeito de desconto da PVI a partir do referido retorno.

§ 1º Para o período de indisponibilidade que exceder o originalmente programado ou reprogramado, será aplicado desconto conforme a condição disposta no § 7º do art. 15 desta Resolução, desde que o atraso seja de responsabilidade da concessionária de transmissão detentora dos ativos.

§ 2º O Aproveitamento de Desligamento está sujeito a condições relacionadas à reprogramação ou cancelamento vinculado ao desligamento que o ensejou, em conformidade com os critérios definidos nos Procedimentos de Rede.

Art. 23. O período de indisponibilidade de uma FT, vinculado ao projeto de Pesquisa e Desenvolvimento aprovado pela ANEEL, não será considerado, desde que atendidas as seguintes condições:

I - não impuser reduções de confiabilidade às instalações, de acordo com os Procedimentos de Rede;

II - não causar aumento de custo operacional; e

III - o desligamento for realizado em época e período mais adequados às necessidades do Sistema Interligado Nacional, conforme avaliação do ONS com a concessionária de transmissão.

Parágrafo único. Aplicar-se-á o disposto no § 7º do art. 15 desta Resolução ao período de desligamento que exceder ao programado.

Art. 24. Após o desligamento de uma FT - Linha de Transmissão, caso ocorra o retorno à operação da FT sem o reator não manobrável sob tensão a ela integrado, e na hipótese de ser solicitado pelo ONS com base em estudo prévio, o desconto da PVI após o retorno incidirá apenas sobre o reator e corresponderá à parcela do respectivo Pagamento Base associado ao período de indisponibilidade do reator.

Art. 25. O período de desligamento de FT, para efeito de desconto da PVI, decorrente de falha no disjuntor central em configuração de barra de disjuntor e meio, será imputado à concessionária de transmissão proprietária do mesmo, considerando-se a(s) FT diretamente conectada(s) ao disjuntor central que for(em) desligada(s) e que também seja(m) de sua propriedade.

Art. 26. A utilização de um equipamento reserva em substituição a uma FT da concessionária de transmissão, implicará desconto em valor correspondente à parcela do Pagamento Base do respectivo equipamento reserva, associado ao período em que estiver em operação.

Fl. 10 da Resolução Normativa nº 270, de 26 de junho de 2007.

Art. 27. Não será considerado o período até 1080 (mil e oitenta) horas contínuas, a cada período completo de 5 (cinco) anos, de Desligamento Programado para a realização de manutenção especial de FT - Controle de Reativo (Compensador Síncrono), segundo critérios específicos a serem estabelecidos nos Procedimentos de Rede, atendidos os aspectos de oportunidade e preservação da confiabilidade e segurança do sistema elétrico.

Art. 28. O período de operação de uma FT - Controle de Reativo (Compensação Série), com indisponibilidade do Módulo de Controle, acarretará desconto da PVI da FT, conforme os critérios a seguir:

I - o desconto da PVI corresponderá ao produto da duração da indisponibilidade do Módulo de Controle, em minuto, pelo valor representativo de 80% (oitenta por cento) do Pagamento Base da FT;

II - a duração terá início no momento da devolução da FT para a operação sem o Módulo de Controle e cessará quando a concessionária de transmissão informar ao ONS que está em condição de eliminar a indisponibilidade, não sendo esta duração considerada no cômputo, conforme o disposto no art. 8º desta Resolução; e

III - se a indisponibilidade acarretar redução da capacidade operativa da FT, haverá desconto da PVRO, de acordo com o art. 9º desta Resolução.

Art. 29. No caso de falha ocorrida em equipamento principal de FT - Transformação e Controle de Reativo (Reator), será concedido um período de 72 (setenta e duas) horas contínuas, a partir do momento da falha, para que a concessionária realize o transporte e a instalação de outro transformador ou reator, que não esteja localizado na área da subestação da ocorrência do evento para substituir o equipamento que ficou indisponível.

DO PROCEDIMENTO PARA A LIQUIDAÇÃO DOS VALORES DAS PARCELAS VARIÁVEIS E DOS ATRASOS

Art. 30. Os valores da PVI, da PVRO e o decorrente do Atraso na Entrada em Operação de novas FT, descontados mensalmente da(s) concessionária(s) de transmissão, deverão ser subtraídos dos encargos de uso do sistema de transmissão, simultaneamente ao referido desconto.

