



**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SÃO JOÃO DEL-REI - UFSJ**  
**DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA - DEPEL**  
**COORDENAÇÃO DE ENGENHARIA ELÉTRICA - COELE**

**Cássia Reis Afonso de Freitas - 190900048**

**Gabriel Luis de Sousa - 180950030**

**Lucas Xavier de Moraes - 19095011**

### **ESTUDO DE CASO 03**

**Professor:** Dr. Fernando Aparecido de Assis

**São João del-Rei - MG**

**Agosto de 2024**

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>3</b>
1.1	Considerações Iniciais	3
1.2	Objetivos Gerais	3
<b>2</b>	<b>METODOLOGIA</b>	<b>4</b>
<b>3</b>	<b>RESOLUÇÃO</b>	<b>5</b>
3.1	Ponto Operativo Inicial	5
3.2	Ajustes Iniciais	5
3.2.1	Controle por Geração	5
3.2.2	Controle Dos Tapes De Defasagem	6
3.2.3	Análise das contingências	7
3.3	Ajustes finos	8
3.3.1	Ajuste De Tensão	8
3.3.2	Utilizando O Banco De Suporte Reativo	9
3.4	Operação Normal	10
3.5	Resumo Dos Ajustes	11
<b>4</b>	<b>RESULTADOS</b>	<b>12</b>
4.1	Análise Do Sistema Em Operação Normal	12
4.1.1	Contingências Simples	12
4.1.2	Contingências Duplas	14
<b>5</b>	<b>CONCLUSÕES</b>	<b>15</b>
	<b>Referências</b>	<b>16</b>
	<b>ANEXOS</b>	<b>17</b>

# 1 INTRODUÇÃO

## 1.1 Considerações Iniciais

O sistema elétrico possui restrições normalizadas pela ONS, disponibilizadas no Procedimento de Rede, Submódulo 2.3. Estas restrições tem como finalidade garantir a continuidade e qualidade do sistema, atendendo a critérios de tensão, fluxo de potência e de contingência.

Considerando um sistema de 14 barras, em que uma de suas linhas de transmissão, a qual liga as barras (9 e 12), precisa ficar indisponível durante uma manutenção, por solicitação da concessionária.

## 1.2 Objetivos Gerais

Desta forma, tendo em vista o contexto de planejamento da operação, no qual o circuito da Figura 1 opera com uma linha em manutenção, dando origem a um novo caso base, buscou-se então determinar medidas de controle para diferentes contingências simples, com ênfase na importância de identificar o estado operacional inicial do sistema e avaliar a gravidade de cada falha. Em última análise, busca-se garantir que o sistema opere de maneira a atender às restrições da ONS enquanto estiver operando em estado normal ou para contingências simples.

Na Figura 1, em vermelho estão os números de cada circuito. A linha de transmissão colocada em manutenção adotada para o problema é o circuito 13. Para melhor visualizar os circuitos, trocou-se os números dos circuitos 14 e 15 para 13 e 14 respectivamente, representados na Figura em verde.

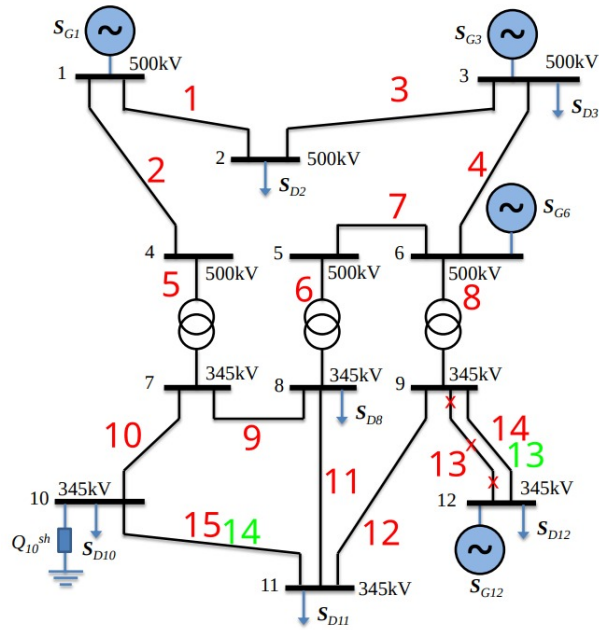


Figura 1 – Sistema Novo Caso Base

## 2 METODOLOGIA

A partir do problema inicial foram propostas alterações nos estados de operação dos equipamentos do sistema, visando a solução de problemas específicos.

