

CAPÍTULO 4

APLICAÇÃO DO FLUXO DE POTÊNCIA PROBABILÍSTICO NO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO

4.1. INTRODUÇÃO

Este Capítulo apresenta uma aplicação de técnicas de FPP no planejamento da expansão de sistemas de potência. O potencial desta técnica é demonstrado por um estudo realizado, utilizando o sistema Norte-Nordeste brasileiro. O planejamento da expansão de uma área deste sistema, realizado através de um FPC foi revisado de modo a incorporar as incertezas nas cargas e as indisponibilidades de geração. Os resultados do estudo convencional são confrontados com aqueles obtidos com a metodologia probabilística.

São levantados alguns aspectos que dizem respeito a utilização dos índices de riscos e listadas algumas aplicações mais evidentes e imediatas dos mesmos. São feitos alguns comentários sobre os dados e a metodologia utilizada na análise realizada. Por fim, são demonstradas algumas vantagens da inclusão do algoritmo de FPP como uma ferramenta a ser utilizada no planejamento da expansão do sistema de transmissão.

4.2. SISTEMA TESTE - DADOS UTILIZADOS

O sistema teste utilizado foi o Norte-Nordeste brasileiro, composto pelos subsistemas CHESF e ELETRONORTE que juntos

representam uma potência instalada de cerca de 11 GW (1989) e são responsáveis pelo suprimento de energia elétrica a toda região Norte e Nordeste do país. A geração é predominantemente formada por usinas hidroelétricas, possuindo apenas 6% de geração térmica. O sistema de transmissão é tipicamente radial, composto de linhas de 500 e 230 kV.

No ano inicial do estudo (1992), o sistema apresenta uma configuração com 287 barras e 494 linhas e transformadores. Neste ano o sistema de geração é composto de 20 usinas: 16 hidroelétricas (11,5 GW) e 4 térmicas (0,7 GW). A maior parte da geração está concentrada em 8 hidroelétricas: Paulo Afonso (I, II, III e IV), Sobradinho, Itaparica, Xingó e Tucuruí. A carga total prevista, para este ano, é cerca de 9 GW.

Neste Capítulo, será analisado o planejamento para a área Leste do sistema CHESF (84 barras), apesar de todo o sistema Norte-Nordeste ter sido representado nas simulações. Os dados determinísticos referentes a configuração da rede foram os mesmos utilizados pelo programa de fluxo de potência da PECO nas referências 29 e 30. Os dados probabilísticos utilizados são descritos a seguir.

4.2.1. Dados Probabilísticos de Mercado

O Capítulo 3 apresentou a metodologia para o tratamento estatístico das cargas a ser empregada previamente à análise com o FPP. Foi demonstrado que é possível modelar de forma bastante realística as incertezas de curto prazo. A partir de dados coletados pode-se determinar as distribuições de probabilidade relativas às variações do pico de carga por barramento, bem como detectar as possíveis correlações

existentes.

A análise realizada para as cargas da área Leste do sistema CHESF constatou que, a grande maioria das cargas podem ser modeladas por uma distribuição normal. Apenas as cargas ativas de Mossoró e Açú foram modeladas por distribuição discreta.

A tabela 4.1 a seguir, resume os valores dos desvios padrão apresentados na tabela 3.1 para as cargas modeladas como normais. Os valores que estavam faltando para parte reativa foram calculados a partir de uma relação média (obtida das outras cargas) entre o desvio padrão ativo/reactivo. O valor da média das cargas ao longo do período de estudo foi obtido das previsões de mercado utilizadas nos estudos determinísticos e podem ser encontrados nas referências 29 e 30.

TAB 4.1 - Desvio padrão para as cargas modeladas como normais

CARGA	CARGA ATIVA	CARGA REATIVA
	DESVIO (%)	DESVIO (%)
AÇU	-	32.2
AÇONORTE	17.1	35.0
ANGELIM	2.0	9.3
BONGI 13.8 kV	2.0	2.7
BONGI 69 kV	2.6	14.7
BANABUIÚ	2.2	7.6
CAMPINA GRANDE	1.8	6.2
CURRAIS NOVOS	4.1	14.3
GOIANINHA	3.4	11.2
MUSSURÉ	2.2	6.2
MIRUEIRA	2.7	4.3
MOSSORÓ	-	9.0
NATAL	2.4	12.1
PIRAPAMA	5.1	10.8
COPERBO	9.4	11.4
RIO LARGO	2.1	5.4
RUSSAS	2.6	9.0
SALGEMA	0.7	1.9
SANTANA DOS MATOS	2.6	9.0
SANTA CRUZ	3.3	11.5
TACAIMBÓ	1.7	14.6

Conforme citado anteriormente, as cargas ativas de Mossoró e Açu, foram modeladas como discretas, com correlação negativa. Como simplificação assumiu-se que o valor da transferência de carga permaneceria constante e igual ao obtido em 1986, ou seja 8 MW. A tabela 4.2 a seguir apresenta a representação discreta utilizada para as cargas de Açu e Mossoró para o ano de 1992, onde as médias são 35.1 e 49.1 MW respectivamente.

TAB 4.2 - Representação discreta para as cargas de Mossoró e Açú - ano de 1992

PROB.	MW	
	AÇÚ	MOSSORÓ
0.133	42.04	42.16
0.867	34.04	50.16

Para as demais cargas do sistema assumiu-se distribuição normal e desvio padrão de 3% para parte ativa e 9% para a parte reativa. Estes valores representam aproximadamente a média obtida dos dados coletados da área Leste, retirando as cargas industriais.

Considerou-se ainda correlação positiva entre o ativo e o reativo das cargas da Salgema, Açonorte, Coperbo, Golanhinha, Santana dos Matos, Currais Novos e Bongi.

A incerteza associada a previsão foi modelada como uma normal, com desvio padrão de 2%.

4.2.2. Dados Probabilísticos da Geração

Conforme citado anteriormente, foi utilizado como critério de despacho uma divisão percentual entre as máquinas das usinas consideradas dependentes. Esta divisão reflete o despacho estabelecido para o fluxo convencional [29,30] e está baseada, dentre outras coisas, na produtividade das usinas.

Na simulação realizada, considerou-se o sistema com uma única área. As usinas que normalmente estavam despachadas próximo a capacidade nominal foram consideradas usinas de base

ou independentes e as demais como usinas dependentes. Em ambos os casos considerou-se, por simplificação, que a capacidade disponível de cada máquina seria a própria capacidade nominal.

As taxas de saída forçada utilizadas foram as disponíveis em estatísticas existentes e são apresentadas nas tabelas 4.3 e 4.4, para usinas dependentes e independentes respectivamente. Assumiu-se a FOR igual 1 quando no despacho original a usina era considerada fora, ou seja sem gerar. A tabela 4.3 apresenta ainda o percentual com que cada máquina participa para fechar a equação de balanço do sistema, tomando como referência o ano de 1995.

TAB 4.3 - Usinas dependentes - Despacho 1995

USINA	CAP. NOM.	FOR	DESPACHO	
			ORIGINAL	PERCENTUAL p/USINA
PA1	60	1	0	0
	60	1	0	
	60	1	0	
PA2 (A)	75	1	0	0
	75	1	0	
	75	1	0	
PA2 (D)	85	0.005	60	1.72
	85	0.005	60	
	85	1	0	
PA3	216	0.012	176	10.08
	216	0.012	176	
	216	0.012	176	
	216	0.012	176	
PA4	410	0.02	325.3	28.49
	410	0.02	330	
	410	0.02	330	
	410	0.02	330	
	410	0.02	330	
	410	0.02	330	
SOB.	175	0.01	149	10.7
	175	0.01	149	
	175	0.01	149	
	175	0.01	149	
	175	0.01	149	
	175	1	0	
MOXOTO	110	0.01	75	3.21
	110	0.01	75	
	110	0.01	75	
	110	1	0	
ITAPARICA	250	0.012	213	15.3
	250	0.012	213	
	250	0.012	213	
	250	0.012	213	
	250	0.012	213	
	250	1	0	
XINGO	535	0.04	425	30.5
	535	0.04	425	
	535	0.04	425	
	535	0.04	425	
	535	0.04	425	

TAB 4.4 - Usinas independentes - Despacho 1995

USINA	CAP. NOM.	FOR	DESPACHO ORIGINAL
BEA (1)	54	0.05	52
	54	1	0
BEA (2)	63	0.05	57
	63	0.05	57
TUCURUI	350	0.02	305
	350	0.02	305
	350	0.02	305
	350	0.02	305
	350	0.02	305
	350	0.02	305
	350	0.02	305
	350	0.02	305
	350	0.02	305
	350	0.02	305
	350	0.02	305
	350	0.02	305
	350	0.02	305
	350	0.02	305
	350	0.02	305
	350	1	0
FUNIL	10	0.05	10
	10	0.05	10
	10	0.05	10
P. CAVALO	150	0.01	150
	150	0.01	150
T. BONGI	28.5	1	0
	28.5	1	0
	28.5	1	0
	28.5	1	0
	28.5	1	0
T. CAMACARI	58	1	0
	58	1	0
	58	1	0
	58	1	0
	58	1	0
T. SAO LUIS	58	1	0
	58	1	0

4.3. PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO - ANÁLISE DETERMINÍSTICA

4.3.1. Metodologia

Um estudo convencional de planejamento consiste basicamente nas seguintes etapas [31]:

- formulação de alternativas
- análise técnica
- análise econômica
- escolha da melhor alternativa de expansão

A formulação de alternativas é baseada em premissas e diretrizes pré-fixadas, quais sejam : configuração da rede, mercado previsto, programa de geração , aspectos tecnológicos etc..

A análise técnica consiste em estabelecer o cronograma de obras de cada alternativa, sendo definidos os tipos de reforços e suas respectivas datas de implantação. Procura-se analisar diversas configurações do sistema considerando-se uma série de contingências relevantes para o período em análise. Vale ressaltar que esta análise técnica está baseada na premissa básica de que não deverá haver perda de carga provocada pela ocorrência de contingência simples (critério N-1). Os impactos destas contingências no sistema são avaliados, e desde que os critérios de planejamento sejam violados, novos reforços são implementados. Os critérios para avaliação do desempenho elétrico visam fixar os níveis de desempenho desejáveis para o sistema de transmissão. Para tal são fixados os valores aceitáveis de tensão nos barramentos e carregamentos de linhas e transformadores. O sistema planejado deverá satisfazer os níveis de desempenho estabelecidos.

Uma vez determinados os cronogramas de obras das várias alternativas de expansão a etapa seguinte consiste na análise econômica das alternativas. A alternativa mais vantajosa economicamente será aquela que resultar no menor valor atual dos investimentos.

A decisão de qual é a melhor alternativa de expansão é baseada no compromisso existente entre o desempenho técnico e o custo das alternativas analisadas. A alternativa selecionada define o programa de expansão que deverá ser executado no período abrangido pela análise.

4.3.2. Resultados do Planejamento convencional realizado

As referências 29 e 30 apresentam os estudos convencionais de planejamento a longo prazo realizados para o Sistema Leste da CHESF, com destaque para o suprimento à área de Natal. Estes estudos tiveram como finalidade propor a política mais adequada em termos técnicos e econômicos para expansão desta área e, serviram como referência para as avaliações realizadas com o algoritmo de fluxo de potência probabilístico a serem apresentadas no item 4.4.

O primeiro estudo realizado, denominado "Planejamento do Sistema Tronco Leste e Estudo para Suprimento à área de Natal", analisou o período de 1991 a 2000, detalhando a evolução ano a ano no período 1991 a 1998. Foi feita ainda uma visualização do horizonte 2005. Foram analisadas duas alternativas básicas, sendo que ambas utilizaram as rotas Recife-Monlope-Mussurê-Natal e Banabuiú-Mossoró-Natal (vide figura 4.1), definidas em estudos anteriores e necessárias a interligação das áreas Norte e Leste do sistema da CHESF. Estas alternativas se

diferenciavam basicamente na maneira de se implementar o circuito litorâneo Recife-Monjope-Mussurê-Natal. Uma alternativa previa que estes circuitos fossem implementados através de linhas de 500 kV, operando inicialmente no nível de tensão de 230 kV e a outra utilizava linhas de 230 kV, transformáveis em 500 kV.

Com base nas conclusões obtidas da análise técnica e econômica e algumas considerações no que diz respeito ao projeto de linhas transformáveis, o estudo recomendou a alternativa de linhas de 500 kV inicialmente operando em 230 kV, para a expansão da área Leste. Na alternativa escolhida foram consideradas duas possíveis soluções:

- A1 : Comissionamento da LT Monjope-Mussurê-Natal 500 kV operando em 230 kV em 1994.
- A2 : Aumento do suporte de reativo na área de Natal postergando a referida linha por 2 anos.

Em termos técnicos ambas as alternativas foram consideradas viáveis, ou seja, atendiam aos critérios de planejamento. Foi ressaltado entretanto que a alternativa A1 apresentou uma maior flexibilidade operativa em relação a alternativa A2, em virtude do circuito litorâneo ser implementado dois anos antes.

Em termos econômicos as alternativas apresentaram um custo de investimento global equivalente. No que diz respeito a análise financeira dos investimentos iniciais a alternativa A1 era cerca de 3% mais onerosa.

O estudo concluiu que as alternativas A1 e A2 são

competitivas em termos técnicos e econômicos, mas reconhecendo que a alternativa A1 seria mais flexível, optou pela mesma recomendando, entretanto, que fosse realizada uma análise dos riscos envolvidos em ambas alternativas.

A figura 4.1 a seguir apresenta o diagrama eletrogeográfico do sistema em análise, com as obras previstas pela alternativa A1, para o horizonte 1997. A tabela 4.5 apresenta o cronograma de obras definido para as alternativas A1 e A2. As tabelas 4.6 a 4.14 apresentam as contingências analisadas para o período 1992 a 1996, ressaltando as consequências das mesmas e os reforços adotados para solucionar o problema.

TAB 4.5 - Estudo determinístico : cronograma de obras
Alternativas A1 e A2 (horizonte 1997)

ANO	A1	A2
92	Banabulú - Mossoró 500 kV op/230 kV	
94	Recife - Monlope C2 - 230 kV	
	Alteração do Limite Térmico Rio Largo-Angelim c1 e c2	
	Monlope-Mussurê-Natal 500 kV op/230 kV	- 2x BC-50 Mvar/230 kV na SE Natal - Alteração do limite térmico Goianinha - Mussurê
95		- 3x BC-21.3 Mvar/69 kV na SE Campina Grande - Alteração do limite térmico Banabulú-Russas
96		Monlope-Mussurê-Natal 500 kV op/230 kV
	Rio Largo - Recife C1 500 kV	

* BC = Banco de Capacitor

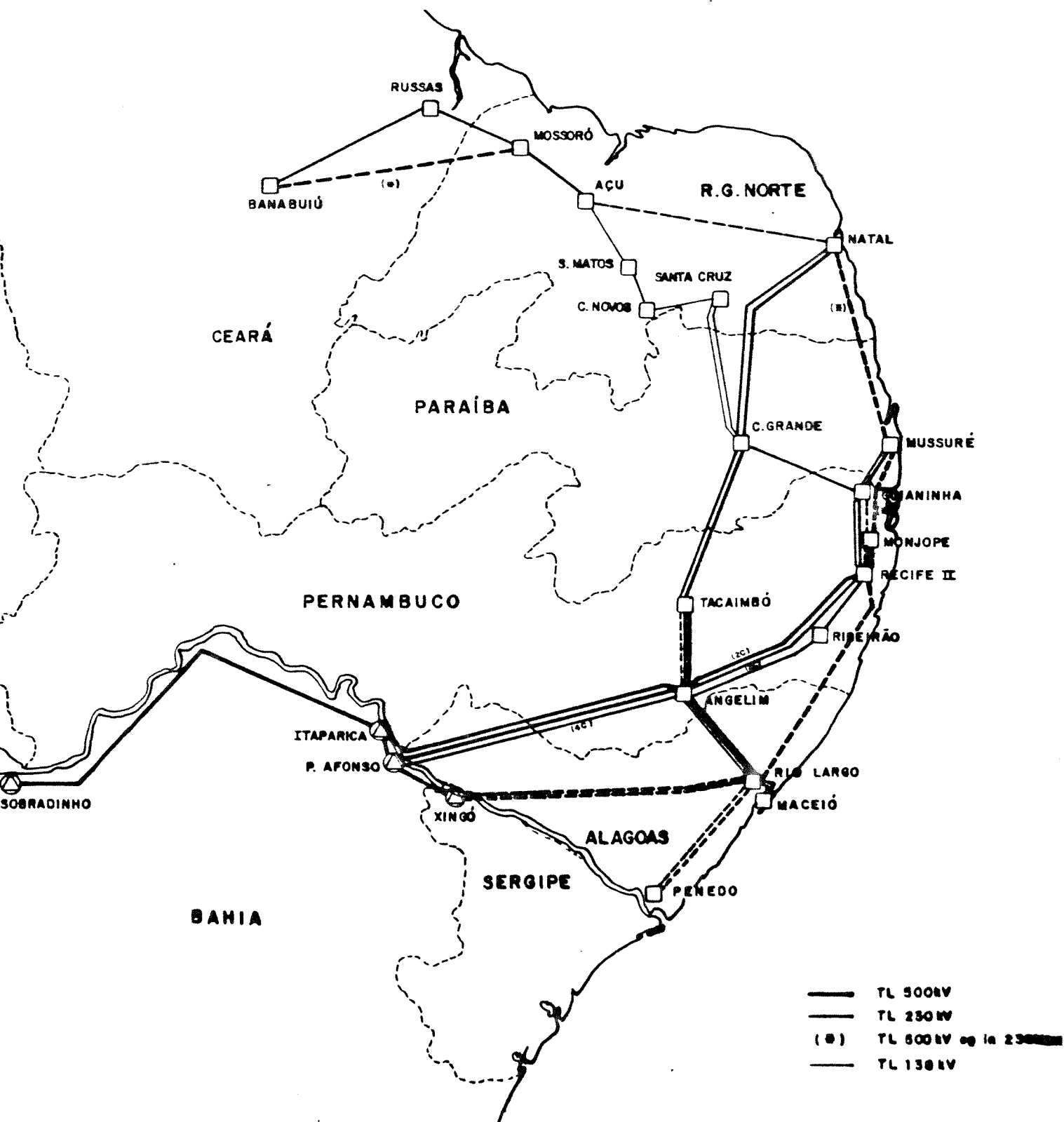


FIG 4.1 - Diagrama eletrogeográfico - Alternativa 1
Configuração horizonte 1997

TAB 4.6 - Estudo determinístico : Contingências que determinaram
obras - 1992 - Alternativas 1 e 2

