

CARTA ONS - 0059/DOP/2019
Rio de Janeiro, 26 de fevereiro de 2019

Ilmos. Srs.

Representantes dos Associados ao ONS

Assunto: Procedimentos para a Operação do SIN durante o Carnaval de 2019.

Prezados Senhores,

1. Encaminhamos a V.Sa. a Nota Técnica em referência, que trata da implantação de operação em condições especiais de segurança, em conformidade com a Resolução nº. 01, de 25 de janeiro de 2005, do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE, a qual estabelece que, como diretriz operacional a ser seguida pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, previamente à realização de eventos de grande relevância e repercussão nacional e que exijam um grau adicional de segurança, sejam propostos esquemas e providências especiais e suplementares, a fim de garantir o suprimento eletroenergético nos padrões de continuidade e qualidade à sociedade.
2. A Nota Técnica anexa define a operação especial de segurança em todo o SIN, bem como as medidas operativas a serem implantadas pelas empresas de geração, transmissão e distribuição, durante o Carnaval de 2019.
3. Essa operação especial será implantada no período de 17h00min do dia 01 de março (sexta-feira) às 12h00min do dia 06 de março (quarta-feira).
4. Adicionalmente, com o mesmo objetivo de prover segurança operativa, estamos adotando as seguintes ações:
 - 4.1 Programação e Operação do SIN com intercâmbios de energia entre os subsistemas de modo que essa operação seja feita com maior margem de segurança com relação aos limites normalmente praticados, visando minimizar ou mesmo evitar atuação dos esquemas especiais de proteção, sempre que possível.
 - 4.2 Utilização de todos os recursos disponíveis de modo a minimizar a abertura de circuitos para controle de tensão nos períodos de carga leve/mínima. Para tal, deverá se buscar manter as unidades geradoras sincronizadas ainda que com despacho mínimo e, se necessário, como compensadores síncronos.

- 4.3 Adoção de despacho térmico nas localidades de grande concentração populacional para atender o critério N-2.
- 4.4 Atuação junto aos Agentes de Geração, de forma a se dispor das unidades geradoras necessárias para o adequado controle da tensão e o desempenho dinâmico do SIN.
- 4.5 Durante o período de operação especial, para as áreas especificadas nesta Nota Técnica, só poderão ser autorizadas intervenções em caráter de emergência ou aquelas em que sua não execução imponha riscos para vidas humanas, para os equipamentos ou para o SIN bem como que agreguem segurança adicional, tais como retorno de equipamentos em manutenção ou entrada em operação de novos equipamentos.
- 4.6 Intensificação do monitoramento das condições atmosféricas, no sentido de identificar com antecedência os locais com maior probabilidade de ocorrência de vendavais, chuvas fortes ou incidência de descargas atmosféricas, visando a adoção antecipada de medidas para minimizar as consequências de eventuais contingências.
5. Recomendamos ainda que as Concessionárias de Geração, Transmissão e Distribuição mantenham disponíveis e em operação normal todos os equipamentos das usinas, assim como de subestações, linhas de transmissão, subtransmissão e distribuição.
6. Por fim, considerando a relevância do assunto, permanecemos à disposição de V.S^{as} para eventuais esclarecimentos ainda necessários e a qualquer tempo.

Atenciosamente,

Sinval Zaidan Gama
Diretor de Operação

Anexo: ONS NT 0019/2019_Procedimentos para a Operação do SIN durante o Carnaval de 2019.

Lista de Destinatários:

Jorge Raul Bauer	ACTE / ARTE / CTX / ETEE / ETIM / IRTE / ITE / LTI / LNT / LTMC / MRTE / PCTE / PPTE / RPTE / SMTE / SPTE (State Grid-SGBH)
Anderson de Oliveira	AES TIETÊ / AES URUGUAIANA
Wanderley de Sousa Pinto	AETE / BRASNORTE
Eduardo Capelastegui Saiz	AFLUENTE TRANSMISSÃO / AHE ITAPEBI / CELPE / COELBA / COSERN / TERMOPE
Claudenor Zopone Junior	AGUA AZUL SPE
Afonso Henrique Bitencourt	ALBRÁS
Glauco Gonçalves	ALIANÇA
Helder Benevides Teixeira	ALUMAR
José Francisco Albuquerque da Rocha	AMAZONAS DISTRIBUIDORA
Paulo Eduardo Gama Maciel	AMAZONAS DISTRIBUIDORA
Wady Charone Júnior	AMAZONAS GERAÇÃO E TRANSMISSÃO
Ramon Castañeda	AMPLA / CIEN
Cristiano Ramos Cobo	ANGLOAMERICAN / ANGLOAMERICAN NIQUEL
Camilo Lelis Farace	ANGLOGOLD ASHANTI / ANGLOCSITIO
Jorge Luis Ribeiro de Oliveira	ARCELORMITTAL / ARCELORMITTAL SOL
Marco Antônio Resende Faria	ATE III / ETEO / GTESA / NOVATRANS / PATESA / SGTE (Grupo TAESA)
Flávio Camara	ATE IV / ATE V / ATE VI / ATE VII / ATE VIII
Peter Eric Volf	BAESA / CERAN / ENERCAN
José Eduardo Pinheiro Santos Tanure	BAGUARI I GERAÇÃO / GERAÇÃO CIII / POTIGUAR SUL / SE NARANDIBA
José Anchieta dos Santos	BAIXO IGUAÇU