Utilizou-se o índice de severidade obtido na Tabela 1, para determinar a ordenação das ações de correção e controle das contingências. Foi-se seguindo então esta ordem, da maior para a menor. Ordenou-se como ordem de operações de controle, alterações na geração, TAP de defasagem e tensão, e por fim ajuste de tensão nas barras PV's.

### 3 RESOLUÇÃO

#### 3.1 Ponto Operativo Inicial

Verificou-se que, em condições operativas normais o sistema já apresenta violações de limites operativos. Validou-se também, que o sistema também não atende contingências simples. Na Tabela 1, são apresentadas todas as contingências simples e os índices de cada uma.

#	Contingência	Índice de Sobrecarga	Circuitos em sobrecarga
1	2	1,734111	5,9,13
2	4	1,345920	2,6,10
3	5	1,096689	4,9
4	8	0,526459	5,12
5	3	0,423322	9
6	6	0,409628	9
7	7	0,409628	9
8	10	0,147231	9
9	13	0,008000	11
10	1	0,000000	
11	9	0,000000	
12	11	0,000000	
13	12	0,000000	
14	14	0,000000	

Tabela 1 – Tabela de contingências

Nota-se que a maior contingência é o no circuito 2, que interliga as barras 1 a 4. Outro dado interessante de analisar é que o circuito 9 foi prejudicado em muitas contingências.

#### 3.2 Ajustes Iniciais

Da Tabela 1, verificou-se que a maior contingência é quando se perde o circuito 2. Decidiu-se então solucionar primeiro esta, cuja solução, por ser a de maior severidade pode solucionar outras contingências de menor índice.

Na Tabela 2, destaca-se que há uma grandes violações nos circuitos 4, 8 e 12. Estas ultrapassaram o limite em 52,34% , 61,08% e 72,63%.

##### 3.2.1 Controle por Geração

Primeiro, foi proposto um ajuste na redistribuição da geração do sistema, em vista que a maior parte da geração estava nas barras de 500kV e a maior parte da carga estava em 230kV. Este é o motivo principal para solucionar parte da contingência simples do circuito 2.

O ajuste proposto na geração foi de alterar o ponto de geração dos geradores. O gerador da barra 12 passaria a gerar: 50MVA, o da barra 6: 60MVA e o da barra 1: 60MVA.

NCIR	BDE	BPARA	SKM(kVA)	SMK(kVA)	Cap. Máx.(kVA)	% de Sobrecarga
1	1	2	75,14	74,11	100,00	0,00%
3	2	3	43,34	42,86	100,00	0,00%
4	3	6	152,34	151,76	100,00	52,34%
5	4	7	0,04	0,04	80,00	0,00%
6	5	8	40,66	38,09	80,00	0,00%
7	5	6	40,66	42,45	80,00	0,00%
8	6	9	128,86	125,48	80,00	61,08%
9	7	8	17,32	17,82	50,00	0,00%
10	7	10	17,32	16,46	50,00	0,00%
11	8	11	14,46	14,35	50,00	0,00%
12	9	11	86,31	71,75	50,00	72,63%
13	9	12	39,90	37,25	50,00	0,00%
14	10	11	28,06	30,13	50,00	0,00%

Tabela 2 – Fluxos de potência para circuito 2 em contingência

O ajuste proposto gerou a relação de fluxos de potências para a contingência do circuito 2 apresentado na Tabela 3. Houve total redução do problema no circuito 4, e uma significativa redução da sobrecarga no circuito 8. Já no circuito 12 houve um aumento na sobrecarga. Esta linha está sobrecarregada pois muito da geração que está no lado direito do sistema acaba fluindo por ela. Utilizando os transformadores foi possível contornar este problema.