1992 ALTERNATIVA 1 E 2 CONFIGURACAO	CONTINGENCIA	ARQUIVO		RESULTADO PECO	SOLUCAO
		PECO	FPP		
- sem o reforço BANABUIU - MOSSORO	- BANABUIU - RUSSAS	CASO 2	2	- COLAPSO DE TENSÃO EM NATAL CE-C.Grande 287 Mvar tensão 69 kV Natal 0.972 pu	- BANABUIU- MOSSORO
COM BANABUIU - MOSSORO	- BANABUIU - RUSSAS	CASO 2R	3	SEM PROBLEMAS	

TAB 4.7 - Estudo determinístico : Contingências que determinaram obras - 1993 - Alternativas 1 e 2

1993 ALTERNATIVA 1 E 2 CONTINGENCIA	ARQUIVO		CONTINGENCIA	RESULTADO PECO	SOLUCAO
	PECO	FPP			
- igual a 1992	CASO 2	5	RECIFE-MONJOPE C1	-fluxo RECIFE-GOIANINHA CIRC fluxo MVA CHAX 1 149.75 220 2 149.75 220 total 299.5 440	
	CASO 3	6	- ANGELIM-TACAIMBO-C.GRANDE	- fluxo TACAIMBO-C.GRANDE CIRC fluxo MVA CHAX rem 249 270	
	CASO 4	7	ROSSORIO-ACU	CE - C. Grande 200 HVAR Itensao Natal 230 0.948 69 0.96	
	CASO 5	8	- GOIANINHA-MUSSURE	-fluxo GOIANINHA - MUSSURE CIRC fluxo MVA CHAX. 50 rem 218.5 220	
ALICZADO LIMITE TECNICO PARA 60 GRAUS	CASO 6	9	- XINGO -RIO LARGO	-fluxo ANGELIM RIO LARGO CIRC fluxo MVA CHAX 1 199.8 202 2 199.8 202 total 399.6 404 3 194.9 266	
				- fluxo trafo 500/230 de Angelim fluxo MVA CHAX 706.8 720	

TAB 4.8 - Estudo determinístico : Contingências que determinaram obras - 1994 - Alternativas 1 e 2

1994 ALTERNATIVA 1 e 2 CONFIGURACAO	CONTINGENCIA	ARQUIVO		RESULTADO PECO	SOLUCAO
		PECO	FPP		
- igual a 1972	- RECIFE-MONJOPE C1	CASO 2	10	-sobrecarga REC-GOIAN. CIRC fluxo MVA CMAX 1 233.7 220 2 233.7 220 total 467.4 440	-RECIFE- MONJOPE C2
	- ANGELIM-TACAIMBO-C.GRANDE	CASO 3	12	-sobrecarga TACAIMBO-C.GRANDE CIRC fluxo MVA CMAX rem 276.3 270	
	- RECIFE-MONJOPE C1	CASO 2R	11	-fluxo RECIFE-GOIANINIA CIRC fluxo MVA CMAX 1 123.4 220 2 123.4 220 total 246.8 440	
	- ANGELIM-TACAIMBO-C.GRANDE	CASO 3R	13	-sobrecarga TACAIMBO-C.GRANDE CIRC fluxo MVA CMAX rem 272.6 270	considerar admissivel a sobrecarga pois em 1995 com o 500 Kv p/fortaleza o carregamento diminui
COM C2 REC-MONJOPE	- MOSSORO-ACU	CASO 4	14	- COLAPSO DE TENSÃO EM NATAL CE C. Grande 295 Mvar tensão Natal 230 0.938 69 0.941	- 2 BC 50 Mvar /230kv em NATAL

TAB 4.9 - Estudo determinístico : Contingências que determinaram
obras - 1994 - Alternativa 1

1994 ALTERNATIVA 1 CONSIDERAÇÃO	CONTINGENCIA	ARQUIVO		RESULTADO PECO	REFORÇO
		PECO	FPP		
C/NOVAJOPE-MUSSURE-NATAL	- NOSSORO-ACU	CASO 4R	16	SEM PROBLEMAS	
	- GOIANHINHA-MUSSURE	CASO 5	17	SEM PROBLEMAS -fluxo GOIANHINHA - MUSSURE CIRC fluxo MVA CHAX. 50 rem 202 220	
	- XINGO -RIO LARGO	CASO 6	18	-sobrecarga ANGELIM RIO LARGO CIRC fluxo MVA CHAX 1 205 202 2 205 202 total 410 404 3 212 266 fluxo trafo 500/230 Angelim fluxo MVA CHAX 657.9 720	AUMENTO DE LIMITE TERMICO c1 e c2 para 60 graus =266 MVA
ALTERADO LIMITE TERMICO PARA 60 GRAUS	- ANGELIM-TACAIMBO-C.GRANDE	CASO 7	19	-sobrecarga TACAIMBO-C.GRANDE CIRC fluxo MVA CHAX rem 215 270	

TAB 4.10 - Estudo determinístico : Contingências que determinaram
obras - 1994 - Alternativa 2

1994 ALTERNATIVA 2 CONFIGURADO	CONTINGENCIA	ARQUIVO		RESULTADO PECO	SOLUCAO
		PECO	FPP		
-COM 2X 50 MVA 230 KV EM NATAL	- MOSSORO-ACU	CASO 4R	21	CE C. Grande 200 Mvar tensão Natal 230 1.017 69 1.020	
	- GOIANINHA-MUSSURE - 247-248	CASO 5	22	-sobrecarga GOIANINHA - MUSSURE CIRC fluxo MVA CHAX 220 rem 242	AUMENTO DE LIMITE TERMICO P/ 60 GRAUS = 270MVA
	- XINGO -RIO LARGO	CASO 6	23	-sobrecarga ANGELIM RIO LARGO CIRC fluxo MVA CHAX 1 204.9 202 2 204.9 202 total 409.8 404 3 199.8 266 fluxo trafo Angelim 500/230KV fluxo MVA CHAX 705 720	AUMENTO DE LIMITE TERMICO c1 e c2 para 60 graus =266 MVA
ALTERADO LIMITE TERMICO 240- 242 PARA 60 GRAUS	- ANGELIM-TACAINBO-C.GRANDE	CASO 7	24	-sobrecarga TACAINBO-C.GRANDE CIRC fluxo MVA CHAX rem 272.8 270	considerar admissivel a sobrecarga 255-244
	- BANABUIU - MOSSORO	CASO 8	51	-fluxo BANABUIU - RUSSAS CIRC fluxo MVA CHAX	

TAB 4.11 - Estudo determinístico : Contingências que determinaram
obras - 1995 - Alternativas 1

1995 ALTERNATIVA 1 CONFIGURACAO IGUAL A 1994	CONTINGENCIA	ARQUIVO		RESULTADO PECO	SOLUCAO
		PECO	FPP		
	- NOSSORO-ACU	CASO 2	26	SEM PROBLEMAS ICE C. Grande 152.2 Mvar Tensao Natal 230 1.002 69 1.006	
	GOIANINHA-NUSSURE	CASO 3	27	-fluxo GOIANINHA - NUSSURE CIRC fluxo MVA CMAX. 50 CIRC rem 168 220 rem	nao e mais necessario o aumento de limite termico P/ 60 GRAUS = 270MVA
	BANABUIU-NOSSORO	CASO 4	28	- fluxo BANABUIU - RUSSAS CIRC fluxo MVA CMAX. 50 rem 218.8 220	
	XINGO-RIO LARGO	CASO 5	29	-sobrecarga ANGELIM - RIO LARGO CIRC fluxo MVA CMAX 1 213.7 202 2 213.7 202 total 427.4 404 208.4 266 fluxo trafo 500/230 kV Angelim fluxo MVA CMAX 654.3 720	CONFIRMA A NECESSIDADE AUMENTO DE LIMITE TERMICO ci e c2 para 60 graus =266 MVA

TAB 4.12 - Estudo determinístico : Contingências que determinaram
obras - 1995 - Alternativa 2

1995 ALTERNATIVA 2 CONFIGURACAO	CONTINGENCIA	ARQUIVO		RESULTADO PECO	SOLUCAO
		PECO	FPP		
IDUAL A 1994	- MOSSORO-ACU	CASO 2	31	- COLAPSO DE TENSÃO EM NATAL CE C. Grande 291 Mvar	- 3 BC 21.3 Mvar / 69 kV em C.GRANDE
	- MOSSORO-ACU	CASO 2R	32		
	- GOIANINIA-MUSSURE	CASO 3	33	-sobrecarga GOIANINIA - MUSSURE CIRC fluxo MVA CMAX. 50 CIRC rem 261.7 220 rem	CONFIRMA A NECESSIDADE AUMENTO DE LIMITE TERMICO P/ 60 GRAUS = 270MVA
	- BANABUIU-MOSSORO	CASO 4	34	-sobrecarga BANABUIU - RUSSAS CIRC fluxo MVA CMAX. 50 rem 259.15 220	AUMENTO DE LIMITE TERMICO P/ 60 GRAUS = 270MVA
	- XUNCO -RIO LARGO	CASO 5	35	-fluxo ANGELIM - RIO LARGO CIRC 1 242 CMAX 2 217.8 266 total 435.6 532 3 212.4 266 fluxo trafo 500/230 kV Ang TRAF0 fluxo MVA CMAX 694.2 720	CONFIRMA A NECESSIDADE AUMENTO DE LIMITE TERMICO c1 e c2 para 60 graus =266 MVA

TAB 4.13 - Estudo determinístico : Contingências que determinaram obras - 1996 - Alternativa 1

1996 ALTERNATIVA 1 CONFIGURACAO	CONTINGENCIA	ARQUIVO		RESULTADO PECO	SOLUCAO
		PECO	PPP		
- igual a 1995	- ANGELIM-TACAIMBO-C.GRANDE	CASO 2	37	-fluxo TACAIMBO-C.GRANDE CIRC fluxo MVA CMAX rea 235.9 270	
	- C.GRANDE - NATAL	CASO 3	38	- fluxo MOSSORO-ACU CIRC fluxo MVA CMAX 1 208 270	
	- BANABUIU-MOSSORO	CASO 4	39	- sobrecarga BANABUIU-RUSSAS CIRC fluxo MVA CMAX 1 241.6 220	
	- XINGO -RIO LARGO	CASO 6	41	-fluxo ANGELIM RIO LARGO CIRC CIRC fluxo MVA CMAX 234 237 202 1 234 237 202 2 total 474 404 228 231 266 3 fluxo trafo 500/230 kV Angelim fluxo MVA CMAX 701 720	RIO LARGO-RECIFE-SUAPE
RIO LARGO-RECIFE-SUAPE	- ANGELIM - RECIFE	CASO 7	42	PROBLEMAS COM TENSEOS	
	- BANABUIU-MOSSORO	CASO 8	40	- fluxo BANABUIU-RUSSAS CIRC fluxo MVA CMAX 1 226 220	ADMITIR A SOBREGARGA DE 6 MVA

Obras - 1995 - Alternativas 2

1995 ALTERNATIVA 2 CONFIGURACAO	CONTINGENCIA	ARQUIVO		FPP	RESULTADO PECO	SOLUCAO
		PECO				
- igual a 1995	- ANGELIM-TACAIMBO-C.GRANDE	CASO 2		44	-sobrecarga TACAIMBO-C.GRANDE CIRC fluxo MVA rem 286.24 CMAX 270	MONJOPE-MOSSORO-NATAL
	- C.GRANDE - NATAL	CASO 3		45	- sobrecarga MOSSORO-ACU CIRC fluxo MVA CMAX 1 278.15 270	
	- BANABUIU-MOSSORO	CASO 4		46	- sobrecarga BANABUIU-RUSSAS CIRC fluxo MVA CMAX 1 281.8 270	
	- BANABUIU-MOSSORO	CASO 4R		47	- fluxo BANABUIU-RUSSAS CIRC fluxo MVA CMAX 1 237.8 270	
COM MONJOPE-MOSSORO-NATAL	- XINGO -RIO LARGO	CASO 6		48	-sobrecarga ANGELIM RIO LARGO CIRC fluxo MVA CMAX 1 224.4 202 2 224.4 202 total 448.8 404 219 266 fluxo trafo 500/230 kV Angelim fluxo MVA 720 694.2 720 - tensao abaixo de 1 pu - 500 kv Angelim 0.984 Rio Largo 0.983 Recife 0.996	RIO LARGO-RECIFE-SUAPE
	- ANGELIM - RECIFE	CASO 7		49	- tensao abaixo de 1 pu - 500 kv Angelim 0.991 Recife 0.984	
C/RIO LARGO-RECIFE-SUAPE	- BANABUIU-MOSSORO	CASO 8		50	- fluxo BANABUIU - RUSSAS CIRC fluxo MVA CMAX 1 224.3 270	

Na visualização realizada neste estudo para o horizonte 2005, ficou constatada a necessidade de se fechar o elo 500 kV Norte-Leste, bem como de se ter o quarto circuito em 500 kV para Recife (Xingó-Rio Largo-Recife).

Com a finalidade de se detectar a data de mudança para a operação em 500 kV dos circuitos Recife-Monjope-Mussurê-Natal e Banabuiú-Mossoró, bem como da implantação do circuito Mossoró-Natal, foi realizado o estudo intitulado " Reavaliação do Planejamento da área Leste " [30]. Este estudo, detalhou o período de 1997 a 2005 para a alternativa escolhida no estudo anterior. Ainda foi objeto deste estudo, a verificação da necessidade do segundo autotransformador 500/230 kV - 600 MVA da SE Angelim.

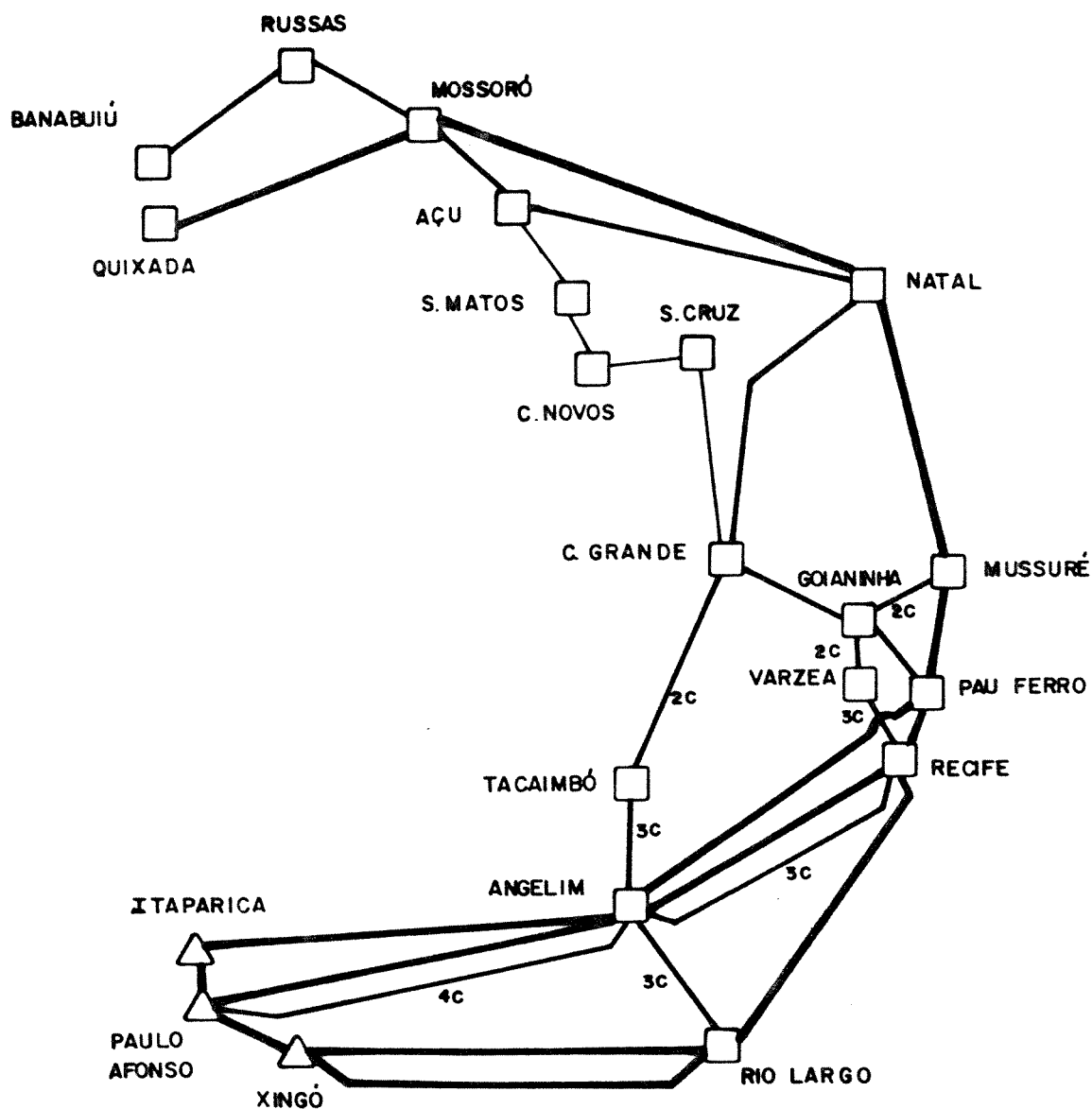
Quanto a configuração estabelecida para o horizonte 2005, a principal diferença com relação ao estudo anterior foi que não se fez necessário o segundo circuito nos trechos Banabuiú-Russas-Mossoró e Mossoró-Açu, por ter sido adotada como diretriz a abertura do elo Norte-Leste como forma de eliminar sobrecargas em linhas durante algumas emergências. Nesta análise não houve necessidade do quarto circuito em 500 kV para Recife, sendo isto devido principalmente ao defasamento do novo mercado e ao nível de intercâmbio utilizado. Também não foi preciso implementar até 2005 o segundo autotransformador de Angelim.

A tabela 4.15 apresenta o cronograma de obras definido para o período 1997 a 2005.

TAB 4.15 - Estudo determinístico : cronograma de obras
Alternativas A1 (horizonte 2005)

ANO	OBRA
1999	LT 500 kV Xingó - Rio Largo C2
2001	Fechamento do Elo 500 kV Norte-Leste
	- Operação em 500 kV : . Recife-Monjope-Mussurê- Natal . Quixadá-Mossoró
	- LT 500 kV Mossoró-Natal

A figura 4.2 apresenta a configuração final para a área Leste, horizonte 2005, conforme a referência 30.



— 500kV
 — 230kV
 — 138kV

FIG 4.2 - Diagrama eletrogeográfico - Alternativa 1
 Configuração horizonte 2005

4.4. PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO - ANÁLISE PROBABILÍSTICA

4.4.1. Índices de Adequação

Quando as funções de densidade de probabilidade das variáveis de saída são confrontadas com as restrições impostas pelos critérios de planejamento, são produzidos índices de adequação ou índices de risco que são parâmetros extremamente úteis para medir a qualidade do sistema.