Parágrafo único. O valor total deverá ser rateado entre todos os usuários da Rede Básica, sendo o rateio correspondente à FT que atenda a usuários específicos realizado entre os mesmos, considerando-se para ambos os casos, a proporção direta dos seus respectivos encargos de uso do mês de apuração da indisponibilidade.

DO ADICIONAL À RAP

Art. 31. A concessionária de transmissão receberá um Adicional à RAP vinculado a uma FT, quando a duração de Outros Desligamentos da FT, acumulada no período contínuo de 12 (doze) meses anteriores ao mês de maio, incluindo este, for igual ou inferior ao correspondente valor estabelecido na tabela do item 2 do Anexo desta Resolução.

§ 1º Atendida a condição definida no "caput", a concessionária receberá, ainda, um Adicional à RAP associado a Desligamentos Programados, realizados na FT, quando a duração acumulada no mesmo período for igual ou inferior ao correspondente valor estabelecido na tabela referida no "caput".

Fl. 11 da Resolução Normativa nº 270, de 26 de junho de 2007.

§ 2º O ONS deverá encaminhar à ANEEL, até o dia 10 de junho de cada ano, o valor da duração dos Desligamentos Programados e dos Outros Desligamentos de cada FT, por concessionária de transmissão, ocorridos no período definido no “caput”, com valor igual ou inferior ao da tabela referida no “caput”, e, ainda, o valor dos Adicionais à RAP.

§ 3º O valor do Adicional à RAP, relacionado a cada FT, equivale ao valor da PVI correspondente, esta calculada conforme fórmula constante do item 3 do Anexo desta Resolução, com o valor dos termos DVDP e DVOD igual ao da tabela do item 2 do referido Anexo, com o de “D” igual a 30 (trinta) e em base anual.

§ 4º O valor total do Adicional à RAP, a ser creditado ao conjunto das concessionárias de transmissão, corresponderá à soma dos valores dos adicionais de cada concessionária e estará limitado a 30% (trinta por cento) da soma das Parcelas Variáveis Por Indisponibilidade de todas as FT, liquidadas no período definido no “caput” deste artigo.

§ 5º Quando o percentual da soma das PVI referidas no § 4º for menor do que o valor da soma dos Adicionais à RAP, referente a cada concessionária, o valor a ser creditado por concessionária será o equivalente ao resultado da divisão do primeiro valor pelo segundo, multiplicado pelo valor do Adicional à RAP de cada concessionária.

§ 6º O valor total do Adicional à RAP referido no § 4º será considerado na Parcela de Ajuste, que será estabelecida no reajuste ou na revisão das RAP do período subsequente ao mês de maio.

§ 7º Os valores dos Adicionais à RAP, cabíveis às concessionárias de transmissão e relacionadas às FT de que trata o art. 7º desta Resolução, serão rateados entre as concessionárias na proporção das RAP associadas aos equipamentos de sua propriedade.

DAS DISPOSIÇÕES GERAIS E TRANSITÓRIAS

Art. 32. Quando o número de Outros Desligamentos de uma FT ultrapassar o correspondente Padrão de Frequência de Outros Desligamentos, conforme estabelecido na tabela do item 1 do Anexo desta Resolução, apurado no período contínuo de doze meses anteriores ao da ocorrência, incluindo este, exceto para FT - Linha de Transmissão - Cabo Isolado e Compensador Síncrono, poderá ser caracterizado o descumprimento das disposições regulamentares relativas ao nível de qualidade dos serviços de energia elétrica, devendo o ONS apurar este parâmetro e informar à ANEEL para fins de fiscalização e aplicação da Resolução nº 063, de 2004.

Parágrafo único. A caracterização de que trata o “caput” não será considerada no período de 6 (seis) meses a contar da data de entrada em operação comercial de uma nova FT.

Art. 33. Quando um dos limites dos descontos definidos nos incisos II, III e IV do art. 12 desta Resolução for ultrapassado e a FT continuar indisponível ou com restrição operativa temporária em período subsequente, poderá ser caracterizada a não prestação do serviço público de transmissão, devendo o ONS informar à fiscalização da ANEEL para que a referida FT seja aplicada a Resolução nº 063, de 2004, bem como o disposto no contrato de concessão.