NCIR	BDE	BPARA	SKM(kVA)	SMK(kVA)	Cap. Máx.(kVA)	% de Sobrecarga
4	3	6	57,05	56,47	100,00	0,00%
8	6	9	93,51	90,07	80,00	16,89%
12	9	11	90,83	74,76	50,00	81,66%

Tabela 3 – Fluxos de potência nos circuitos 4, 8 e 12 após ajuste na geração

### 3.2.2 Controle Dos Tapes De Defasagem

O próximo problema apresentado, é o grande fluxo de potência das barras de geração para as barras de carga. Isso gerou uma grande sobrecarga na linha 12, que conecta as barras 9 e 11.

No caso de uma contingência no circuito 2, verificou-se que nesse estado operativo há uma violação no fluxo de potência no transformador 8 e um grande fluxo na linha entre as barras 9 e 11. Pensando em resolver estes dois problemas, foi decidido tentar utilizar mais o transformador 6.

Com isso, pensou-se em alterar o tape de defasagem de no transformador 6 para 10,0° e no transformador 8 para -7,0°.

Assim, como mostrado na Tabela 4, foi possível então controlar estas duas últimas violações para o circuito 2 em contingência.

NCIR	BDE	BPARA	SKM(kVA)	SMK(kVA)	Cap. Máx.(kVA)	% de Sobrecarga
8	6	9	53,59	50,99	80,00	0,00%
12	9	11	29,83	27,65	50,00	0,00%

Tabela 4 – Fluxos de potência nos circuitos 8 e 12 sem sobrecarga com o circuito 2 em contingência

#	Contingência	Índice de Sobrecarga	Circuitos em sobrecarga
1	2	0,162574	13
2	5	0,155568	13
3	1	0,000000	
4	3	0,000000	
5	4	0,000000	
6	6	0,000000	
7	7	0,000000	
8	8	0,000000	
9	9	0,000000	
10	10	0,000000	
11	11	0,000000	
12	12	0,000000	
13	13	0,000000	
14	14	0,000000	

Tabela 5 – Tabela de contingências

### 3.2.3 Análise das contingências

Após estas alterações foi feito um novo estudo de contingências simples. O resultado é apresentado na Tabela 5.

Como o cálculo do índice de contingências é feito a partir da técnica de linearização do circuito, o ajuste de defasagem não é considerado, e devido à isso, o sistema ainda indica uma violação quando o circuito 2 estiver em contingência. Porém, conforme mostrado anteriormente, esta contingência foi solucionada.

Porém foi apresentada também uma violação para a falta do transformador do circuito 5, que liga as barras 4 e 7. Para validar se este problema também não era resultado de um alarme falso, foi feita uma análise do sistema com o circuito 5 em contingência.

Conforme apresentado na Tabela 6, ao calcular o fluxo de potência com o método de Newton-Raphson, não houve nenhuma violação.

NCIR	BDE	BPARA	SKM(kVA)	SMK(kVA)	Cap. Máx.(kVA)	% de Sobrecarga
1	1	2	60,06	59,35	100,00	0,00%
2	1	4	2,51	0,00	100,00	0,00%
3	2	3	28,41	27,91	100,00	0,00%
4	3	6	43,12	42,53	100,00	0,00%
6	5	8	72,58	71,63	80,00	0,00%
7	5	6	72,58	75,05	80,00	0,00%
8	6	9	56,39	53,89	80,00	0,00%
9	7	8	24,79	25,56	50,00	0,00%
10	7	10	24,79	23,71	50,00	0,00%
11	8	11	22,92	22,50	50,00	0,00%
12	9	11	41,44	36,93	50,00	0,00%
13	9	12	26,76	25,45	50,00	0,00%
14	10	11	20,29	21,47	50,00	0,00%

Tabela 6 – Fluxos de potência para o circuito 5 em contingência

### 3.3 Ajustes finos

Neste ponto, foi validado que não haviam mais violações de sobrecarga para contingências simples e também não haviam sobrecargas em operação normal. Porém, ainda era necessário adequar os níveis de tensão no sistema. A estratégia escolhida para adequar os níveis de tensão foi voltar e analisar o sistema para o circuito 2 em contingência.