No algoritmo de FPP os índices refletem os problemas do sistema em atender ao mercado existente, sem alternativa de redução deste valor através de medidas corretivas. Basicamente os índices produzidos são :

- probabilidade de uma linha de transmissão ou transformador exceder os seus limites de carregamento;
- probabilidade da magnitude da tensão em alguma barra estar fora de seus limites admissíveis;
- probabilidade de um gerador ou um compensador síncrono ou estático violar seus limites de potência reativa;
- probabilidade de insuficiência de geração ativa.

Valores médios e máximos associados a estes eventos podem também ser avaliados.

Estes índices constituem novos e poderosos elementos de análise e de conhecimento sobre as incertezas envolvidas no processo de planejamento. A lista abaixo exemplifica algumas aplicações mais evidentes e imediatas dos resultados destes índices :

- evidenciar pontos críticos e ociosos do sistema;
- escolher alternativas de expansão a partir da comparação dos índices obtidos para cada alternativa;
- identificar a necessidade de fontes de reativo verificando a probabilidade de violação dos limites de tensão nas barras;
- priorizar obras por comparação de melhor atendimento ao critério de planejamento;
- verificar a probabilidade de não atendimento ao mercado , associado a disponibilidade de geração;

4.4.2. Fluxo de Potência Probabilístico X Confiabilidade Global de Sistemas

É importante destacar que as informações contidas nos índices de adequação obtidos através de um algoritmo de FPP são similares às aquelas obtidas por um programa de avaliação da Confiabilidade Global de Sistemas [16,18]. A diferença básica entre os algoritmos de FPP e CGS é que este último fornece os índices após a solução dos problemas da rede (ou seja, sobrecargas, sobre/subtensões , e outros), através de algoritmos corretivos (redespacho, corte de carga, etc.).

Para se entender melhor tal diferença, considere o fluxograma da Figura 4.3, que representa um algoritmo geral para avaliação do desempenho de sistemas de potência, considerando a natureza probabilística do problema. Este algoritmo pode ser separado em quatro fases distintas, quais sejam :

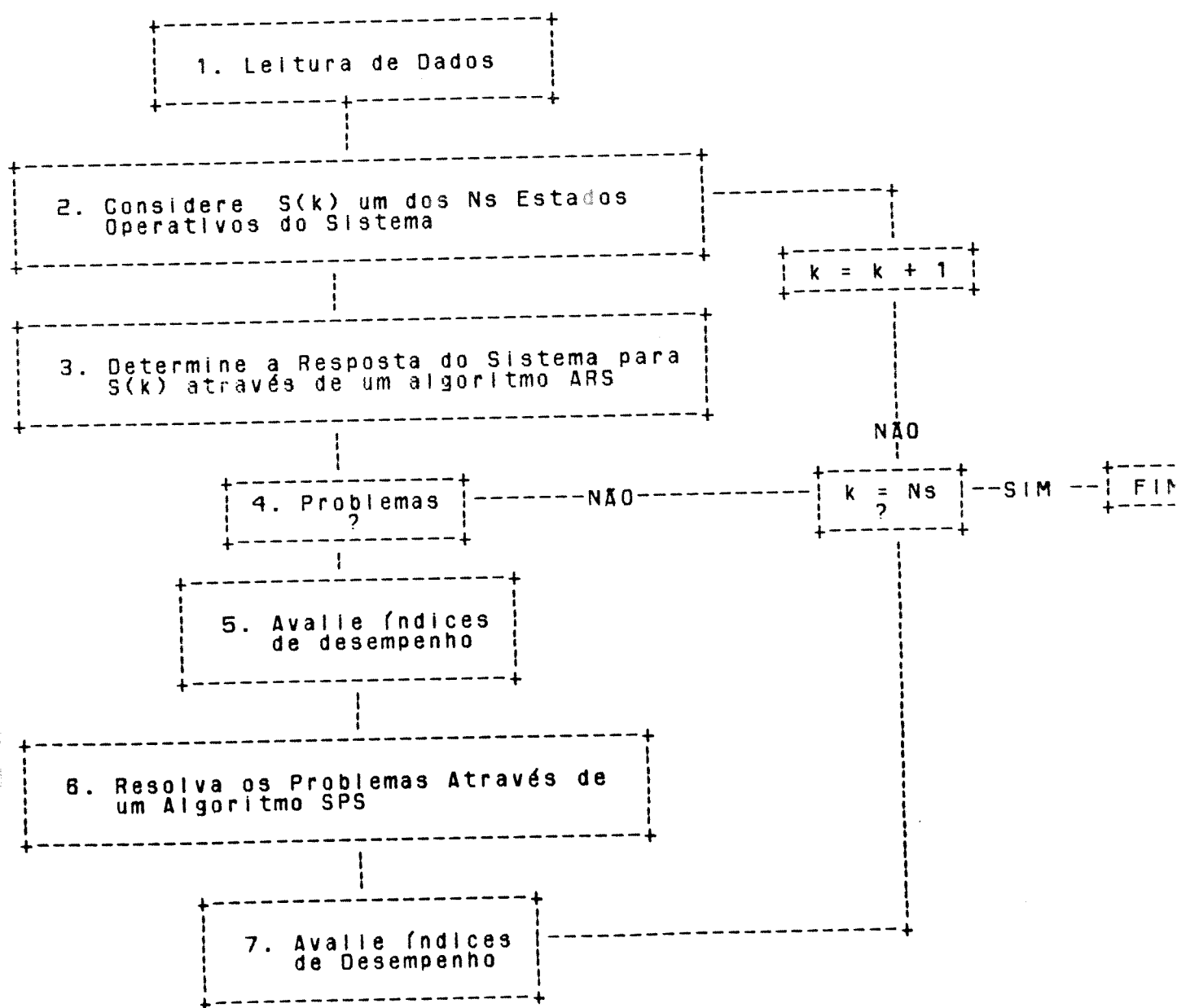


FIG. 4.3 - Fluxograma simplificado : algoritmo para a Avaliação do Desempenho de Sistemas

- 1 - Leitura de Dados : No bloco 1, são lidos todos os dados necessários para se definir os possíveis estados operativos do sistema. Estes dados incluem indisponibilidades associadas as fontes primárias de energia (hidrologia), as unidades geradoras e aos equipamentos de transmissão. Os estados de carga se caracterizam pelos diferentes níveis de carga por barra, suas incertezas e possíveis correlações.
- 2 - Seleção do estado : No bloco 2 é caracterizado cada estado $S(k)$ do sistema a partir das possíveis combinações de estados de geração, transmissão e carga. Nesta etapa deve ser usado um método de seleção de estados para que se possa restringir o número de casos analisados.
- 3 - Avaliação da resposta do sistema : No bloco 3 é determinada a resposta do sistema a este estado através da utilização de um algoritmo genericamente denominado ARS (Avaliação da Resposta do Sistema). Este algoritmo pode representar um programa de fluxo de potência e/ou um programa de estabilidade transitória, dependendo se o desempenho estático ou dinâmico do sistema está sendo avaliado. A análise realizada se restringirá a análise estática dos sistemas, ou seja a problemas tais como sobrecargas em linhas ou transformadores, sobre/subtensão, insuficiência de geração ativa e reativa, etc. Neste caso o algoritmo de ARS corresponderá a um algoritmo de fluxo de potência.
- 4 - Solução dos problemas : No bloco 4, os problemas verificados anteriormente são resolvidos por um algoritmo denominado SPS (Solução dos Problemas do Sistema), que basicamente inclui ferramentas do tipo re-configuração da

rede e/ou re-alocação de geração para alívio de sobrecargas, corte de carga, re-definição do perfil de tensão da rede e outras.

Os índices avaliados no bloco 5, ou seja, antes da aplicação de um algoritmo SPS, são exatamente aqueles obtidos por um algoritmo de FPP. São exemplos destes índices: a probabilidade de um fluxo em uma linha exceder o limite térmico, a probabilidade da tensão em uma determinada barra estar fora dos níveis aceitáveis, etc. Estes índices refletem a adequação da disponibilidade de geração e transmissão, bem como do critério de despacho utilizado, em relação aos possíveis níveis de carga.

Os índices obtidos no bloco 7 avaliam o desempenho do sistema quando medidas corretivas são tomadas através de um algoritmo SPS. Estes índices são usualmente obtidos por um algoritmo de CGS e representam a probabilidade de falha do sistema, a energia média não suprida por ponto de carga e para o sistema, etc. Claramente estes índices são totalmente dependentes das medidas corretivas empregadas.

Nada impede que um algoritmo de CGS avalie os mesmos índices obtidos por um programa de FPP, ou ainda, que um programa de FPP seja estendido para avaliar índices obtidos após as medidas corretivas empregadas por um algoritmo corretivo. A grande dificuldade está na concepção de algoritmos SPS capazes de resolver de forma geral e eficiente todos os problemas estáticos de um sistema de potência.

Um outro ponto a ser ressaltado se refere ao modelo de carga. Em um programa de CGS a carga é modelada por um conjunto

de valores (patamares) que representam picos horários, picos diários, etc., e as incertezas associadas a estes valores não são usualmente consideradas. Por outro lado, nos programas de FPP, se considera somente um pico de carga (por exemplo, o anual), e se modela as incertezas associadas a este pico. Na verdade, nada impede que ambos os algoritmos de FPP e de CGS utilizem qualquer modelo de carga.

O planejamento da expansão de sistemas de potência é usualmente concebido sem a utilização de medidas corretivas empregadas por um algoritmo do tipo SPS. Portanto, o algoritmo de FPP aliado ao conhecimento do engenheiro de planejamento e dos diversos critérios de correção e tomada de decisão constituem um passo intermediário, porém seguro, para a utilização de metodologias probabilísticas no planejamento de Sistemas de Potência.

4.4.3. Metodologia Utilizada

O enfoque probabilístico de fluxo de potência significa uma mudança nos procedimentos estabelecidos nos estudos de planejamento e nos critérios utilizados. Esta mudança inclui o estabelecimento de uma metodologia probabilística a ser utilizada no planejamento da expansão através de FPP. Esta metodologia deverá acessar e manipular os índices de adequação e incorporar ao processo de planejamento uma análise de riscos e custos associados. A etapa mais difícil deste processo será a fixação de critérios que estabeleçam, por exemplo, os valores numéricos dos riscos aceitáveis.

No Brasil alguns esforços vem sendo empreendidos neste

sentido [32,33], mas em raras circunstâncias observam-se alguns critérios probabilísticos já em uso no país. A grande maioria encontram-se em fase de acúmulo de experiência, como por exemplo, os estudos de FPP no planejamento da operação (DECS-ELETROBRÁS) e os estudos de CGS no planejamento da expansão (ELETROBRÁS-DEST, SGC/GTCP). O desenvolvimento brasileiro nesta área deve-se à necessidade do uso de metodologias probabilísticas no processo de planejamento, movido dentre outras coisas, pelas restrições financeiras impostas ao setor elétrico.

Esta mudança deverá portanto, ser processada por fases. No início terão de ser vencidas as barreiras colocadas por preconceitos e rotinas já estabelecidas para que se possa difundir a aplicação de algoritmos como o de FPP no planejamento da expansão. O estabelecimento de critérios deverá ser uma etapa posterior, resultante do acúmulo de experiência obtido através de aplicações práticas.

Conforme citado anteriormente um dos principais objetivos deste trabalho é introduzir os índices de adequação no processo de análise técnica das alternativas de expansão. Neste sentido os estudos de planejamento apresentados no item 4.3 foram refeitos utilizando-se um algoritmo de FPP. A idéia básica ao se repetir estes estudos, usando o algoritmo de FPP, é de incorporar ao planejamento as incertezas nas cargas e as indisponibilidades de geração, obtendo desta forma informações adicionais não levadas em consideração pelo estudo determinístico.

Como não se dispunha de critérios probabilísticos

utilizou-se como valor limite para probabilidade de ocorrência de um problema 5%, que é um valor que vem sendo utilizado como referência. Os valores utilizados como aceitáveis de tensão nos barramentos e carregamentos de linhas e transformadores foram os mesmos utilizados no estudo determinístico [31].

Considerando o critério (N-1) foram simuladas as contingências mais severas para rede em análise, selecionadas anteriormente pelo estudo determinístico. Esta solução intermediária foi usada por simplificação entretanto é importante ressaltar que existe uma probabilidade associada a cada uma destas configurações analisadas, que precisa ser levada em consideração.

O número de sorteios utilizados no processo de Monte Carlo foi de 5.000. O tempo total para a obtenção de 10 grandezas probabilísticas foi, em média, 840 segundos em um computador IBM 4381 R23 - 23M.

Para o período de 1992 a 1996, referente ao estudo da referência 29, foi feita uma análise mais detalhada. Foram processadas todas as emergências que determinaram a necessidade da implementação de reforços (tabelas 4.6 a 4.14). Foi feita então uma análise técnica das alternativas A1 e A2, verificando aspectos tais como violação de critérios que resultem em alteração das datas das obras. Por último, foram analisados aspectos econômicos, comparando os resultados probabilísticos com os determinísticos.

Para o período 1997 a 2005 a análise consistiu da verificação de alguns pontos específicos através de uma análise de sensibilidade do mercado.

4.4.4. Resultados da análise realizada

Para melhor entendimento da análise realizada, foram plotados gráficos reunindo as simulações referentes ao questionamento de cada obra. Estes gráficos são apresentados nas figuras 4.4 a 4.29 através das funções de distribuição de probabilidade acumulada e densidade de probabilidade das grandezas avaliadas.

A tabela 4.16 apresentada a seguir, resume os principais resultados obtidos das simulações realizadas referentes ao estudo da referência 29, para o período de 1992 a 1996.

OBRA QUESTIONADA	GRAF. NUM.	GRANDEZA AVALIADA	EMERGENCIA	ARQUIVO FPP		
				NUM.	DESCRICAO	RISCO (Z)
LT BANABUIU MOSSORO 230 KV	1	Mvar CE DE CARPINA GRANDE	BANABUIU - RUSSAS	2	-1992	100
		limite : 200 Mvar		3	- 1992 C/ REF.	0
				5	-1993	0
LT RECIFE MONJOPE C2 230KV	2	MVA LT RECIFE - GOIANINHA	RECIFE MONJOPE	10	- 1994 S/ REF.	75
		limite : 2 X 220 MVA		11	- 1994 C/ REF.	0
		MVA TACAIBO-C.GRANDE		6	-1993	0
	3		ANGELIM-TACAIBO-C.GRANDE	12	- 1994 S/ REF.	70
				13	- 1994 C/ REF.	49
				19	- 1994 - A1	0
	4	limite : 270 MVA	MOSSORO - ACU	24	- 1994 - A2	50
		Mvar CE DE C. GRANDE		7	-1993	50
		limite : 200 Mvar		14	- 1994 S/ REF.	100
A1: LT MONJOPE-MUSSURE-- NATAL				16	- 1994 C/ REF.-A1	0
A2: 28C 230KV/50 Mvar EM NATAL				21	- 1994 C/ REF.-A2	50
A2 : ALTERACAO DO LIMITE TERMICO DA LT GOIANINHA -MUSSURE C1 E C2	5	MVA GOIANINHA - MUSSURE	GOIANINHA - MUSSURE	8	- 1993	40 -> 0
				17	- 1994 A1	0
		limite : 220-->270 MVA		22	- 1994 A2	100 -> 0
A1 E A2: ALTERACAO DO LIMITE TERMICO DA LT ANGELIM-- RIO LARGO C1 E C2	6	MVA ANGELIM - RIO LARGO C1 E C2	XINGO - RIO LARGO	9	- 1993	36
		limite (C1+C2) : 404 MVA		18	- 1994 A1	73
		MVA TRAF0 500/230 ANGELIM		23	- 1994 A2	73
	7		XINGO - RIO LARGO	9	- 1993	19
		limite : 720 MVA		18	- 1994 A1	0
				23	- 1994 A2	11
A2 : 38C 21.3 Mvar /69 KV C. GRANDE	8	Mvar CE DE C. GRANDE	MOSSORO - ACU	26	- 1995 A1	2
		limite : 200 Mvar		31	- 1995 A2 S/ REF.	100
				32	- 1995 A2 C/ REF.	47

...Continuação da tabela 4.16

OBRA QUESTIONADA	GRAF. NUM.	GRANDEZA AVALIADA	EMERGENCIA	ARQUIVO FPP		RISCO (%)
				NUM.	DESCRIÇÃO	
A2: ALTERAÇÃO DO LIMITE TÉRMINO LT BANABUITU RUSSAS	9	MVA BANABUITU - RUSSAS limite : 220 -> 270 MVA	BANABUITU - MOSSORO	51	- 1994	0 -> 0
				28	- 1995 A1	85 -> 0
				34	- 1995 A2	100 -> 30
				50	- 1996 A2 C/ 21 REF	100 -> 0
				40	- 1996	85 -> 0
A2: LT AÇUJOPE-MOSSORO- -NATAL	10	MVA TACAIMBO-C.GRANDE limite : 270 MVA	ANGELIM-TACAIMBO-C.GRANDE	37	- 1996 A1	0
				44	- 1996 A2	92
				52	- 1996 A2 C/REF.	0
				38	- 1996 A1	0
				45	- 1996 A2	82
A1 E A2: LT RIO LARGO - RECIFE 500 KV	11	MVA LT MOSSORO - ACU limite : 2 X 220 MVA	C. GRANDE - NATAL	53	- 1996 A2 C/REF.	0
				41	- 1996 A1	100
				48	- 1996 A2	95
				29	- 1995 A1	0
				35	- 1995 A2	0
	12	TENSÃO EM ANGELIM 500 KV limite inferior : 1 pu	XINGO - RIO LARGO	42	- 1996 A1	36
				49	- 1996 A2	25
				41	- 1996 A1	86
				48	- 1996 A2	63
				29	- 1995 A1	0
	13	TENSÃO EM RECIFE 500 KV limite inferior : 1 pu	ANGELIM - RECIFE	35	- 1995 A2	0
				42	- 1996 A1	72
				49	- 1996 A2	56

O gráfico 1 (figuras 4.4 e 4.5) mostra a potência reativa gerada no compensador estático de Campina Grande, durante a contingência Banabuiú-Russas. Em 1992 sem considerar o reforço com a LT Banabuiú-Mossoró 500 kV, operando em 230 kV, este suporte de reativo limitado em 200 Mvar não é suficiente e o risco de violar este limite é 100%. Ao se implementar o reforço da LT Banabuiú-Mossoró este risco cai para zero. Neste caso a conclusão do FPP está de acordo com a obtida pelo FPC.