Parágrafo único. Decorridos 30 dias consecutivos sem o retorno à operação da instalação ou sem a eliminação da restrição operativa temporária, após a identificação pelo ONS da superação dos

Fl. 12 da Resolução Normativa nº 270, de 26 de junho de 2007.

limites descritos no "caput", poderá ser suspenso, a critério da fiscalização da ANEEL, o Pagamento Base da referida FT, até que ocorra a decisão final da Agência.

Art. 34. Os Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão - CPST e os Contratos de Uso do Sistema de Transmissão - CUST, celebrados em data anterior à publicação desta Resolução, deverão ser adequados, no que couber, às disposições deste ato e submetidos à homologação da ANEEL, no prazo de até 240 (duzentos e quarenta) dias da referida publicação, com vigência das referidas adequações a partir da aplicação da metodologia referida no art. 42 desta Resolução.

Art. 35. O ONS deverá, no prazo de até 240 (duzentos e quarenta) dias contado da publicação desta Resolução, submeter à aprovação da ANEEL os Procedimentos de Rede adequados às disposições desta Resolução, incluindo os critérios e procedimentos complementares necessários à operacionalização deste regulamento, com vigência a partir da aplicação da metodologia referida no art. 42 desta Resolução.

Art. 36. A contagem do período para o Desligamento Programado de FT - Controle de Reativo (Compensador Síncrono), de que trata o art. 27 desta Resolução, no caso de FT em operação, será iniciada na data de início da aplicação da metodologia referida no art. 42 desta Resolução.

Parágrafo único. Para as novas FT referidas no "caput", que entrem em operação comercial após a data de início da aplicação da metodologia referida no art. 42, a contagem do período será iniciada na data da respectiva entrada em operação.

Art. 37. O valor total do Adicional à RAP a ser considerado na Parcela de Ajuste, nos termos do § 6º do art. 31 desta Resolução, para o primeiro período após a publicação desta Resolução, será proporcional ao período compreendido entre a data de início da aplicação da metodologia referida no art. 42 desta Resolução e o mês de maio subsequente.

Art. 38. A redução da capacidade operativa de longa duração não será considerada para efeito de desconto da PVRO, desde que não haja fator limitante ativo na FT declarado até 60 (sessenta dias) a contar da data de início da aplicação da metodologia referida no art. 42 desta Resolução, de acordo com o disposto na Resolução Normativa nº 191, de 2005.

Parágrafo único. O ONS deverá encaminhar à ANEEL, no prazo de até 120 (cento e vinte) dias contados da publicação desta Resolução, a proposta das adequações a serem implementadas pela concessionária de transmissão para eliminação dos fatores limitantes ativos das FT, de acordo com o disposto na Resolução Normativa nº 191, de 2005.

Art. 39. Ficam incluídos os incisos XVIII e XIX no art. 7º da Resolução Normativa nº 063, de 2004, com a seguinte redação:

"Art. 7º

XVIII – ultrapassar o padrão de frequência de outros desligamentos, conforme metodologia do art. 32 e tabela do item 1 do Anexo da Resolução nº 270/2007;

XIX – deixar de prestar serviços públicos de transmissão, conforme art. 33 da Resolução nº 270/2007".

Art. 40. O ONS estará sujeito às penalidades previstas na Resolução nº 063, de 2004, caso não

Fl. 13 da Resolução Normativa nº 270, de 26 de junho de 2007.

cumpra determinações contidas nesta Resolução.

Art. 41. Para a FT - Transformação correspondente a transformador reserva trifásico em operação para atender critério de confiabilidade, serão utilizados Fator multiplicador para Outros Desligamentos (Ko) e Fator multiplicador para Desligamento Programado (Kp) iguais a 10 (dez).

Art. 42. A metodologia relacionada aos arts. 32 e 33 desta Resolução e a relacionada ao desconto das parcelas variáveis, com exceção das FT de que tratam os §§ 1º e 2º do art. 3º, será aplicada a partir de 330 (trezentos e trinta) dias contados da publicação desta Resolução, utilizando-se nos 2 (dois) anos iniciais os parâmetros definidos na tabela do item 1 do Anexo desta Resolução.

§ 1º O Padrão de Duração de Desligamento, o Padrão de Frequência de Outros Desligamentos, os fatores Ko e Kp, estabelecidos na tabela referida no "caput", bem como o Percentil de 25% da Duração de Desligamento, estabelecido na tabela do item 2 do Anexo desta Resolução, serão reavaliados periodicamente, a cada dois anos, objetivando a melhoria contínua da qualidade dos serviços prestados, nos termos da Resolução específica a ser publicada.