#### 3.3.1 Ajuste De Tensão

Barra	Ângulo grau	Tensão (PU) pu	Base de tensão (kV)
1	5,3162	1,0100	500
2	3,2854	0,9999	500
3	-0,0000	1,0000	500
4	-21,1549	0,9255	500
5	-10,5012	0,9672	500
6	-4,5585	1,0000	500
7	-13,1545	0,9255	345
8	-11,7718	0,9544	345
9	-13,0729	1,0513	345
10	-17,5267	0,8851	345
11	-14,5909	0,9369	345
12	-10,2317	1,0000	345

Tabela 7 – Tabela de tensão e ângulo por barra para o sistema em contingência no circuito 2

Conforme Tabela 7, O sistema em contingência viola os limites de tensão delimitados pela ONS.



Barra	Ângulo grau	Tensão (PU) pu	Base de tensão (kV)
4	-20,2724	0,9588	500
9	-12,6253	1,0744	345
10	-16,4245	0,9194	345

Tabela 8 – Valores de tensão nas barras 4, 9 e 10 para o sistema em contingência no circuito 2

No caso da barra 4, que é uma barra de 500kV, a tensão deve estar entre 0,95 *pu* e 1,10 *pu* para um sistema em contingência. Logo a barra 4 apresentava uma tensão inferior ao limite mínimo exigido.

Já para as barras 9 e 10, que são barras de 345kV, suas tensões devem estar entre 0,90 *pu* e 1,05 *pu* enquanto em contingência.

Foi então decidido solucionar primeiro o problema da barra 4. Para esta, foi aplicada a técnica de ajustes alternados, controlando a tensão em 4 utilizando o *set-point* de tensão das barras PV mais próximas, que são as barras 1, 3 e 6.

Com essa técnica, foi então proposto elevar as tensões destas barras PV. A barra 1 agora tem o *set-point* de tensão de 1,0392 *pu* e as barras 3 e 6 ambas ficaram com 1,0292 *pu*.

Assim, conforme Tabela 8, a tensão na barra 4 agora atende aos limites delimitados pela ONS, porém houve uma aumento na violação da barra 9, mas ao mesmo tempo, a violação na barra 10 foi solucionada.

Para melhorar a operação do sistema na barra 9, foi então feito um ajuste no *tape* do transformador 8, que é o transformador que liga as barras 6 e 9, já que este aumento na barra 9 aconteceu pois o ajuste anterior elevou a tensão na barra 6.

Através de ajustes alternados, usando então o *tape* deste transformador, este agora passará para 1,0557.

A Tabela 9 mostra que após este ajuste, as barras 4 e 10 voltaram a apresentar contingências. Neste ponto, poderia ser sugerido de voltar a ajustar o sistema utilizando os *set-point* de tensão das barras PV. Mas, outra forma de atacar este problema é utilizar o banco de suporte de reativo que existe na barra 10. Como as barras PV estão longe dessa área do sistema, este banco está num ponto muito estratégico, que ajudou a controlar a tensão das barras perto da barra 10.

### 3.3.2 Utilizando O Banco De Suporte Reativo

Neste ponto então, foi proposto a utilização do banco de suporte de reativo presente na barra 10. Lembrando que essa análise estava ainda sendo feita sobre o sistema com o circuito 2 em contingência.

Como o limite do banco era de 0,4 *pu*, por tentativa e erro decidiu-se colocar o banco em 0,1 *pu*. Esta singela alteração foi suficiente para enfim solucionar estes dois problemas conforme apresentado na Tabela 10.