O gráfico 2 (figura 4.6 e 4.7) apresenta o fluxo em MVA na LT Recife-Goiânia (representação equivalente dos circuitos C1 + C2), considerando a emergência Recife-Monjope para os anos de 1993 e 1994. Em 1994 o risco de violar o limite de 440 MVA da LT em questão (circuitos C1 e C2) é cerca de 75%, sem considerar o segundo circuito Recife-Monjope. Este valor decai para zero quando o reforço é implementado. Uma vez que o risco de sobrecarga sem o reforço em 1994 é bastante alto (75%), processou-se o ano de 1993 com o objetivo de avaliar se, ao considerar as incertezas de mercado, o referido reforço já seria necessário neste ano. Como pode ser visto, em 1993 o risco do limite da linha ser violado é zero. Portanto, também neste caso as conclusões da análise com o FPP e com o FPC são idênticas.

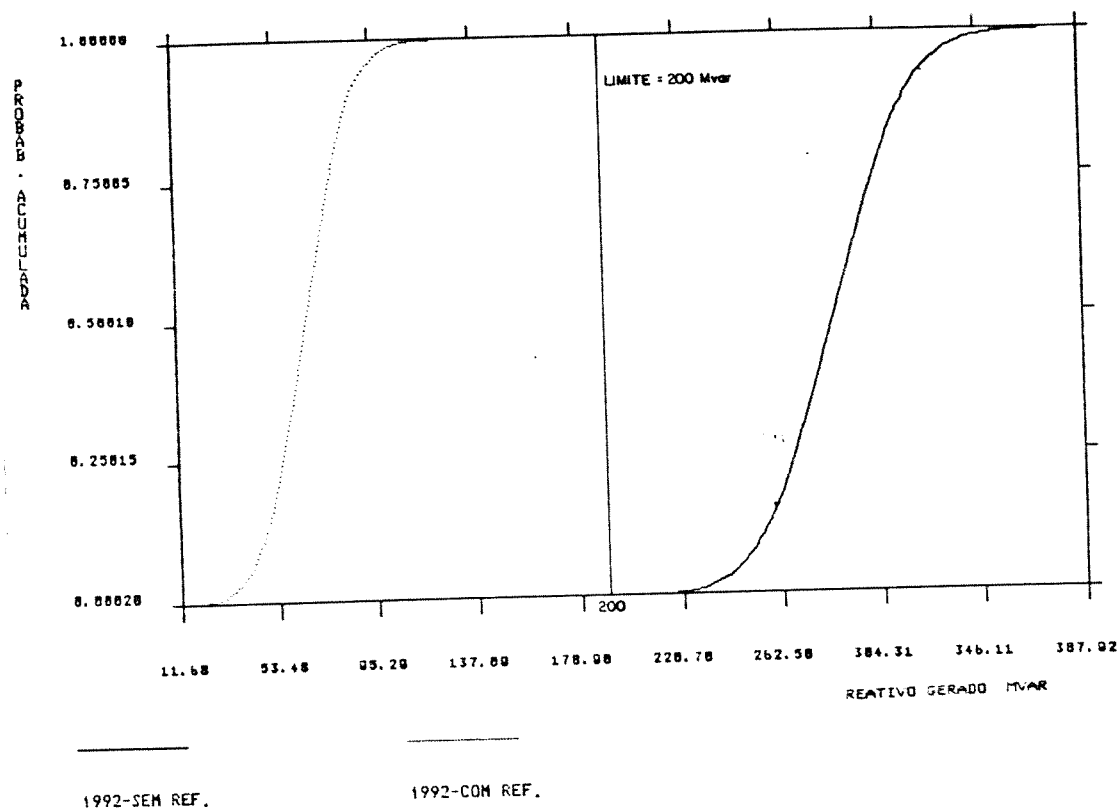


FIG 4.4 - Funções Distribuição de Probabilidade acumulada para a potência reativa gerada pelo CE de C. Grande na emergência Banabulú-Russas

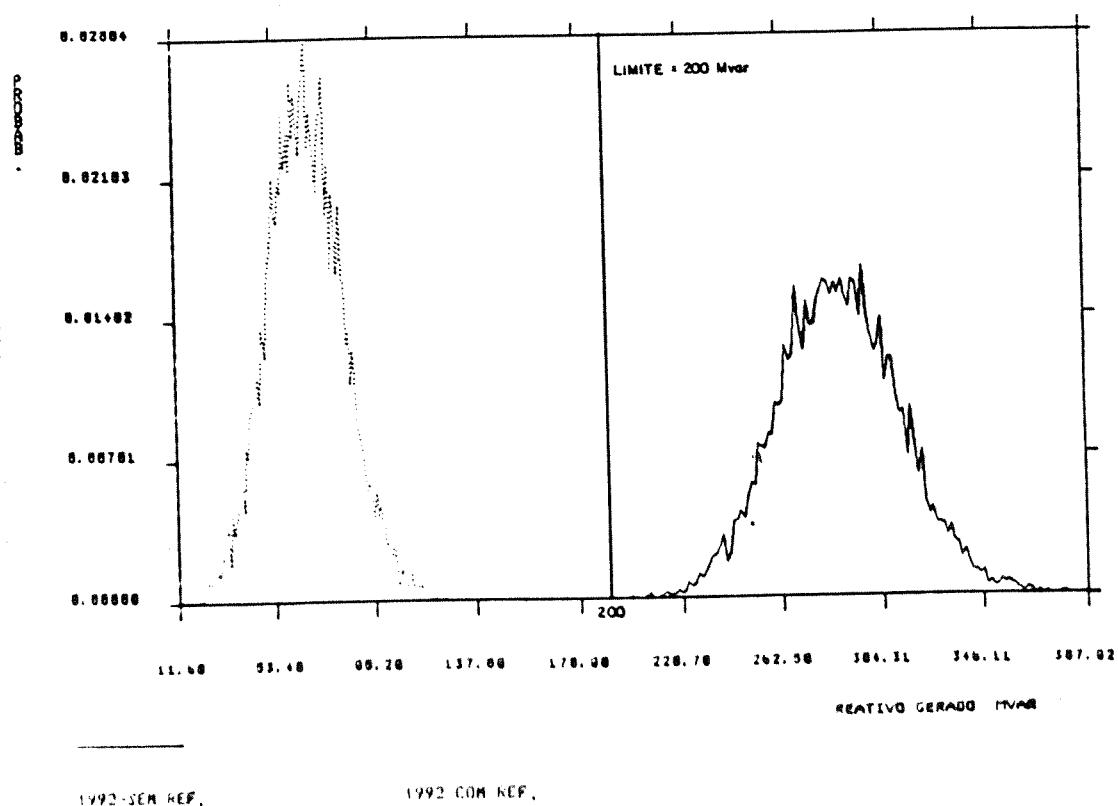


FIG 4.5 - Funções Densidade de Probabilidade para a potência reativa gerada pelo CE de C. Grande na emergência Banabulú-Russas

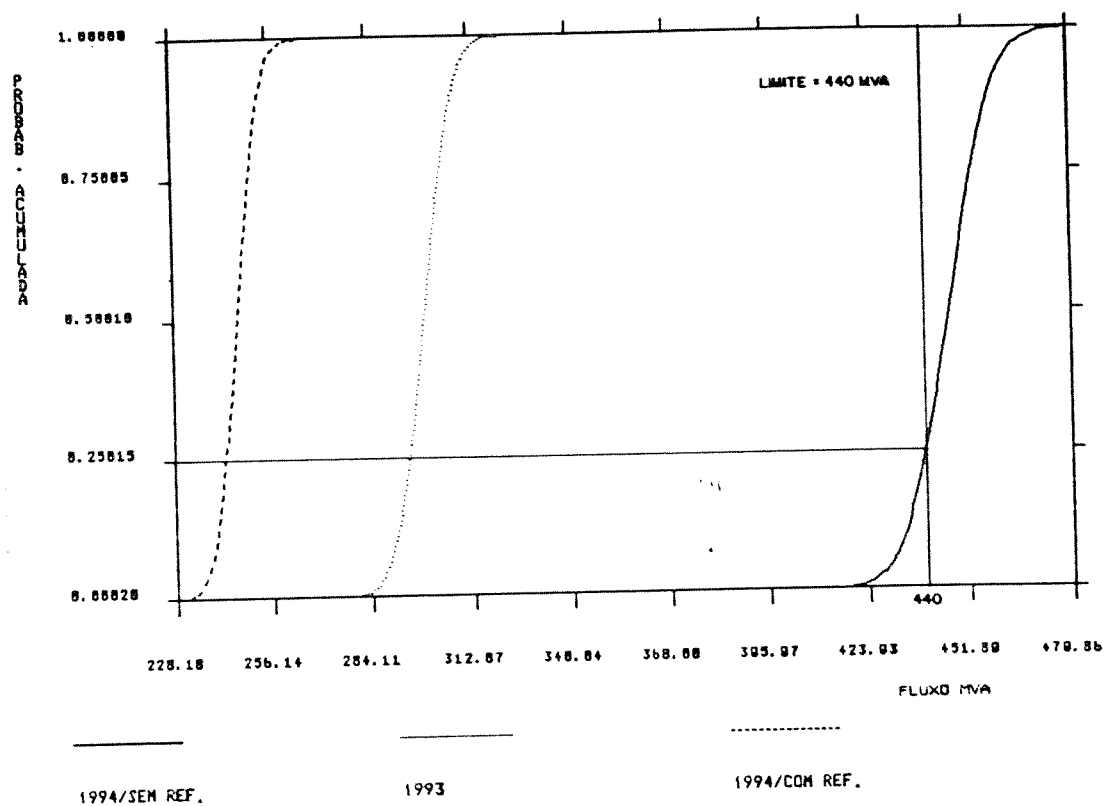


FIG 4.6 - Funções Distribuição de Probabilidade acumulada para o fluxo de potência em MVA na LT Recife-Goianinha na emergência Recife- Monjope (c1)

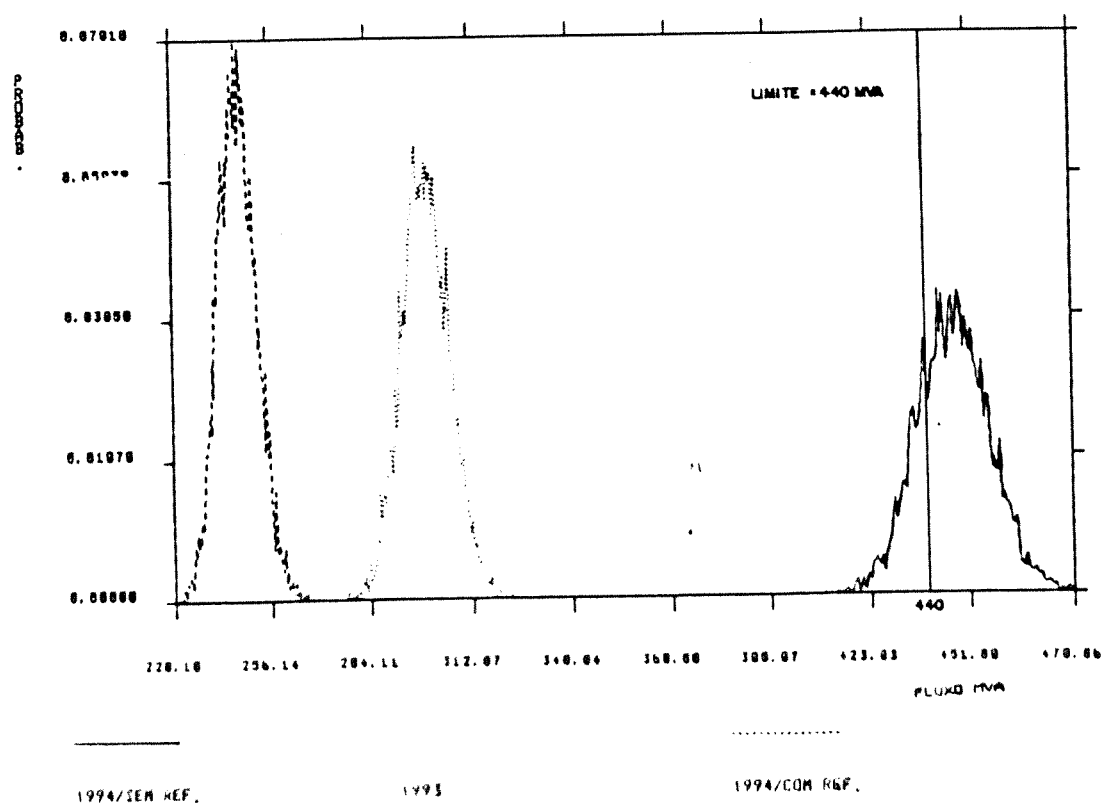


FIG 4.7 - Funções Densidade de Probabilidade para o fluxo de potência em MVA na LT Recife-Goianinha na emergência Recife- Monjope (c1)

O gráfico 3 (figura 4.8 e 4.9) apresenta o fluxo em MVA na linha Tacalmbó-Campina Grande durante a contingência do trecho Angelim-Tacalmbó-Campina Grande. Em 1994, sem considerar o reforço Recife-Monjope C2, o risco de violar o limite de 270 MVA é cerca de 70% . Ao se implementar o reforço da linha Recife-Monjope C2 este risco decai, mas ainda apresenta um valor alto, cerca de 49%, mostrando que só este reforço não seria suficiente para evitar a sobrecarga existente. Foi processado então o mesmo ano de 1994, sendo que incluiu-se os outros reforços previstos para este ano (devido a outras emergências): a LT Monjope-Mussurê-Natal para a alternativa A1 e os BC da SE Natal II para a alternativa A2. Com estes reforços ocorreram duas situações: com a alternativa A1 o risco caiu para zero, entretanto com a alternativa A2 continuou em cerca de 50% . Foi ainda feita uma verificação no ano de 1993, mas foi encontrado um risco zero. Desta forma ficou constatado que este reforço sozinho não é capaz de solucionar o problema em 1994. Vale ressaltar que, neste caso, é possível identificar a inferioridade da alternativa A2 em relação a alternativa A1, e que a alternativa A2 possui um risco elevado (cerca de 50%) de não solucionar a sobrecarga existente mesmo considerando os reforços do BC em Natal. A análise de FPP, neste caso, a luz de novas informações discorda da conclusão da análise com FPC de que a alternativa A2 atenderia aos critérios.

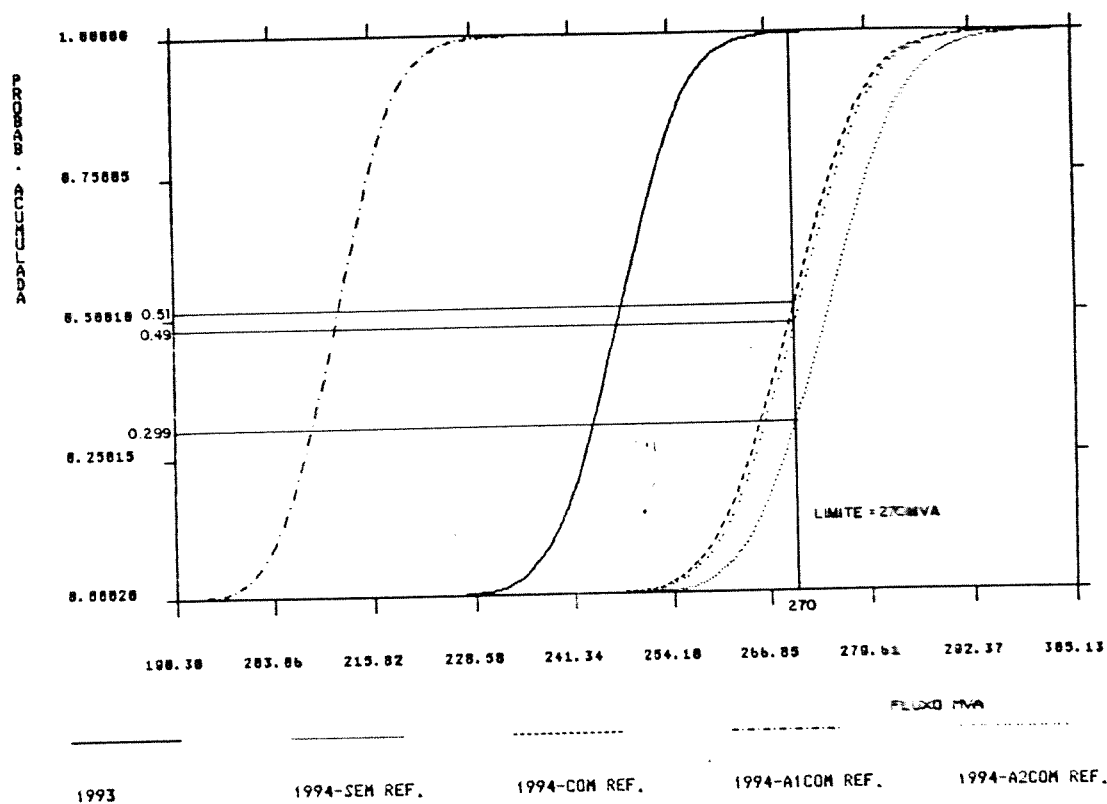


FIG 4.8 - Funções Distribuição de Probabilidade acumulada para o fluxo em MVA na LT Tacaimbó-C. Grande na emergência da LT Angelim-Tacaimbó-C. Grande

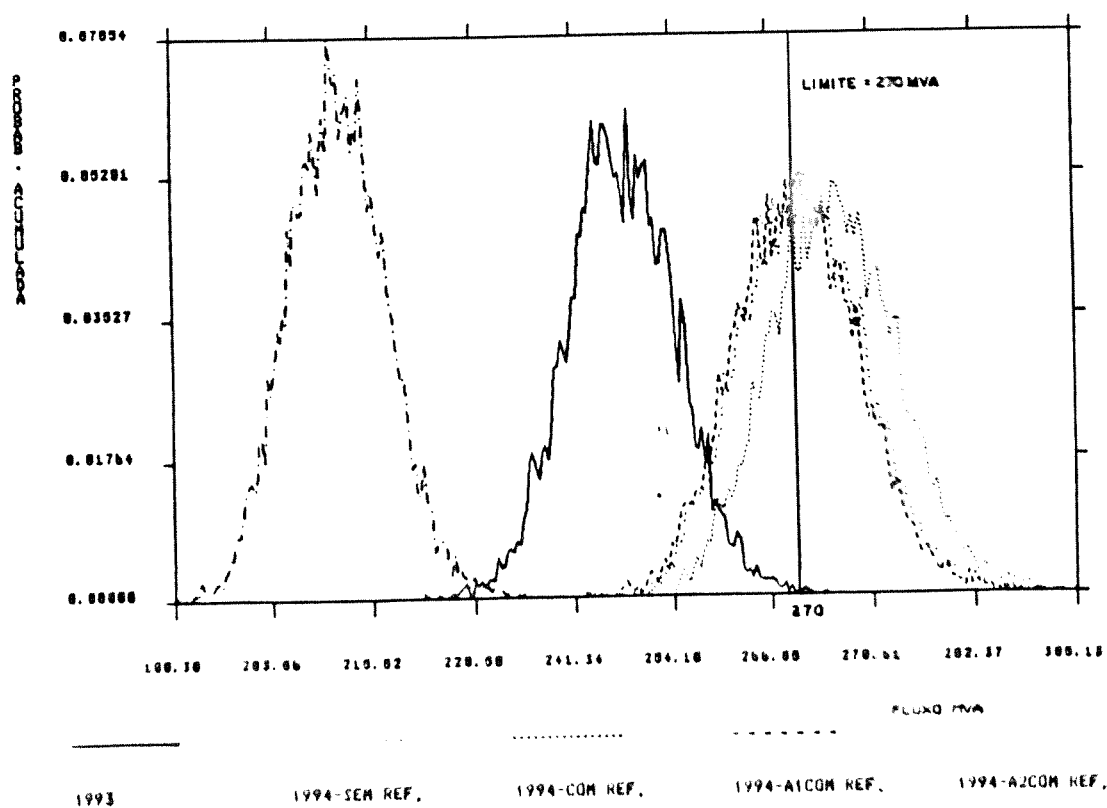


FIG 4.9 - Funções Densidade de Probabilidade para o fluxo em MVA na LT Tacaimbó-C. Grande na emergência da LT Angelim-Tacaimbó-C. Grande

O gráfico 4 (figura 4.10 e 4.11) mostra a potência reativa gerada no compensador estático de Campina Grande, considerando a emergência Mossoró-Açu. Em 1994, sem considerar a implementação dos reforços, o risco do CE violar seu limite de 200 Mvar é 100%. Com a alternativa A1, ao implementar-se o reforço da LT Monjope-Mussurê-Natal (500 kV operando em 230 kV), o risco decai para zero. No caso da alternativa A2, o risco ainda se mantém elevado (cerca de 50%), mesmo após a implementação do reforço dos 2 BC-50 Mvar/230 kV na SE Natal. Ao analisar a mesma situação em 1993, verifica-se que, já neste ano, este suporte de reativo limitado em 200 Mvar não é mais suficiente e o risco de violação é cerca de 50%. Desta forma a análise probabilística detectou a inviabilidade técnica da alternativa A2. Ficou constatado também a necessidade de se antecipar para 1993 a LT Monjope-Mussurê-Natal.