Mauro Sérgio Nardo	BARRA-UTE IPAUSSU
Gilson Mueller Berneck	BERNECK
José Flávio Serafim Penna	BMTE
Halisson Costa	BOLOGNESI ENERGIA
Aguiinaldo Gimenes	BORBOREMA / BORBOREMA TRANSMISSÃO / MARACANAÚ
Gabriel Alves Pereira Junior	BRAGANTINA / EDEVP
Gustavo Souza Checcucci	BRASKEM
José Carlos Vassalo Costa	BRASVENTOS EOLO / BRASVENTOS MIASSABA / REI DOS VENTOS 3
Carlos Eduardo Alves da Costa	BREITENER JARAQUI / BREITENER TAMBAQUI / BRENTech
José Maurício Scovino de Souza	BRILHANTE / BRILHANTE II / CANTAREIRA / CTE / ENTE / IMTE / JTE / LTC / LTT / PEDRAS TRA / VCTE
Maykel Bruno Borge Pinto	C.E.CHAPECÓ / QUEIROZ GALVÃO / SANTA CLARA
Laura Cristina da Fonseca Porto	CAETITÉ 2 / CAETITÉ 3
Dilcemar de Paiva Mendes	CAIUÁ TRANSMISSORA / CANTAREIRA
Antonio Dirceu Guimarães Machado	CALDAS NOVAS / TRANSENERGIA GOIÁS S/A.
Jarbas Rodrigues Benevides	CANDEIAS
Gustavo Matosinhos	CANDONGA
Júlio César de Oliveira	CARAMURU
Esdanio Nilton Pereira	CASTERTECH
Fábio Zanfelice	CBA
Humberto Oliveira	CCBE / IGARAPAVA
Leonardo Santanna	CDSA / CGTF (ENEL)
Matteo De Zan	CDSA / CGTF (ENEL)

Marcos Rodrigues	CEA
Mauro Martinelli Pereira	CEB DIS
Paulo Afonso Teixeira Machado	CEB GER
Julio Ribeiro Fantin	CEC
Júlio Elói Hofer	CEEE-D
Paulo de Tarso Gaspar Pinheiro Machado	CEEE-GT
Vitor Lopes Guimarães	CELESC
Carlos Omar Arriagada Retamal	CELG D
Augusto Francisco da Silva	CELG GT
Raimundo Nonato Alencar de Castro	CELPA
Sérgio Souto Maia Malbouisson de Mello	CEMAR
Luís Fernando Paroli Santos	CEMIG-D
Ronaldo Gomes de Abreu	CEMIG-GT
Claudio Guilherme Branco da Motta	CENTROESTE DE MINAS
Ivan César Souto Fernandes	CEP-CIA. ENERGÉTICA POTIGUAR S/A
César Augusto Conservani	CESAP / Votorantim Energia Ltda.
Mituo Hirota	CESP
João Rezek Júnior	CESTE
Ricardo Luiz de Souza Licks	CGTEE
João Henrique de Araújo Franklin Neto	CHESF
Ricardo Murilo Padilha de Araujo	CIA ENERGÉTICA SINOP
Getúlio Vilela de Figueiredo	CINCO ESTRELAS