Barra	Ângulo grau	Tensão (PU) pu	Base de tensão (kV)
1	5,0201	1,0392	500
2	3,1016	1,0294	500
3	-0,0000	1,0292	500
4	-20,6757	0,9395	500
5	-10,0562	0,9910	500
6	-4,2114	1,0292	500
7	-12,6751	0,9395	345
8	-11,3404	0,9693	345
9	-12,5405	1,0447	345
10	-16,9735	0,8967	345
11	-14,1187	0,9447	345
12	-9,8528	1,0000	345

Tabela 9 – Tensões após ajuste de tape do transformador 8

Barra	Ângulo grau	Tensão (PU) pu	Base de tensão (kV)
4	-5,7837	1,0204	500
10	-4,9260	0,9816	345

Tabela 10 – Tensões nas barras 4 e 10 utilizando o suporte de reativo

### 3.4 Operação Normal

Após todos estes ajustes para o sistema em contingência no circuito 2, que era a maior contingência inicialmente, voltou-se ao sistema normal para validar se há a conformidade deste dentro dos limites estabelecidos pela ONS.

Um ponto de atenção a ser observado neste ponto é apresentado na Tabela 11.

Barra	Ângulo grau	Tensão (PU) pu	Base de tensão (kV)
1	-2,3141	1,0392	500
2	-2,5273	1,0320	500
3	-0,0000	1,0292	500
4	-5,7837	1,0204	500
5	-2,7412	1,0173	500
6	1,1920	1,0292	500
7	1,0868	1,0231	345
8	0,1842	1,0202	345
9	-5,6759	1,0430	345
10	-4,9260	0,9816	345
11	-3,9701	0,9938	345
12	-3,0270	1,0000	345

Tabela 11 – Tensões em operação normal após ajustes

Conforme mostrado, a tensão em 9 agora está bem próxima do limite operativo superior de tensão em condição normal de operação. Para esta barra de 345kV, este limite superior é de 1,05 pu. A fim de deixar o sistema mais robusto, e em um estado de operação melhor, ou seja, um estado que permita que haja uma leve flutuação na carga sem a violação do limite, foi proposta uma nova alteração no *tape* do transformador 8.

Usando ajustes alternados, foi então feito um ajuste final no *tape* para 1,0447. Assim foi possível solucionar este problema.

Barra	Ângulo grau	Tensão (PU) pu	Base de tensão (kV)
1	-2,3460	1,0392	500
2	-2,5517	1,0320	500
3	-0,0000	1,0292	500
4	-5,8081	1,0192	500
5	-2,7132	1,0165	500
6	1,2352	1,0292	500
7	1,0545	1,0216	345
8	0,1635	1,0182	345
9	-5,5953	1,0359	345
10	-4,9658	0,9788	345
11	-3,9778	0,9900	345
12	-3,1126	1,0000	345

Tabela 12 – Tabela de tensão após ajuste final

Neste ponto, foi verificado então que o sistema em operação normal atendia aos limites operativos e que em contingência simples também havia a conformidade do sistema.

### 3.5 Resumo Dos Ajustes

Conforme descrito no Capítulo 1.2 todo, foram propostos então ajustes para a conformidade do sistema. Um resumo dos ajustes são apresentados:

#### Alterações nas barras

1. Barra 1 mudou Vesp(PU) de 1,01 -> 1,0392
2. Barra 1 mudou PGesp(PU) de 0,75 -> 0,6
3. Barra 3 mudou Vesp(PU) de 1,0 -> 1,0292
4. Barra 6 mudou Vesp(PU) de 1,0 -> 1,0292
5. Barra 6 mudou PGesp(PU) de 0,2 -> 0,6
6. Barra 10 mudou Bsh(PU) de 0,0 -> 0,1

7. Barra 12 mudou PGesp(PU) de 0,05 -> 0,5

#### **Alterações nos circuitos**

1. Circuito 6 mudou DEF(GRAUS) de -10,0 -> 10,0

2. Circuito 8 mudou TAP(PU) de 1,1 -> 1,0447

3. Circuito 8 mudou DEF(GRAUS) de 0,0 -> -7,0

## **4 RESULTADOS**

### **4.1 Análise Do Sistema Em Operação Normal**

Após todos os ajustes propostos em 1.2, o sistema opera conforme as Tabelas 13 e 14.