O gráfico 5 (figuras 4.12 e 4.13) apresenta o fluxo em MVA no circuito remanescente da LT Golaninha-Mussurê considerando a perda do outro circuito desta LT. Com a alternativa A1 em 1994 existe a chance nula de sobrecarga (risco zero). Entretanto, com a alternativa A2, o reforço proposto de alteração do limite térmico dos dois circuitos da LT Golaninha-Mussurê reduz a chance de sobrecarga de 100% (com o limite de 220 MVA) para 0% (com o limite de 270 MVA). Em 1993 pode ser visto que o risco de sobrecarga com o limite de 220 MVA já é alto (cerca de 40%), apesar da análise determinística não ter detectado a existência da sobrecarga neste ano.

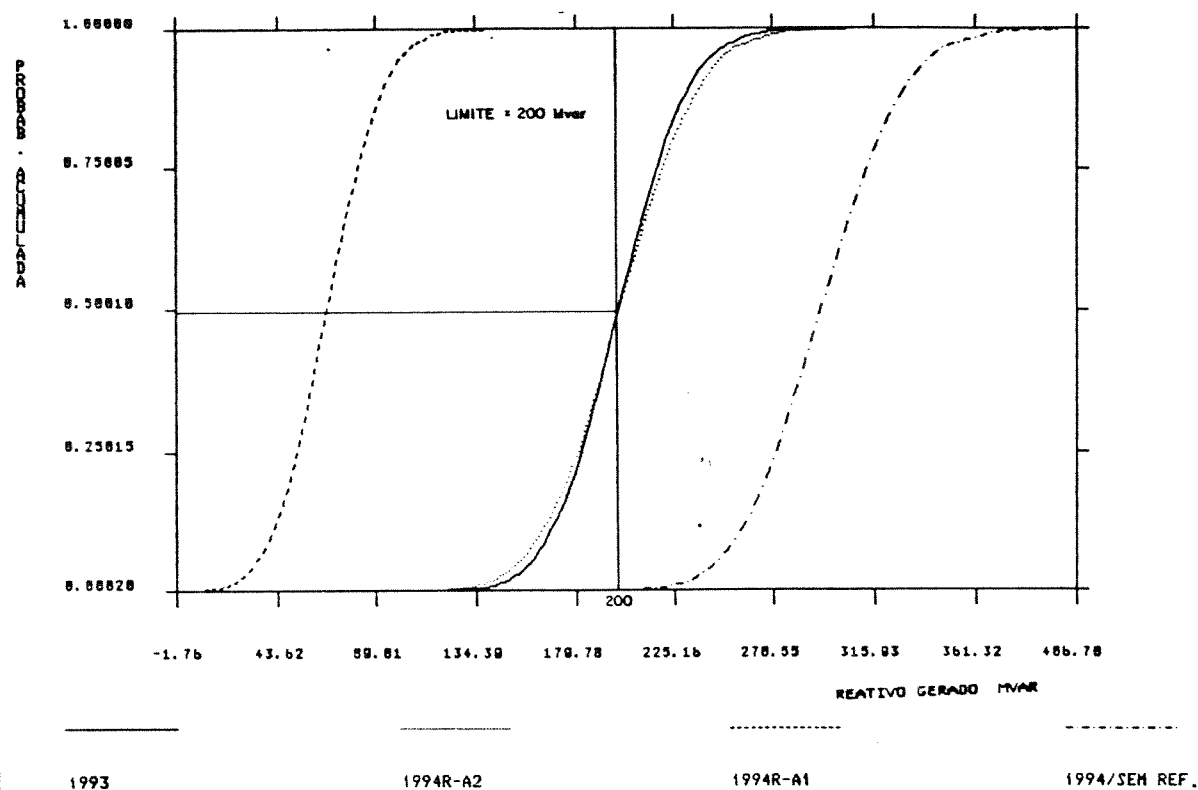


FIG 4.10- Funções Distribuição de Probabilidade acumulada para a potência reativa gerada pelo CE de C. Grande na emergência Banabuiú-Russas

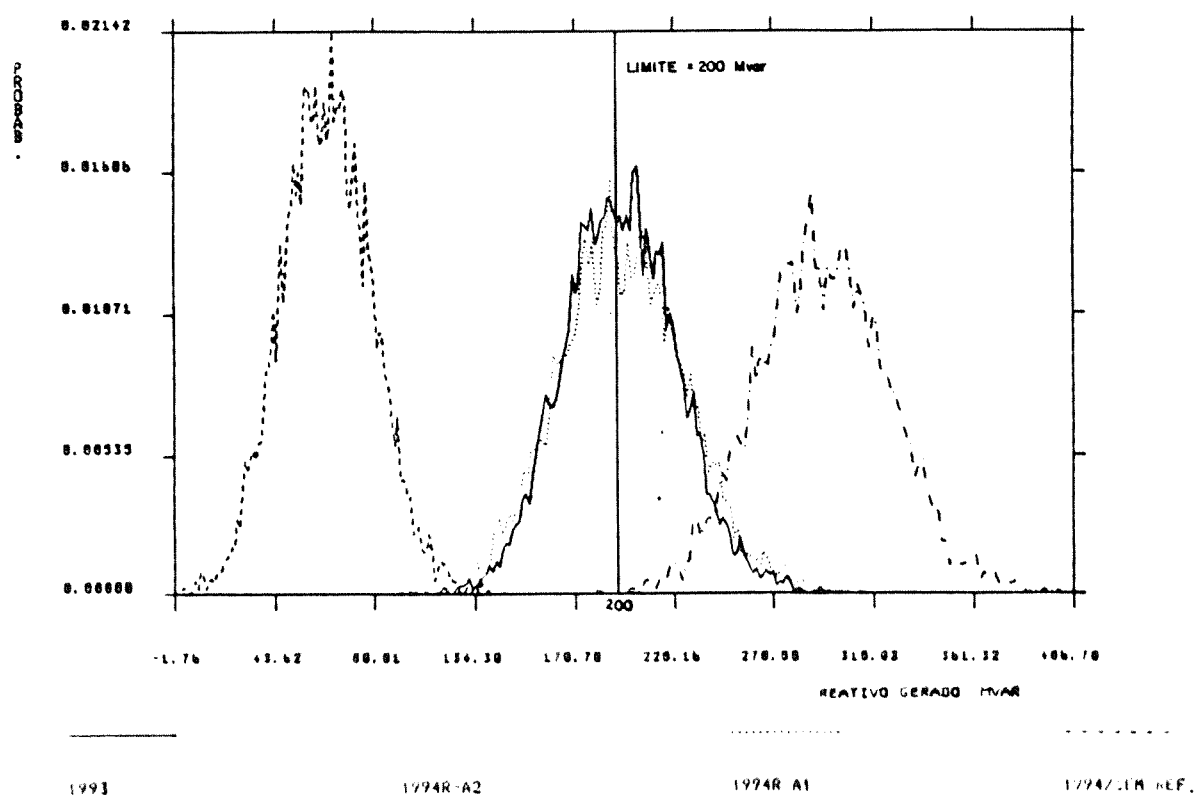


FIG 4.11- Funções Densidade de Probabilidade para a potência reativa gerada pelo CE de C. Grande na emergência Banabuiú-Russas

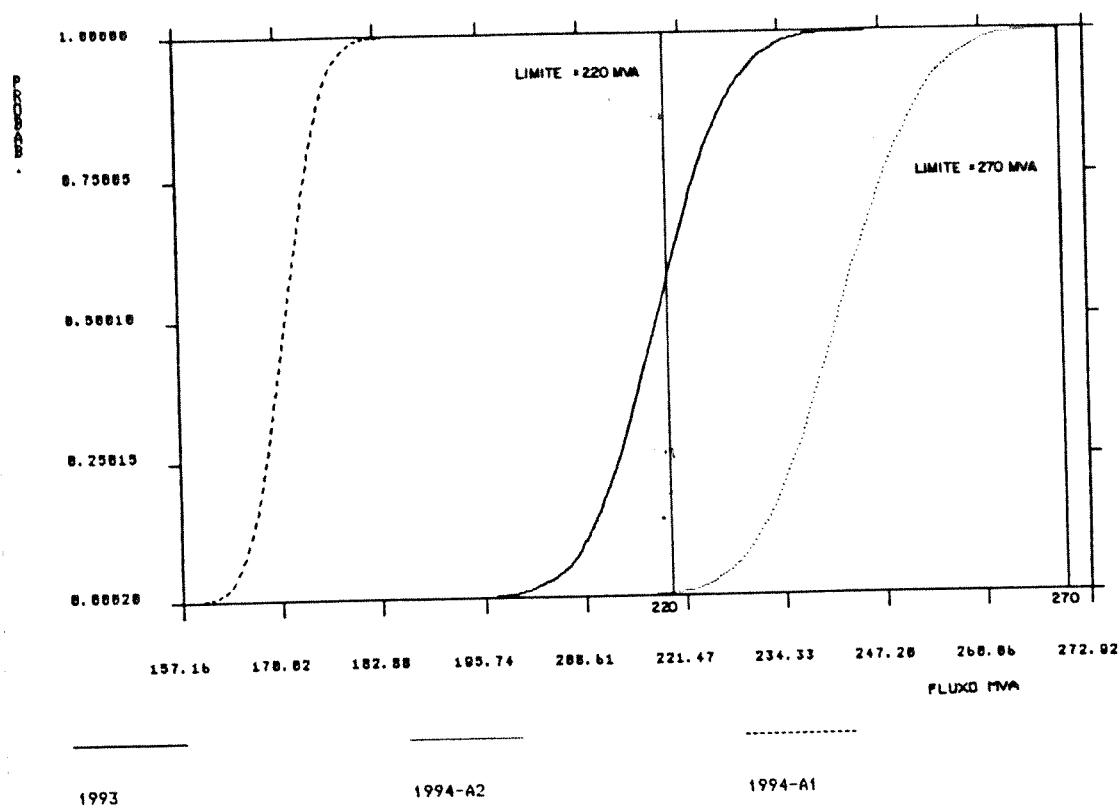


FIG 4.12- Funções Distribuição de Probabilidade acumulada para o fluxo em MVA no circuito remanescente da LT Golianinha-Mussurê na emergência Golianinha-Mussurê

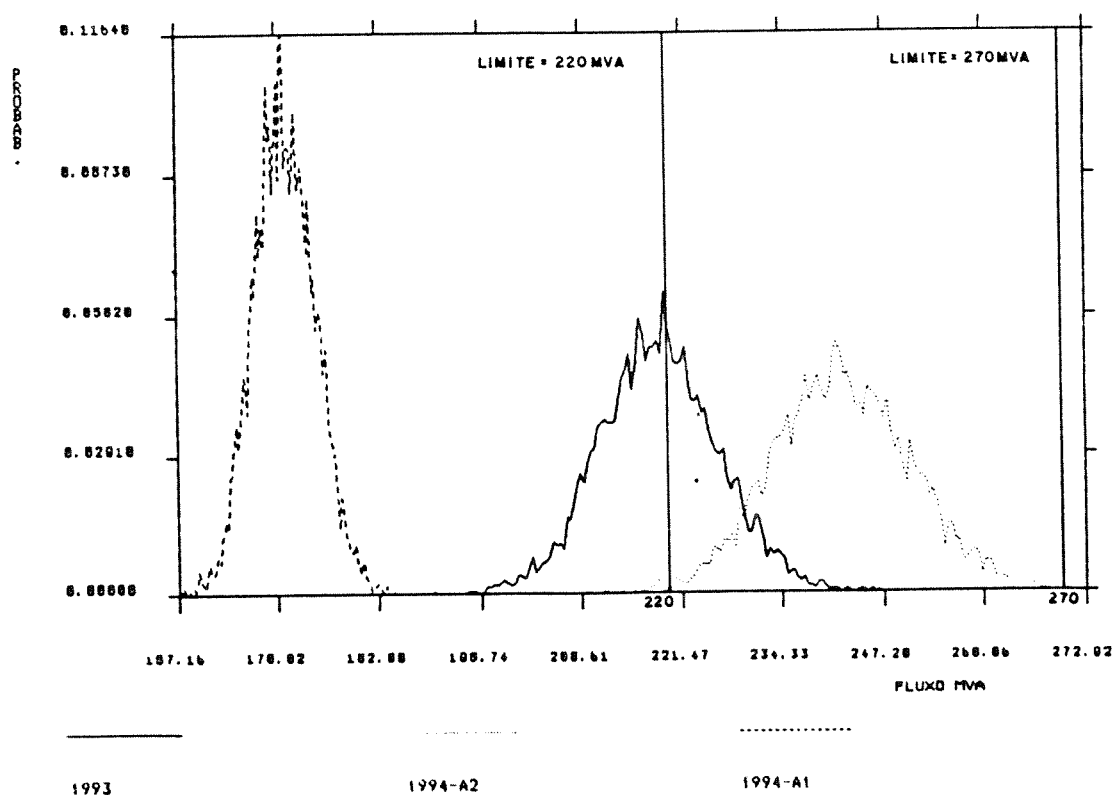


FIG 4.13- Funções Densidade de Probabilidade para o fluxo em MVA no circuito remanescente da LT Golianinha-Mussurê na emergência Golianinha-Mussurê

O gráfico 6 (figuras 4.14 e 4.15) apresenta o fluxo em MVA nos circuitos C1 e C2 da LT 230 kV Angelim-Rio Largo, considerando a emergência no circuito de 500 kV Xingó-Rio Largo. Em 1994 considerando ambas alternativas o risco de violar o limite de 404 MVA (C1 + C2) é cerca de 73% . A alteração do limite térmico destes dois circuitos para 532 MVA (266x2) reduz a chance de sobrecarga para 0%. Em 1993 pode ser visto que o risco de sobrecarga com o limite de 404 MVA já é alto (cerca de 36%) o que poderia levar a antecipação deste reforço para 1993.

O gráfico 7 (figuras 4.16 e 4.17) mostra o fluxo em MVA no primeiro autotransformador 500/230 kV - 600 MVA da SE Angelim na emergência Xingó-Rio Largo 500 kV. Em 1993 o risco de sobrecarga é de aproximadamente 19%. Em 1994, considerando a alternativa A1, o risco de sobrecarga é 0% . Com a alternativa A2 o risco é de cerca de 11% . Fica demonstrado que a alternativa A1 é mais flexível e que seria importante antecipar a linha Monjope-Mussurê-Natal para 1993, o que eliminaria os 19% de risco de sobrecarga.

O gráfico 8 (figuras 4.18 e 4.19) apresenta o reativo gerado pelo compensador estático de Campina Grande considerando a emergência Mossoró-Açu. Para a alternativa A1, em 1995, o risco de violação do limite é 2%. Considerando a alternativa A2, no mesmo ano, o reforço proposto da instalação de 3 x BC-21,3 Mvar/69 kV na SE Campina Grande, reduz o risco de violar o limite de 200 Mvar de 100% (sem os BC) para 47% (com os BC). Ainda assim a alternativa A2 não atende aos critérios.