§ 2º O ONS deverá, no prazo de até 30 (trinta) dias contados da publicação desta Resolução, apresentar à ANEEL o cronograma de implantação da metodologia referida no "caput", além das adequações nos contratos e Procedimentos de Rede mencionados nos arts. 34 e 35 desta Resolução.

Art. 43. Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

JERSON KELMAN

Este texto não substitui o publicado no D.O. de 09.07.2007, seção 1, p. 34, v. 144, n. 130.

(*) Texto em negrito com redação alterada conforme retificação publicada no D.O. de 17.07.2007, seção 1, p. 36, v. 144, n. 136.

ANEXO À RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 270 DE 26 DE JUNHO DE 2007

1. Padrão de Duração de Desligamento, Padrão de Frequência de Outros Desligamentos e Fatores Ko e Kp

Função Transmissão	Família de Equipamento	Padrão de Duração de Desligamento		Padrão de Frequência de Outros Desligamentos (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	
	>5km 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
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	(*)	666,0	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.

(**) Período de 666 horas em 2 anos.

LEGENDA:

LT- Linha de Transmissão

TR- Transformação

CR- Controle de Reativo

REA- Reator

CRE- Compensador Estático

CSI- Compensador Síncrono

BC- Banco de Capacitor

CSE- Compensação Série

Ko- Fator multiplicador para Outros Desligamentos

Kp- Fator multiplicador para Desligamento Programado

Ano 1 e Ano 2- Períodos que correspondem ao primeiro e segundo ano de implantação da metodologia, conforme definido no "caput" do art. 42 desta Resolução.

Fl. 15 da Resolução Normativa nº 270, de 26 de junho de 2007.

2. Percentil de 25% da Duração de Desligamento

Função Transmissão	Familia de Equipamento	Percentil de 25% da Duração de Desligamento		
		Programado (hora/ano)	Outros (hora/ano)	
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	0,06	
	>345kV	7,2	0,06	
CR	REA	≤345kV	4,3	0,06
		>345kV	2,4	0,06
	CRE	(*)	25,5	2,23
	CSI	(*)	49,5	0,56
	BC	(*)	5,0	0,06
	CSE	(*)	0,15	0,1

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

3. Cálculo da Parcela Variável Por Indisponibilidade (PVI)

A PVI a ser descontada do Pagamento Base de uma FT, será calculada por meio da seguinte fórmula:

$$PVI = \frac{PB}{1440D} K_p \left(\sum_{i=1}^{NP} DVDP_i \right) + \frac{PB}{1440D} \left(\sum_{i=1}^{NO} K_o, DVOD_i \right)$$

Onde:

PB Pagamento Base da FT;

$\sum DVDP$ e $\sum DVOD$ Somatórios da Duração Verificada de Desligamento Programado e da Duração Verificada de Outros Desligamentos de uma FT: correspondem aos somatórios das durações, em minutos, de cada Desligamento Programado e de Outros Desligamentos da FT ocorridos durante o mês, consideradas as condições a seguir:

- se, no período contínuo de onze meses anteriores ao referido mês, a duração acumulada dos Desligamentos Programados ou dos Outros Desligamentos for igual ou superior que a duração do correspondente padrão, será considerado, para efeito de desconto da PVI, o valor do respectivo somatório das durações ocorridas no mês; e

Fl. 16 da Resolução Normativa nº 270, de 26 de junho de 2007.

- b. se, no período contínuo de onze meses anteriores ao referido mês, a duração acumulada dos Desligamentos Programados ou dos Outros Desligamentos for inferior que a duração do correspondente padrão, será considerado, para efeito de desconto da PVI, o valor positivo da diferença entre a duração acumulada acrescida do respectivo somatório das durações ocorridas no mês e a duração do correspondente padrão;

K_P Fator multiplicador para Desligamento Programado;

K_O Fator multiplicador para Outros Desligamentos com duração de até 300 minutos. Nesta fórmula, este fator será reduzido para K_P após o 300º minuto, observadas as condições a.e.bacima estabelecidas;

D Número de dias do mês da ocorrência;

N_P Número de Desligamento Programado da FT ocorrido ao longo do mês; e

N_O Número de Outros Desligamentos da FT ocorridos ao longo do mês.