Barra	Ângulo grau	Tensão (PU) pu	Base de tensão (kV)
1	-2,3460	1,0392	500
2	-2,5517	1,0320	500
3	-0,0000	1,0292	500
4	-5,8081	1,0192	500
5	-2,7132	1,0165	500
6	1,2352	1,0292	500
7	1,0545	1,0216	345
8	0,1635	1,0182	345
9	-5,5953	1,0359	345
10	-4,9658	0,9788	345
11	-3,9778	0,9900	345
12	-3,1126	1,0000	345

Tabela 13 – Tabela de tensão final

Assim, validou-se que não há mais violações em operação normal.

#### **4.1.1 Contingências Simples**

Foi feito também um relatório final das contingências simples para estes ajustes. Os índices são apresentados na Tabela 15.

Novamente, são apresentados índices maiores que zero para contingências nos circuitos 2 e 5. Porém, como já explicado, devido ao método de fluxo de potência linearizado, que não leva em consideração as alterações nos transformadores, estes índices não representam de fato uma sobrecarga nestas duas contingências, dado que estas foram corrigidas a partir de alterações nos pontos de operação dos transformadores 6 e 8.

Mesmo assim, foi feita análise no sistema para estas duas contingências com fluxo de potência calculado pelo método de Newton-Raphson, e validou-se que não havia nenhuma contingência. Os resultados detalhados deste cálculo se encontra no capítulo 4.1.2.

NCIR	BDE	BPARA	SKM(kVA)	SMK(kVA)	Cap. Máx.(kVA)	% de uso
1	1	2	12,54	14,43	100,00	14,43%
2	1	4	50,64	49,40	100,00	50,64%
3	2	3	22,98	23,59	100,00	23,59%
4	3	6	12,02	12,64	100,00	12,64%
5	4	7	49,38	49,49	80,00	61,87%
6	5	8	50,99	51,08	80,00	63,85%
7	5	6	51,00	51,63	80,00	64,54%
8	6	9	38,52	37,11	80,00	48,15%
9	7	8	12,09	12,05	50,00	24,17%
10	7	10	38,78	37,16	50,00	77,57%
11	8	11	38,29	37,22	50,00	76,57%
12	9	11	18,82	17,98	50,00	37,64%
13	9	12	20,76	20,04	50,00	41,52%
14	10	11	6,55	6,62	50,00	13,25%

Tabela 14 – Fluxos de potência finais

#	Contingência	Índice de Sobrecarga	Circuitos em sobrecarga
1	2	0,162574	13
2	5	0,155568	13
3	1	0,000000	
4	3	0,000000	
5	4	0,000000	
6	6	0,000000	
7	7	0,000000	
8	8	0,000000	
9	9	0,000000	
10	10	0,000000	
11	11	0,000000	
12	12	0,000000	
13	13	0,000000	
14	14	0,000000	

Tabela 15 – Tabela de contingências finais

Um detalhe que chama a atenção neste resultado é apresentado em amarelo na Tabela 16. Há uma sobrecarga de 0,12% no circuito 7, que conecta as barras 6 e 8. Porém, em contingência, é tolerada uma sobrecarga de até 10%, pois o sistema suporta uma pequena sobrecarga por um pequeno período de tempo, e considerando que, caso a contingência no circuito 2 de fato aconteça, está deverá ser tratada rapidamente.

Esta mesma situação acontece para contingência em no circuito 5, já que para o sistema, há o mesmo efeito a falta do circuito 2 como o 5. Interessante se atentar à isso, pois mostra que o sistema tem a mesma fraqueza para duas contingências próximas.