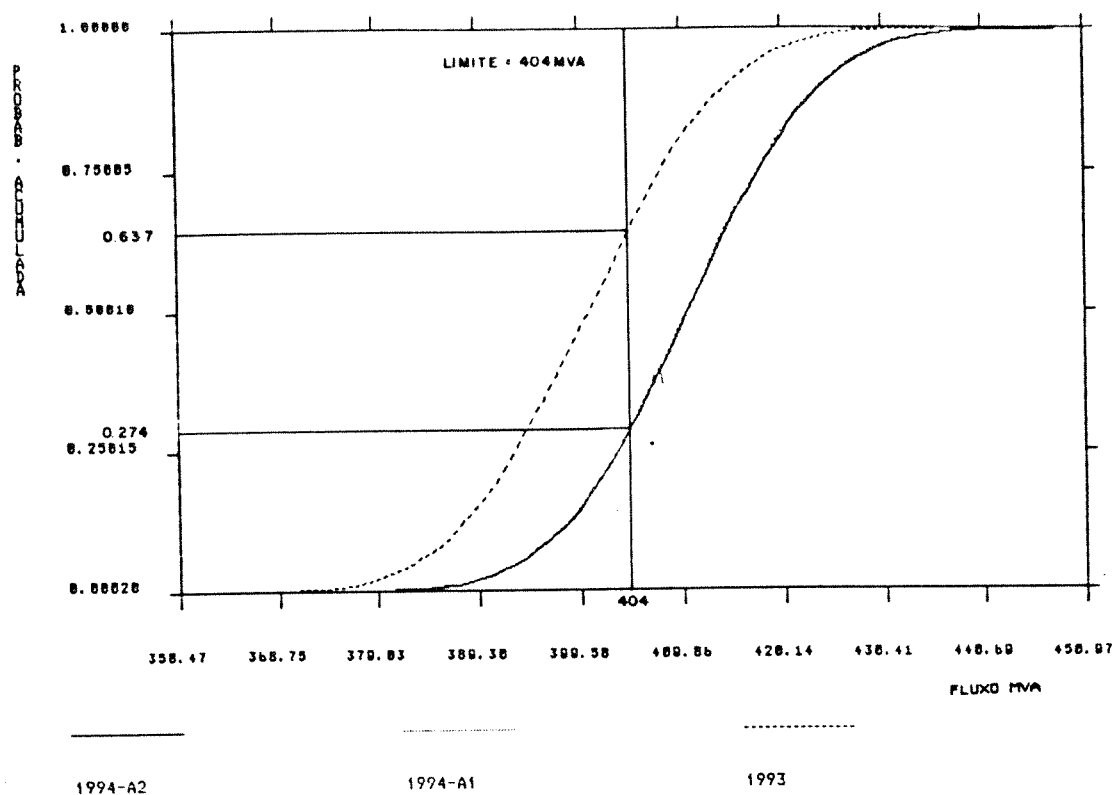


FIG 4.14- Funções Distribuição de Probabilidade acumulada para o fluxo em MVA nos circuitos c1 e c2 da LT Angelim-Rio Largo na emergência Xingó-Rio largo

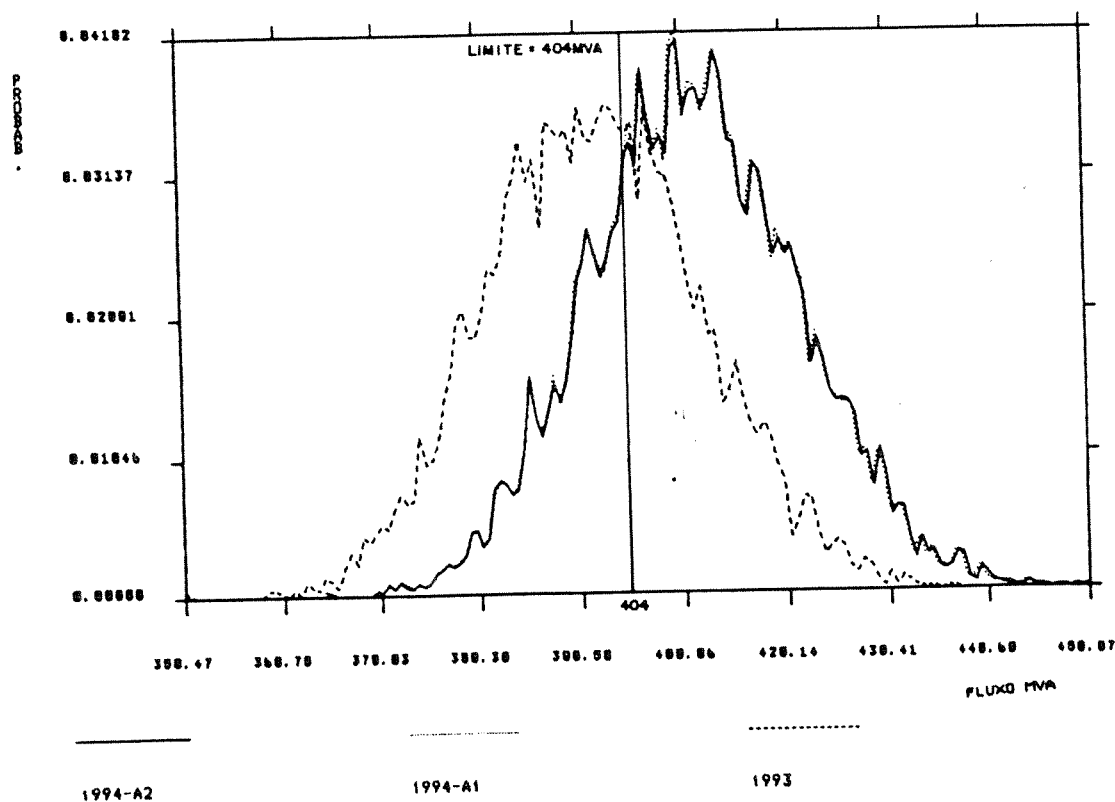
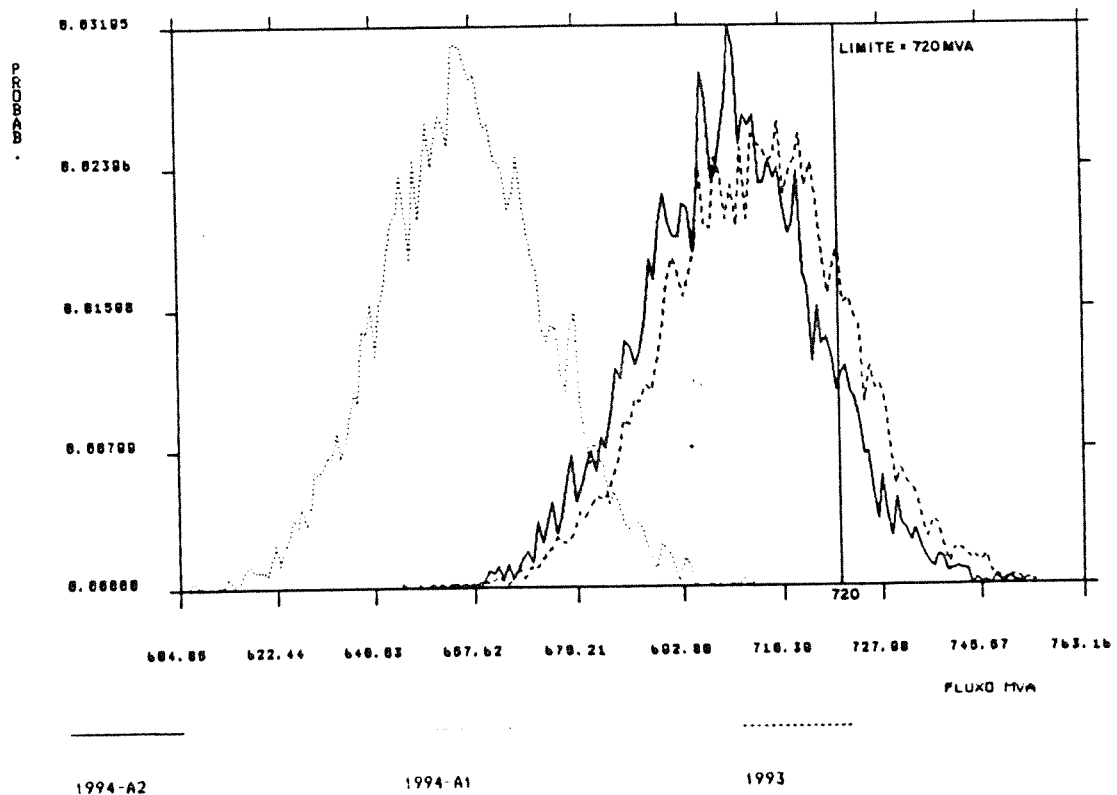
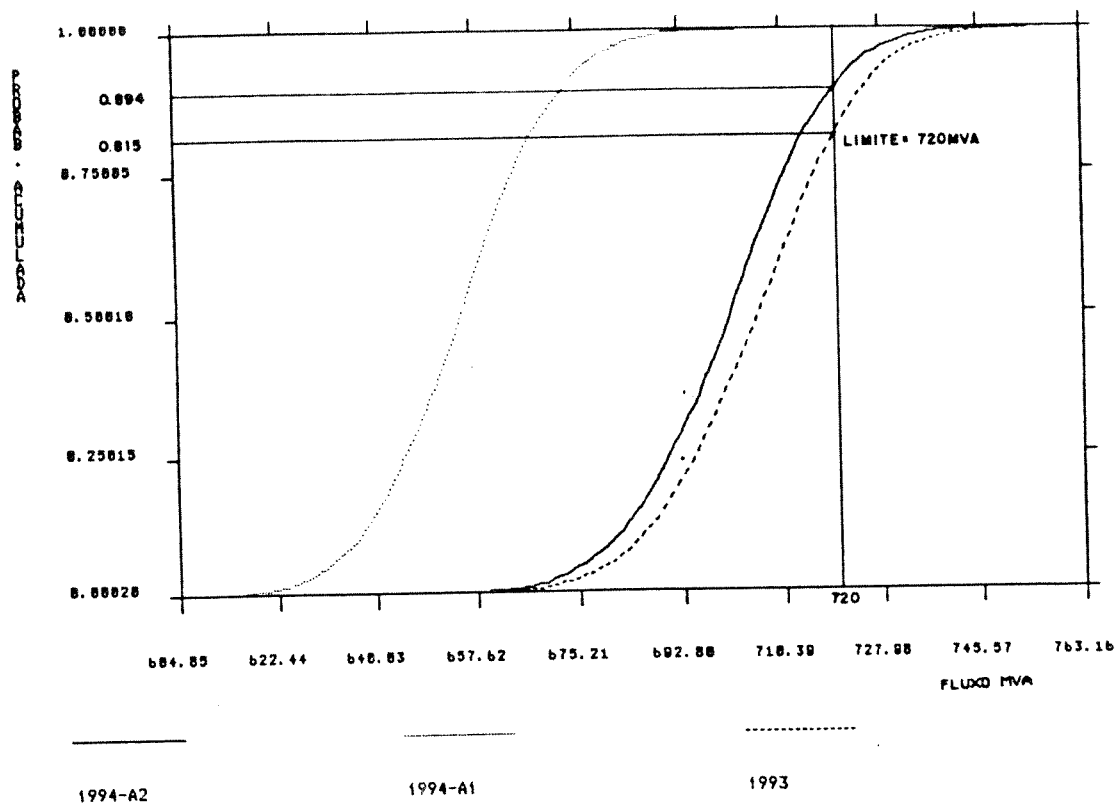


FIG 4.15- Funções Densidade de Probabilidade para o fluxo em MVA nos circuitos c1 e c2 da LT Angelim-Rio Largo na emergência Xingó-Rio largo



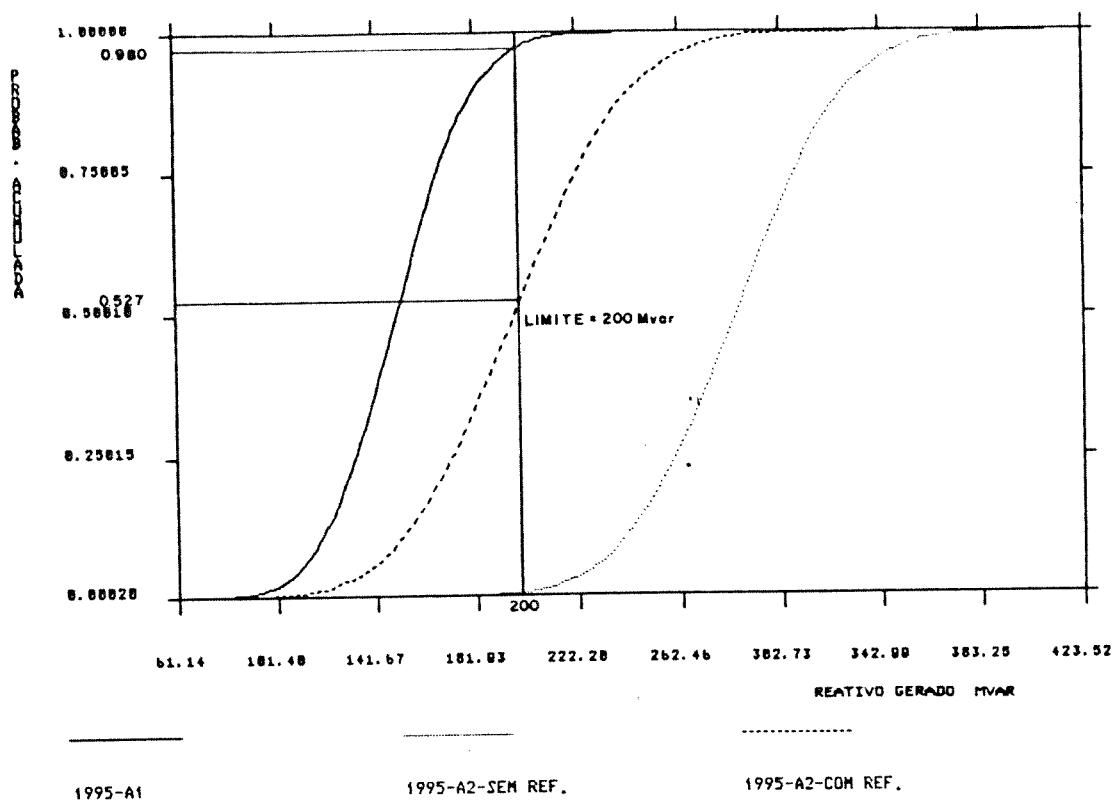


FIG 4.18- Funções Distribuição de Probabilidade acumulada para a potência reativa gerada pelo CE de C. Grande na emergência Mossoró-Açú

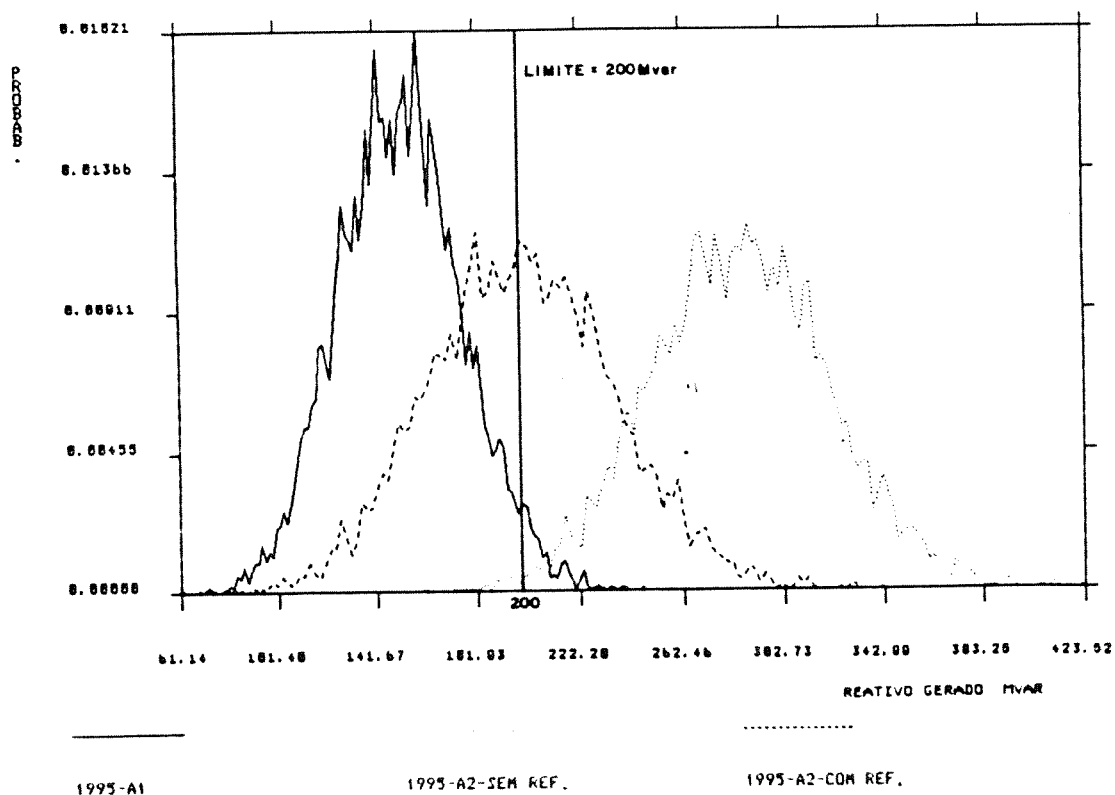


FIG 4.19- Funções Densidade de Probabilidade para a potência reativa gerada pelo CE de C. Grande na emergência Mossoró-Açú

O gráfico 9 (figuras 4.20 e 4.21) apresenta o fluxo em MVA na LT Banabulú-Russas considerando a emergência Banabulú-Mossoró, para os anos de 1994, 1995 e 1996. Em 1994, considerando ambas as alternativas, o risco de violar o limite de 220 MVA é nulo (no gráfico apresentou-se apenas a alternativa A2, que é a pior situação). Com os reforços previstos nos anos de 1995 e 1996, considerando a alternativa A1, o risco de violar o limite de 220 MVA é cerca de 88 e 90%, respectivamente. A alteração do limite térmico da LT Banabulú-Russas para 270 MVA reduz a chance de sobrecarga a zero. Com a alternativa A2, em 1995, o risco de sobrecarga com o limite de 220 MVA é de 100% e decai para 33% com a alteração do limite térmico para 270 MVA. Em 1996 a alteração do limite reduz o risco de 85% para 0% . O estudo determinístico, para a alternativa A1, observou uma pequena sobrecarga de apenas 3% no ano de 1996 e considerou aceitável (tabela 4.13). No caso da alternativa A2 (tabelas 4.12 e 4.14) houve sobrecarga de cerca de 18% em 1995, que decaiu para 2% em 1996, o que fez com que fosse alterado o limite térmico da referida linha já em 1995. A abordagem probabilística neste caso levanta alguns pontos não vistos pelo estudo convencional e reintera a necessidade deste reforço para ambas as alternativas, a partir de 1995.

O gráfico 10 (figuras 4.22 e 4.23) apresenta a mesma situação do gráfico 3, ou seja, o fluxo em MVA na LT Tacaimbó-Campina Grande na emergência do circuito Angelim-Tacaimbó-Campina Grande. Em 1996, o risco de sobrecarga para a alternativa A1 é nulo. Considerando a alternativa A2, a implementação do reforço da LT Monlope -Mussurê Natal (500 kV operando em 230 kV) faz o risco decair de 92% para zero.