Thiago Freire Guth	CPFL PAULISTA / CPFL PIRATININGA / JAGUARI DE ENERGIA / RGE / SUL PAULISTA
José Willians Ventura	CMPC
Marcos Fernando Garms	COCAL
Marco Aurélio Ayres Diniz	CODEVASF
José de Arimathéa Silveira Nunes	Consórcio UHE Guilman-Amorim
Maximiliano Andres Orfali	COPEL-D
Moacir Carlos Bertol	COPEL-GT
Oswaldo Pons Rodrigues Junior	CORUMBÁ IV
Alfonso Schmitt	COSTA OESTE / MARUMBI
Arthur Tôrres Paiva	COTEMINAS
Adriano Martins Vignoli	CPFL
Fernando Mano da Silva	CPFL – GERAÇÃO / CPFL PIRACICABA / CPFL TRA MORRO AGUDO
Evandro Cavalcanti	CPTÉ / LMTE / LXTE / LTTE
Eneas Garcia Diniz	CSN
Carlos Ribeiro	CTEEP
Cesar Teodoro	CTG Brasil – Rio Paraná Energia S.A.
Evandro Vasconcelos	CTG Brasil – Rio Paranapanema Energia S.A.
Claudio Roberto Lindenmeyer Filho	DFESA
Paulo Augusto Nepomuceno Garcia	EATE / EBTE / ECTE / ENTE / ERTE / ESDE / ETEP / ETSE / LUMITRANS / STC
André Luiz de Castro Pereira	EDP (CACHOEIRA CALDEIRÃO / ECE PARTICIPAÇÕES / SÃO MANOEL)
João Brito Martins	EDP ES
Marney Tadeu Antunes	EDP SÃO PAULO

Dione da Silva Freitas	EDP TRANSMISSÃO
Newton Moraes	EGP PROJETOS I
João Biral Junior	ELEJOR
Giancarlo Vassão de Souza	ELEKTRO
José Antonio Muniz Lopes	ELETROBRAS
Ricardo Alexandre Xavier Gomes	ELETROBRAS DISTRIBUIÇÃO ACRE
Miguel Orsolete Filho	ELETROBRAS DISTRIBUIÇÃO ALAGOAS
Thiago Pereira Soares	ELETROBRAS RONDÔNIA
Ednalva Mascarenhas Sampaio	ELETROGOES
Willamy Moreira Frota	ELETRONORTE
João Carlos da Cunha Bastos	ELETRONUCLEAR
Rogério Bonini Ruiz	ELETROSUL / CERRO CHATO 1, 2 e 3
Jean Cesare Negri	EMAE
José Távora Batista	ENEL Distribuição Ceará
Saulo dos Passos Ramos	ENEL Distribuição São Paulo
Fernando Santamaria	ENERBRASIL
José Cherem Pinto	ENERGEST
Enio Ferreira Bocorny	ENERGÉTICA ÁGUAS DA PEDRA S/A - EAPSA
José Ricardo Fuck	ENERGIA MADEIRAS
Jairo Kennedy Soares Perez	ENERGISA BORBOREMA / ENERGISA PARAÍBA
Amaury Antônio Damiance	ENERGISA MATO GROSSO
Marcelo Vinhaes Monteiro	ENERGISA MATO GROSSO DO SUL

Fernando Lima Costalonga	ENERGISA MINAS GERAIS
Juliano Ferraz de Paula	ENERGISA SERGIPE
Eduardo Bess Ferraz	ENERPEIXE
Pedro Zinner	ENEVA
Rodrigo Augusto de Oliveira Dias	ENEVA / PARNAIBA III / PARNAIBA V / PARNAIBA I GERAÇÃO / UTE PARNAÍBA IV
Filipe Koefender	ENGEVIX / SÃO ROQUE
José Luiz Laydner	Engie Brasil Energia (EBE) / SÃO SALVADOR
Rogério Sodré Maciel Braga	ENGUIA GEN CE / ENGUIA GEN PI
Roberto Mario Di Nardo	EOL ARENA / EOL PALMAS / EOL RIBEIRÃO
Adelson Gomes Ferraz	EOL SETE GAMELEIRAS
Franklin de Araújo Neto	EPASA
Dionon Cantareli	EPESA
Sergio Maronato	ERB MG
Isac Teixeira	ESBR
Antonio Lisboa Salles Neto	ESPERANZA / ODOYÁ
Suleina Cordeiro Cachiolo	ESPORA
Nelson Gravino	ETAU / UIRAPURU
João Eduardo Greco Pinheiro	ETEM / ETVG / TME
Oswaldo Ortega	ETES
José Ivan Pereira Filho	ETN
Dirceu Bueno de Camargo	EVRECY / IEMG / IENNE / IEP / IESJ / IESUL
Jorge Celestino Ramos	FAFEN / FAFEN/SE / PETROBRAS / REFAP