NCIR	BDE	BPARA	SKM(kVA)	SMK(kVA)	Cap. Máx.(kVA)	% de Sobrecarga
1	1	2	60,07	59,39	100,00	0,00%
3	2	3	28,44	27,91	100,00	0,00%
4	3	6	41,41	40,79	100,00	0,00%
5	4	7	0,04	0,04	80,00	0,00%
6	5	8	77,46	76,48	80,00	0,00%
7	5	6	77,46	80,10	80,00	0,12%
8	6	9	39,97	38,70	80,00	0,00%
9	7	8	25,74	26,45	50,00	0,00%
10	7	10	25,73	24,87	50,00	0,00%
11	8	11	25,88	25,20	50,00	0,00%
12	9	11	31,72	29,16	50,00	0,00%
13	9	12	22,63	21,75	50,00	0,00%
14	10	11	18,73	19,39	50,00	0,00%

Tabela 16 – Fluxos de potência para contingência no circuito 2

#### 4.1.2 Contingências Duplas

Após todos os ajustes, foi feito um estudo além das contingências simples. Assim, foi levantado os índices de todas contingências e estes foram ranqueados. Os 10 maiores índices de sobrecarga são apresentados na Tabela 17.

#	Contingência	Índice de Sobrecarga	Circuitos em sobrecarga
1	2,6	2,457122	10,14
2	2,7	2,457122	10,14
3	5,6	2,393742	10,14
4	5,7	2,393742	10,14
5	2,8	1,134818	7,9
6	5,8	1,110831	7,9
7	3,6	1,015204	10,14
8	3,7	1,015204	10,14
9	1,4	0,855701	7
10	10,11	0,660641	14

Tabela 17 – Ranking das 10 maiores de contingências duplas

Desta tabela, destaca-se primeiro, que para as maiores contingências, os circuitos 10 e 14 ficam sobrecarregados frequentemente e sempre juntos. Interessante notar que estes dois circuitos estão bem próximos, eles conectam as barras 7 e 10 e as barras 10 e 14. Em todas as contingências que causam essa sobrecarga, percebe-se que estas ocorrem quando há alguma falta que interfira no fluxo de potência dos geradores 6 e 1 principalmente. As 2 maiores contingências deste exemplo ocorre quando o circuito 2 que liga o gerador 1 à essa região de maior carga em conjunto com a falta dos circuitos 6 ou 7, que são responsáveis por transferir o fluxo dos geradores 6 principalmente, mas o 3 também.

NCIR	BDE	BPARA	SKM(kVA)	SMK(kVA)	Cap. Máx.(kVA)	% de uso
1	1	2	60,08	59,40	100,00	60,08%
2	2	3	28,45	27,91	100,00	28,45%

Tabela 18 – Fluxos de potência para o primeiro subsistema

NCIR	BDE	BPARA	SKM(kVA)	SMK(kVA)	Cap. Máx.(kVA)	% de uso
1	1	4	0,04	0,04	80,00	0,05%
2	2	5	77,46	76,48	80,00	96,83%
3	2	3	77,46	80,10	80,00	100,12%
4	3	6	39,97	38,70	80,00	49,97%
5	4	5	25,74	26,45	50,00	52,89%
6	4	7	25,73	24,87	50,00	51,47%
7	5	8	25,88	25,20	50,00	51,77%
8	6	8	31,72	29,16	50,00	63,44%
9	6	9	22,63	21,75	50,00	45,27%
10	7	8	18,73	19,39	50,00	38,77%

Tabela 19 – Fluxos de potência para o segundo subsistema

Deste ranking também, é válido notar que os circuitos 7 e 9 também entram em sobrecarga nas maiores contingências. Isso é explicado pois estes dois circuitos atuam diretamente nas pontas dos transformadores, que são grandes pontos de transferência de potência. Caso haja alguma contingência que limite a geração de ir diretamente às cargas, estes dois circuitos se sobrecarregam pois eles são responsáveis por ajudar a dividir o fluxo entre os transformadores.

Outra contingência interessante de notar, é a contingência para os circuitos 2 e 4, que não está no ranking. Neste caso, o sistema se divide em 2 subsistemas diferentes, já que as barras 1, 2 e 3 formam um sistema próprio, e o resto das barras forma um segundo sistema à parte, em que a barra SW deve ser alterada.

Das Tabelas 18 e 19 verifica-se que o sistema apresenta apenas uma sobrecarga de 0,12% no subsistema 2. Isso nos mostra que os 2 geradores mais críticos às cargas que estão nas barras de 345kV, são os geradores 6 e 12.