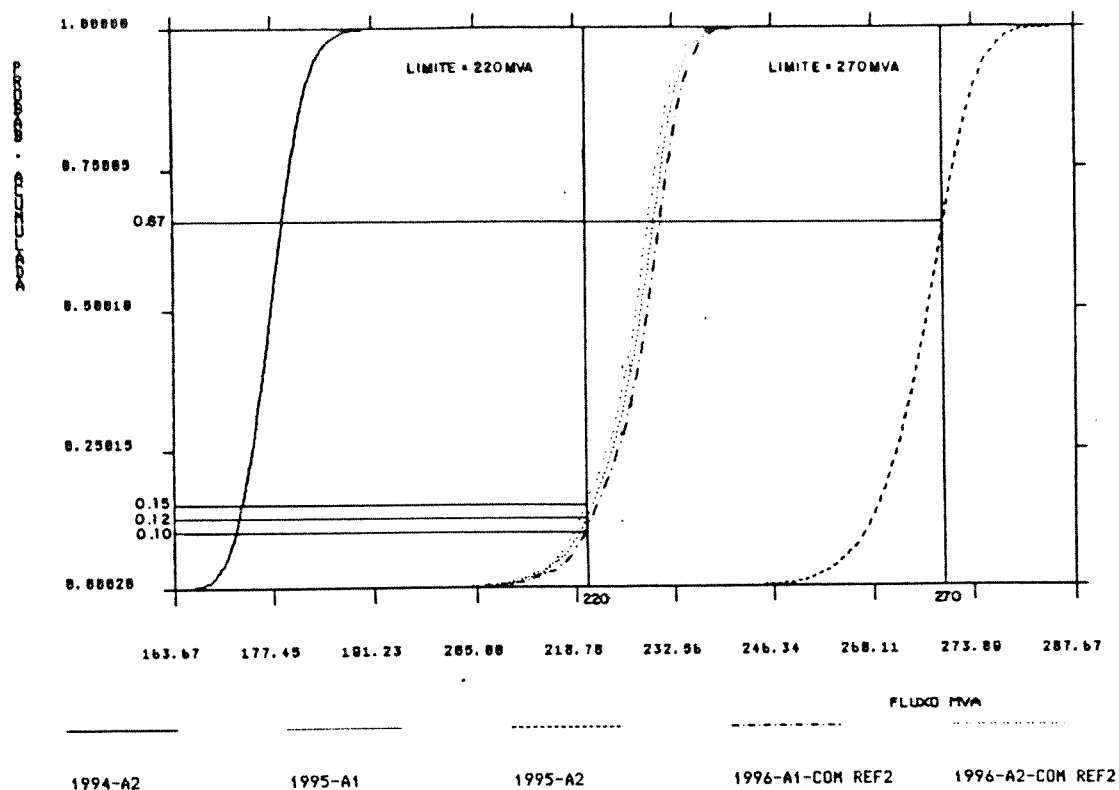


FIG 4.20- Funções Distribuição de Probabilidade acumulada para o fluxo em MVA na LT Banabuiú-Russas na emergência Banabuiú-Mossoró

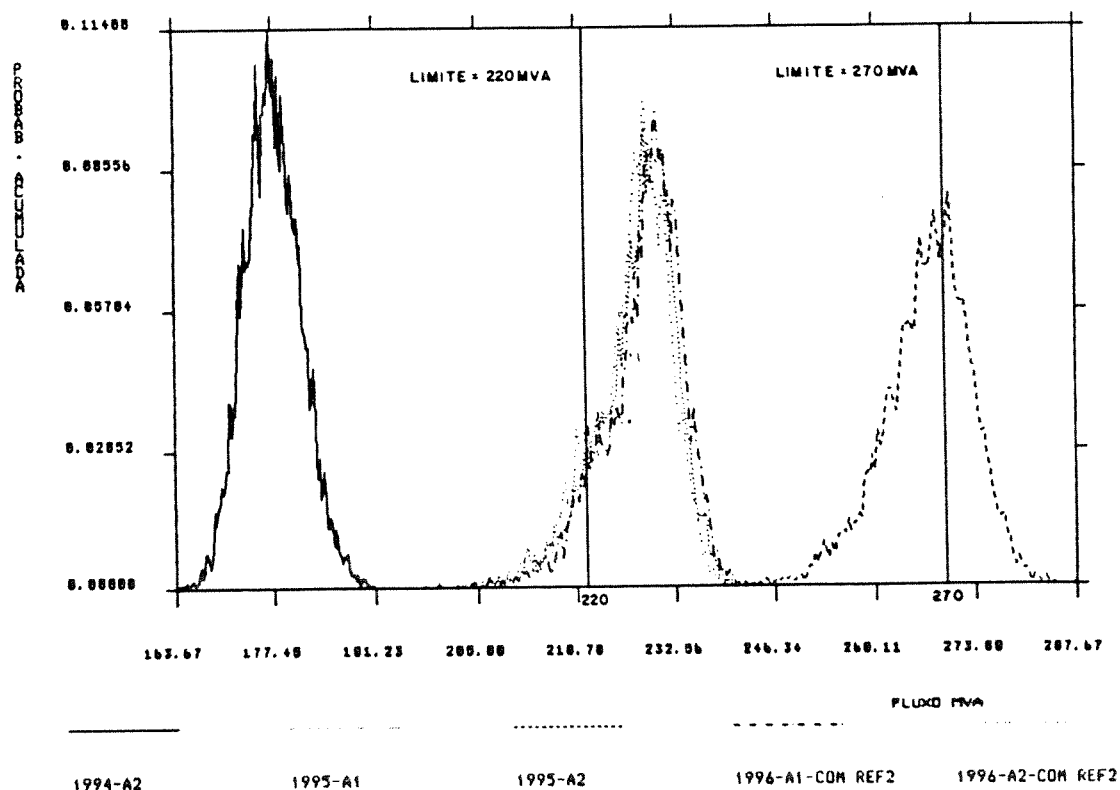


FIG 4.21- Funções Densidade de Probabilidade para o fluxo em MVA na LT Banabuiú-Russas na emergência Banabuiú-Mossoró

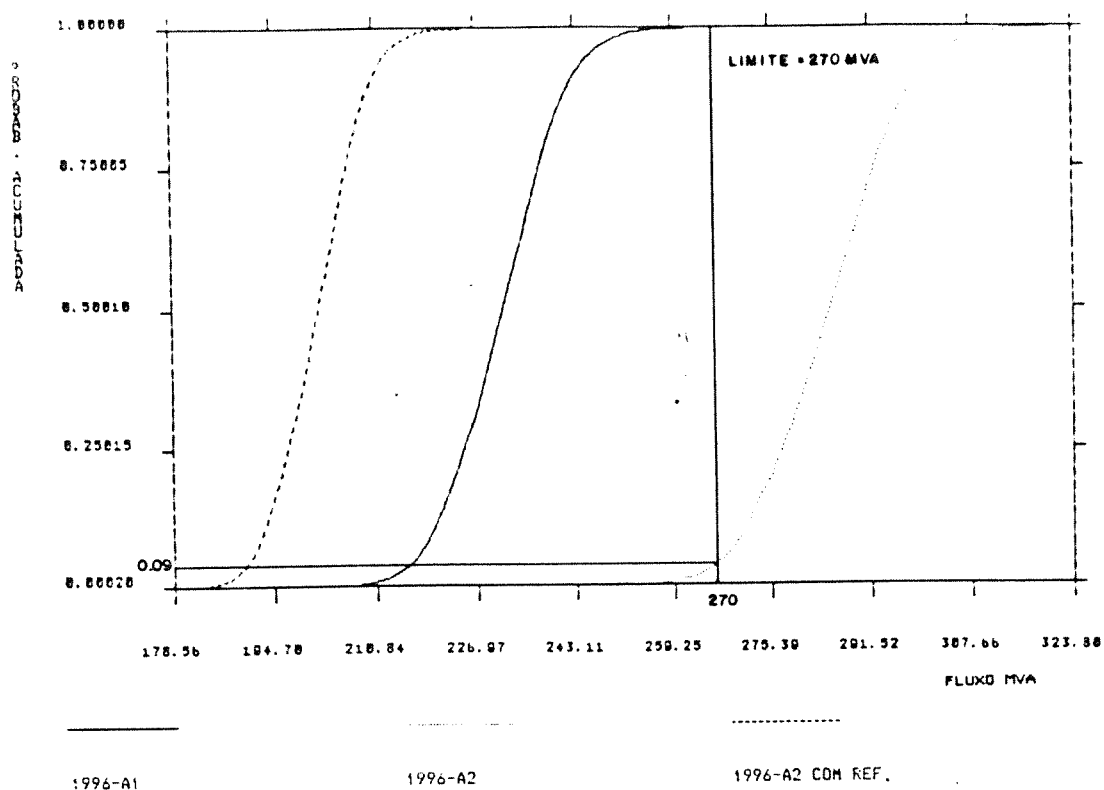


FIG 4.22- Funções Distribuição de Probabilidade acumulada para o fluxo em MVA na LT Tacaimbó-C. Grande na emergência da LT Angelim-Tacaimbó-C. Grande

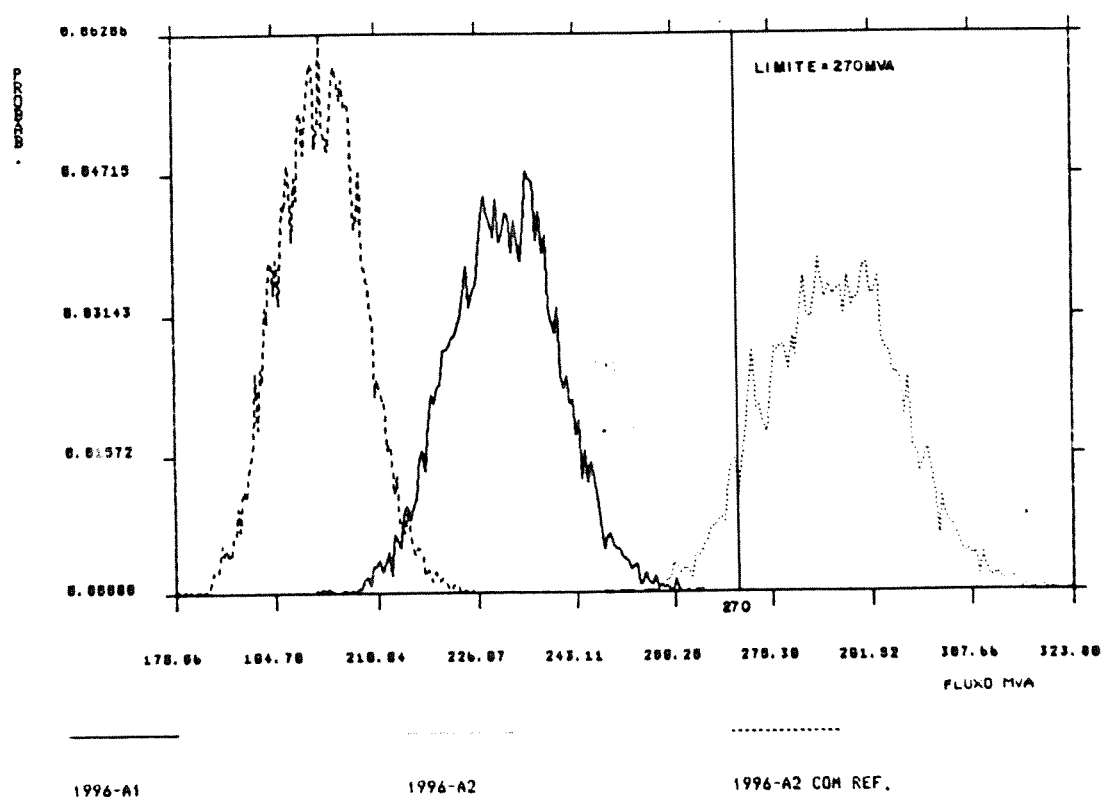


FIG 4.23- Funções Densidade de Probabilidade para o fluxo em MVA na LT Tacaimbó-C. Grande na emergência da LT Angelim-Tacaimbó-C. Grande

O gráfico 11 (figuras 4.24 e 4.25) mostra para o ano de 1996, o fluxo em MVA na LT Mossoró-Açu durante a emergência Campina Grande-Natal. Considerando a alternativa A1 o risco é nulo. Na alternativa A2, sem considerar o reforço da LT Monjope-Mussurê-Natal, o risco é de 82%. Com a implementação deste reforço o risco cai para zero.

Os gráficos 12 (figuras 4.26 e 4.27) e 13 (figuras 4.28 e 4.29) apresentam a tensão em p.u. nas barras de Recife e Angelim 500 kV durante as emergências nas LTs 500 kV Xingó-Rio Largo e Angelim-Rio Largo. Estas figuras visam constatar a necessidade de implementação do reforço do primeiro circuito da LT 500 kV Rio Largo -Recife. Considerando o ano de 1996, no caso da tensão em Angelim 500 kV, a emergência Xingó-Rio Largo é mais severa que a emergência Angelim-Recife. Na emergência Xingó-Rio Largo os riscos da tensão de Angelim ficar abaixo do limite inferior de 1 pu são de 100% para a alternativa A1 e 95% para a alternativa A2. Para a emergência Angelim-Recife os mesmos riscos são de 36% para a alternativa A1 e 26% para a alternativa A2. Considerando a tensão na barra de 500 kV de Recife, os riscos para a emergência Xingó-Rio Largo são de 86% para a alternativa A1 e 63% para a alternativa A2. Para a emergência Angelim-Recife os riscos são de 72% para a alternativa A1 e 55% para a alternativa A2. Considerando o ano de 1995 o risco é nulo em ambas situações. Desta forma a análise probabilística concorda com a determinística, ou seja, o primeiro circuito da LT 500 kV Xingó-Rio Largo deve ser implementado em 1996.

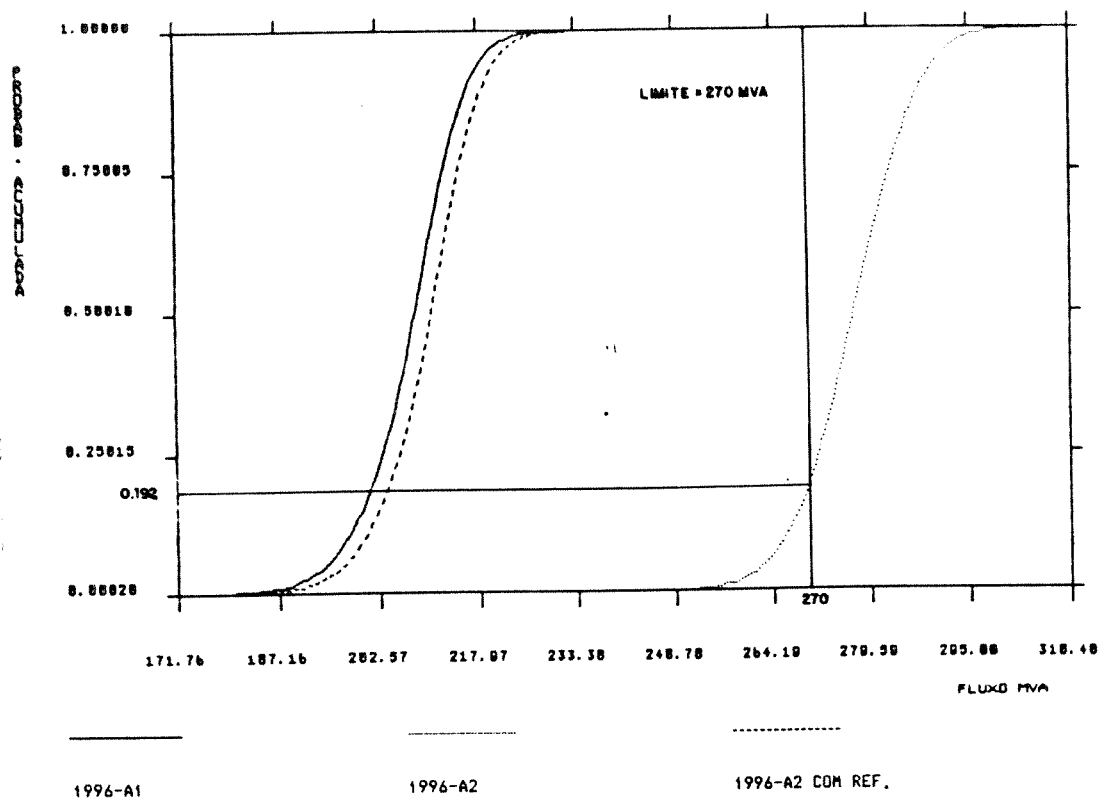


FIG 4.24- Funções Distribuição de Probabilidade acumulada para o fluxo em MVA na LT Mossoró-Açú na emergência C. Grande-Natal

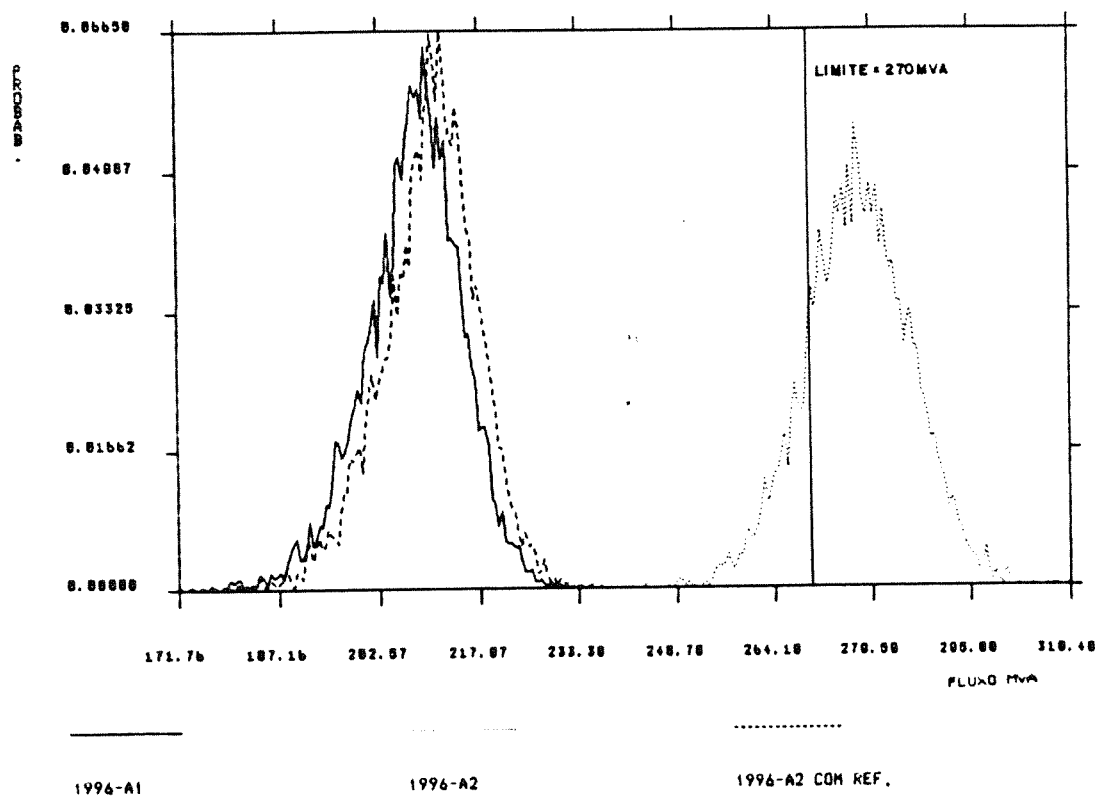
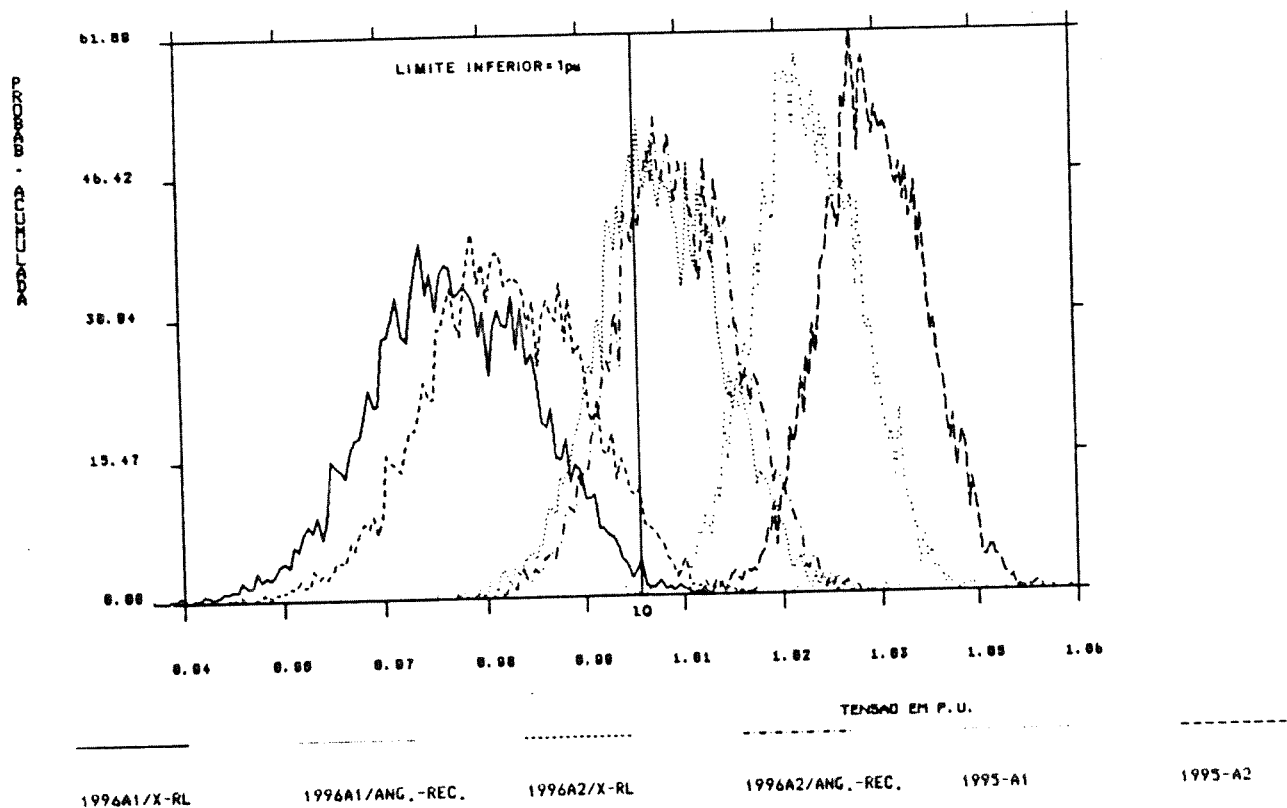
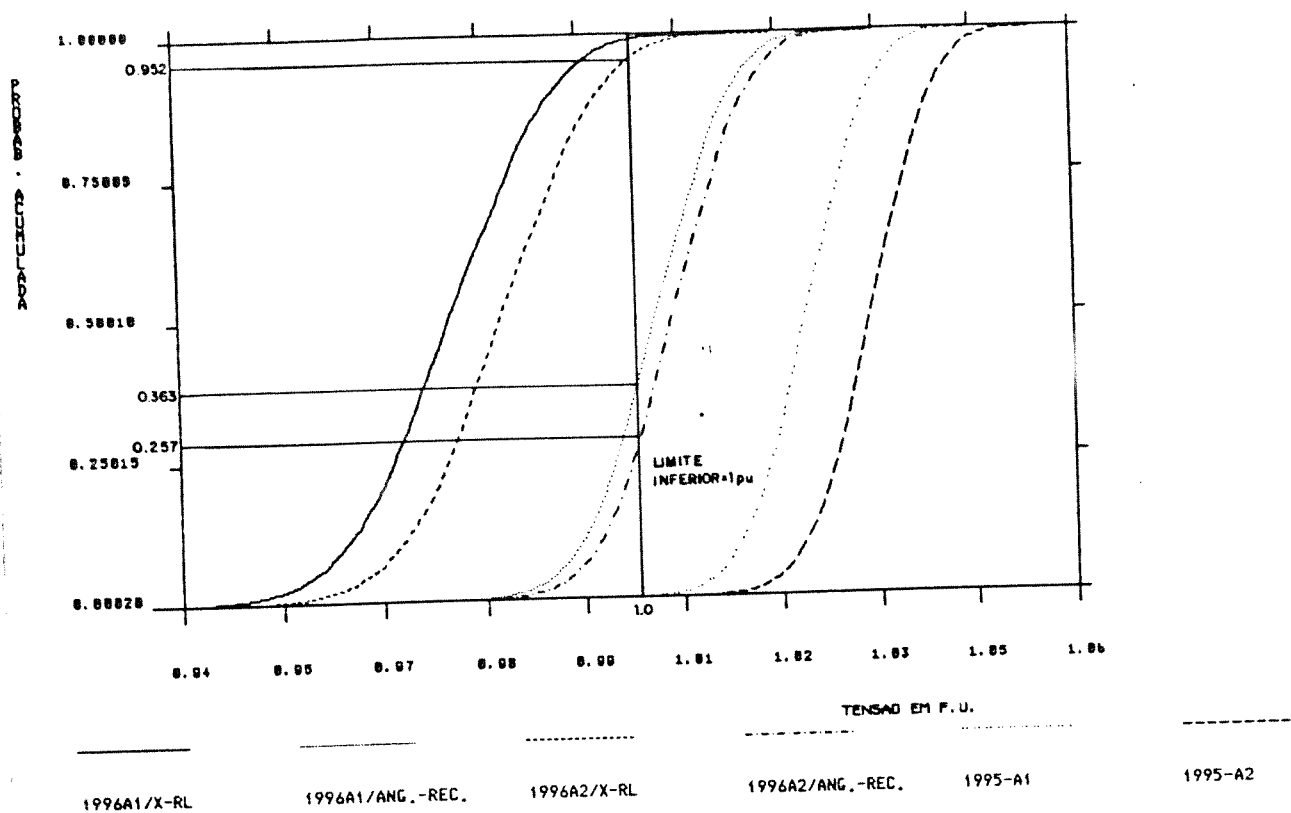
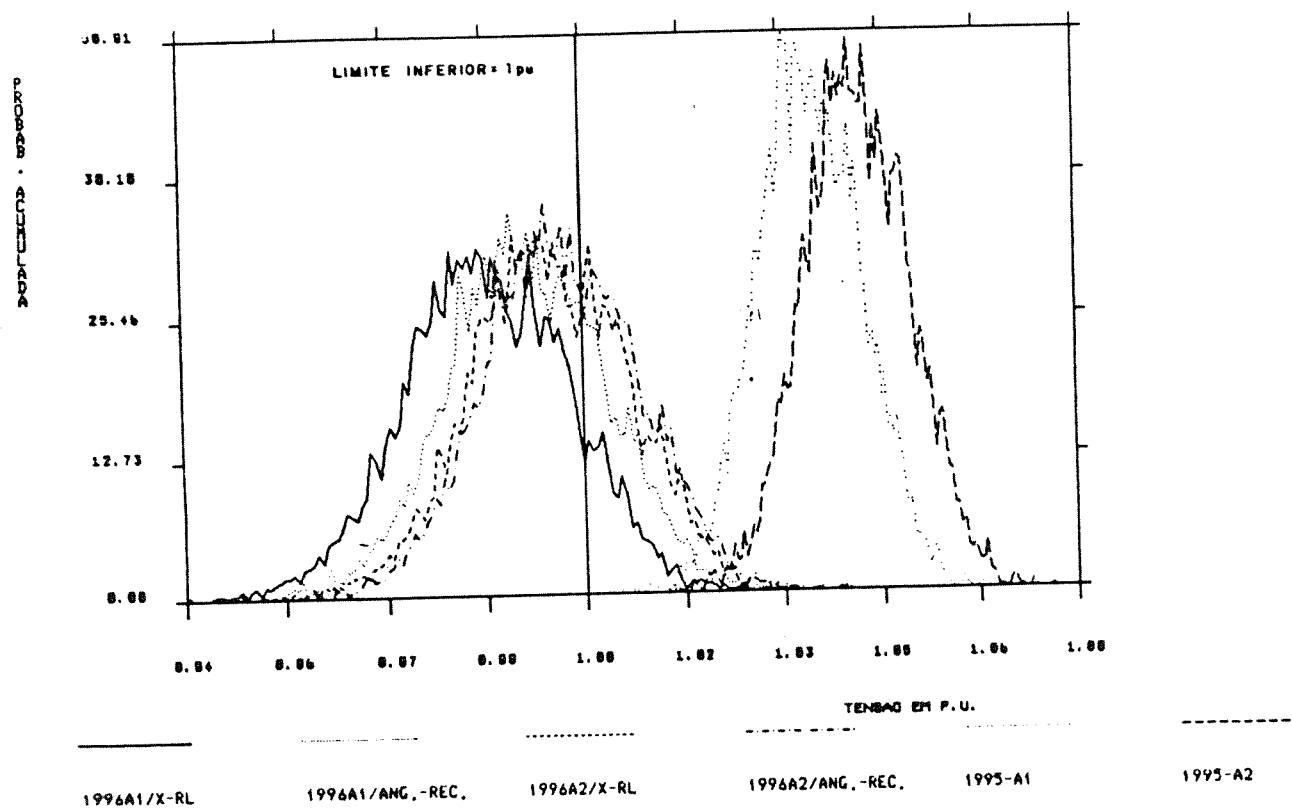
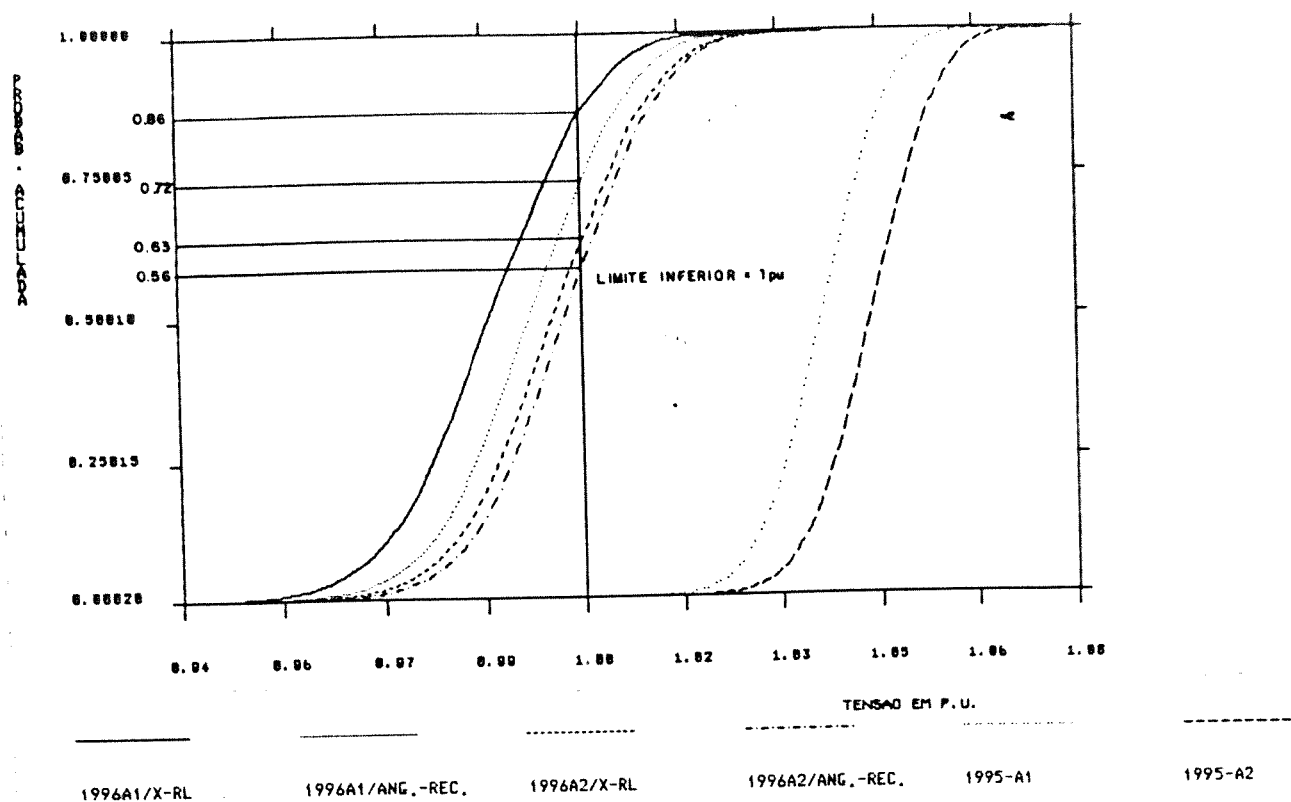


FIG 4.25- Funções Densidade de Probabilidade para o fluxo em MVA na o fluxo em MVA na LT Mossoró-Açú na emergência C. Grande-Natal





As conclusões obtidas com o estudo probabilístico confirmam as vantagens da alternativa A1, acrescentando alguns aspectos bastante relevantes que não eram vistos pelo estudo determinístico. Os gráficos mostram que a solução proposta na alternativa A2 de adiar a linha Monjope-Mussuré-Natal através de um aumento do suporte de reativo (BCs em Natal e C. Grande), não é tecnicamente viável, uma vez que os riscos de ocorrência de problemas no sistema nos anos de 1994 e 1995 ficam muito elevados. A partir do ano de 1996, quando as configurações das duas alternativas são idênticas a menos dos bancos de capacitores de Natal e C. Grande, que não existem na alternativa A1, o desempenho da alternativa A2 é melhor, como era de se esperar. Entretanto, os bancos de capacitores não são necessários, conforme pode ser constatado pelo desempenho da alternativa A1. Vale ressaltar a necessidade de se fazer alguns ajustes no cronograma de obras da alternativa A1 através da antecipação de alguns reforços, como por exemplo a linha Monjope-Mussuré-Natal para 1993.

A tabela 4.18 a seguir apresenta o novo cronograma de obras proposto para a alternativa A1, levando em consideração a análise realizada através do FPP.

4.17 Estudo Probabilístico Cronograma de Obras da Alternativa A1 (horizonte 1997)

ANO	A1
92	Banabuiú - Mossoró 500 kV op/230 kV
93	Monjope-Mussurú-Natal 500 kV op/230 kV
	Alteração do Limite Térmico Rio Largo-Angelim c1 e c2
94	Recife - Monjope C2 - 230 kV
96	Rio Largo - Recife C1 500 kV

Com relação ao estudo determinístico, a principal diferença é a antecipação da LT Monjope-Mussurú Natal de 1994 para 1993. Este novo cronograma de obras representa entretanto uma opção mais flexível de planejamento, uma vez que foi concebido levando em consideração as incertezas de mercado.

Foi efetuada, a título de ilustração, uma análise econômica para verificar quanto significava em termos de investimentos globais e iniciais a antecipação de um ano da linha Monjope- Mussurú-Natal, baseado nos custos utilizados na referência 29. Em termos de investimentos globais a antecipação representou um acréscimo de cerca de 1 % e, em termos de investimentos iniciais, a antecipação significou um acréscimo de 3 % nos custos.

Conforme citado anteriormente para o período de 1997 a 2005 foi realizada uma análise mais específica, verificando algumas conclusões do estudo determinístico da referência 30.

A primeira avaliação buscou verificar a data do fechamento do elo Norte-Leste em 500 kV. Foram processadas as emergências

relevantes do estudo determinístico em 2001 e 2000, de forma semelhante a análise realizada para o período 1992 a 1996. Neste caso o estudo probabilístico ratificou a conclusão do estudo determinístico de que o fechamento do elo só seria necessário em 2001.

As outras avaliações realizadas tiveram como referência a configuração do ano 2005. Foram feitas análises de sensibilidade com variações da incerteza do mercado buscando-se observar se haveria folga na configuração determinada para o horizonte do estudo. Estas simulações visaram verificar se obras tais como a duplicação dos trechos Banabuiú- Russas- Mossoró e Mossoró - Açu ; o quarto circuito para Recife e o segundo transformador de Angelim seriam necessárias logo após 2005. Os processamentos realizados mostraram que mesmo com incertezas da ordem de 20% no mercado, o sistema suporta as contingências relevantes. Tal fato reforçou a decisão do estudo determinístico de não contemplar estas obras no horizonte do estudo, fornecendo indicação que as mesmas não seriam necessárias nos anos imediatamente posteriores a 2005.

4.5. CONCLUSÕES

O exercício realizado teve como objetivo mostrar algumas vantagens da inclusão do algoritmo de FPP, como parte das ferramentas imprescindíveis ao engenheiro de planejamento em suas decisões.

Os resultados obtidos da avaliação do FPP demonstraram, que este método pode aferir através de índices de adequação o impacto das indisponibilidades na geração e das incertezas no

mercado no desempenho em regime permanente do sistema . Os índices de adequação assim obtidos avaliam a probabilidade de ocorrência de problemas no sistema e fornecem subsídios que indentificam os pontos críticos e ociosos do mesmo, o que pode ser de grande valia no que diz respeito a proposição de reforços no sistema. Há um ganho no processo decisório onde mais elementos passam a ser analisados, com menos esforço de análise. Desta forma pode-se obter um planejamento mais seguro.

Desta forma devem ser intensificados os esforços no sentido de que se incorpore ao processo de planejamento o ferramental probabilístico. Existindo agora um algoritmo que é capaz de incorporar parte das incertezas existentes no processo de planejamento, torna-se necessário criar uma cultura para este tipo de enfoque probabilístico. É preciso se trabalhar no sentido de uma definição mais precisa de uma metodologia probabilística a ser utilizada no planejamento da expansão. Esta nova metodologia deverá acessar e manipular os índices de adequação, bem como incorporar ao processo de planejamento uma análise de riscos e custos associados.