## 5 CONCLUSÕES

Por fim, foi validado que, no ponto operativo em que uma das linhas entre as barras 9 e 11 estiverem em manutenção, se aplicado os ajustes propostos, o sistema estará em Operação Normal, com espaço para leves flutuações nas cargas visto que nenhum dos equipamentos opera perto dos limites. Ademais, foram propostos ajustes que preparam o sistema para todas as contingências simples.

## REFERÊNCIAS

- [1] Fernando A. Assis, “Notas de aula.” Online, 2024. [Acesso em julho 2024].
- [2] “Submódulo 23.3: Diretrizes e critérios para estudos elétricos,” Procedimentos de Rede - ONS.
- [3] G. A. MONTICELLI, A.J, *Introdução a sistemas de energia elétrica*. Ed. Unicamp, 2003.



## ANEXOS

Barra	Ângulo grau	Tensão (PU) pu	Base de tensão (kV)
1	5,0201	1,0392	500
2	3,1016	1,0294	500
3	-0,0000	1,0292	500
4	-21,0143	0,9566	500
5	-10,1214	0,9954	500
6	-4,1297	1,0292	500
7	-13,0133	0,9566	345
8	-11,4772	0,9828	345
9	-12,3302	1,0408	345
10	-17,5024	0,9245	345
11	-14,3108	0,9569	345
12	-9,7316	1,0000	345

Tabela 20 – Tabela de tensão para contingência no circuito 2

NCIR	BDE	BPARA	SKM(kVA)	SMK(kVA)	Cap. Máx.(kVA)	% de uso
1	1	2	60,07	59,39	100,00	60,07%
3	2	3	28,44	27,91	100,00	28,44%
4	3	6	41,41	40,79	100,00	41,41%
5	4	7	0,04	0,04	80,00	0,05%
6	5	8	77,46	76,48	80,00	96,83%
7	5	6	77,46	80,10	80,00	100,12%
8	6	9	39,97	38,70	80,00	49,97%
9	7	8	25,74	26,45	50,00	52,89%
10	7	10	25,73	24,87	50,00	51,47%
11	8	11	25,88	25,20	50,00	51,77%
12	9	11	31,72	29,16	50,00	63,44%
13	9	12	22,63	21,75	50,00	45,27%
14	10	11	18,73	19,39	50,00	38,77%

Tabela 21 – Fluxos de potência para contingência no circuito 2

Barra	Ângulo grau	Tensão (PU) pu	Base de tensão (kV)
1	5,0200	1,0392	500
2	3,1015	1,0294	500
3	-0,0000	1,0292	500
4	4,9819	1,0408	500
5	-10,1220	0,9953	500
6	-4,1304	1,0292	500
7	-13,0135	0,9566	345
8	-11,4784	0,9828	345
9	-12,3313	1,0408	345
10	-17,5037	0,9244	345
11	-14,3120	0,9568	345
12	-9,7328	1,0000	345

Tabela 22 – Tabela de tensão para contingência no circuito 5

NCIR	BDE	BPARA	SKM(kVA)	SMK(kVA)	Cap. Máx.(kVA)	% de uso
1	1	2	60,07	59,39	100,00	60,07%
2	1	4	2,66	0,00	100,00	2,66%
3	2	3	28,44	27,91	100,00	28,44%
4	3	6	41,41	40,79	100,00	41,41%
6	5	8	77,46	76,48	80,00	96,83%
7	5	6	77,46	80,10	80,00	100,12%
8	6	9	39,98	38,70	80,00	49,98%
9	7	8	25,74	26,44	50,00	52,88%
10	7	10	25,74	24,87	50,00	51,47%
11	8	11	25,88	25,20	50,00	51,76%
12	9	11	31,73	29,17	50,00	63,46%
13	9	12	22,63	21,74	50,00	45,26%
14	10	11	18,73	19,39	50,00	38,78%

Tabela 23 – Fluxos de potência para contingência no circuito 5