Jorge Pires	FERREIRA GOMES / FOZ DO RIO CLARO / IJUÍ ENERGIA
Eduardo Záchia	FIBRAPLAC
Carlos Manuel Macedo de Matos	FOTE
Otávio Luiz Rennó Grilo	FOZ DO CHAPECÓ ENERGIA
Djair Roberto Fernandes	FURNAS
Altair Alves Ribeiro	GERA AMAZONAS
Marcelo Luiz de Carvalho Ribeiro	GERA MARANHÃO
Francisco Baliari Espinosa	GERDAU CHARQUEADAS
Luiz Gonzaga Werdine	GOIÁS TRANSMISSÃO / MGE TRANSMISSÃO
Carlos Eduardo Moscalewski	GTE / MATRINCHÃ
Silvia Carvalho Nascimento e Silva	GUSA
Jaime Moncada	GV DO BRASIL
Moacir Biazzo Aversi	IEG
Jairo Junqueira Kalife	IEM-IE MADEIRA
Gilson Pereira Junior	IMETAME
Flavio Padilha Queiroz	INNOVA
Manoel Jamir Fernandes Júnior	INTESA
Edson Luiz Caldeira	INVESTCO
Mauro José Corbellini	ITAIPU
Evaldo Cesari de Oliveira	ITIQUIRA
Fabiano Mafra	JATAÍ
Charlie Wells	KINROSS

Alessandra Cossovan	KLABIN
Cássio Tagliari	LANXESS PETROFLEX
José Machado Villas Boas	LAT
Dalmer Alves de Souza	LIGHT
Luis Fernando de Almeida Guimarães	LIGHT
Rodrigo Casado Oliveira da Silva	LINDE GASES
Helio Cesar Monti	LINHA VERDE
Marco Antonio de Bulhões Marcial	LINHARES GERAÇÃO / TEVISA
Alfio Edwin Gutierrez Boudri	MACAUBAS / MONEL MONJOLINHO
Paulo Cesar Rocha Gomes	MANAUARA
José Assad Thomé Junior	MANAUS TRANSMISSORA / NORTE BRASIL
Anário Rocha Quintino Júnior	MANGUE SECO 4
Dirley Bento Rosa da Costa	MINERAÇÃO MARACÁ
Julio César Sanches de Azevedo	MIRABELA MINERAÇÃO
Luiz Araújo	NEW ENERGY / RAESA
Hugo Seabra de Souza	NORTE ENERGIA
Jean Brouchon	NORTE FLUMINENSE
Geraldo Eliazar Filho	NOVA ERA
João Emanuel Lós Reis Fidalgo	OURILANDIA
Flavio Bezerra Cavalcanti	OXITENO
Alessandro Cândido Lopes Ramos	PANTANAL TRA
Evilmar José da Fonseca	PARAGOMINAS

Paulo de Tarso da Costa	PEDRA BRANCA
Hélio Kaoru Takeno	PETROLINA
Fernanda Furberck de Castro Sawaia	PIE RP
Walle de Jesus Lopes Pereira	PORTO ESTRELA
Lourival Teixeira dos Santos Sobrinho	PORTO PECÉM
João Batista Ferreira da Silva	PTE
Fábio de Lima	REPAR
Octacílio Machado Junior	RETIRO BAIXO ENERGÉTICA
Rodrigo Bertani	RGE SUL
Alexandre Amaral	RIMA
Moacyr Rodrigues de Wernek Júnior	RIO CLARO AGROIND.
Paulo Roberto Castellari Porchia	ROSAL ENERGIA
Danilo Almeida de Lima	SADIA
Dimas Maintinguer	SAESA
Ricardo Batista Mendes	SALOBO / VALE / VALE POTASSIO
Rodrigo Alvarenga Vilela	SAMARCO
Alessandra Gracciotti Deri Stucchi	SANTA CRUZ POWER CORPORATION
Claudio Marchiori	SANTA LUCIA TRANS / SANTA MARIA TRANS
José Antêmio Alves Arruda	SÃO PEDRO DO LAGO
Luiz Antonio Gouvêa de Albuquerque	SEFAC
João Alderi do Prado	SEPE
Murilo Haydt Souza	SETE LAGOAS

Rodrigo Bota Filho	SJTE / SPEDRO / TMT
Márcio Augusto Buarque Fontan	STN
José Faustino da Costa Cândido	SUAPE II
José Adriano Mendes Silva	SUL SUDESTE
José Alexandre de Moraes	SUZANO
Carlos Gustavo Nogari Andrioli	TANGARÁ
Antonio Lopes de Moraes Júnior	TDG DELMIRO GOUVEIA
Idebrando Martins	TELES PIRES
Benjamin Francisco da Costa Neto	TERMOCABO
Adalberto de Menezes Pedrosa	TERMONORTE
Titus Schaar	TERNIUM
Jorge Manoel da Silva Pinheiro	TESB
Newton Sucupira	TIJOÁ
Marcos Motta Vidigal	TIMOTEO MESQUITA-ETTM
Miguel Silva Ramalho da Fonseca	TOYOTA
Fumitaka Nishimura	TPAE
Célio da Silveira Calixto	TRANSENERGIA SÃO PAULO / TRANSENERGIA RENOVÁVEL
José Renato Simões Machado	TRANSIRAPE / TRANSLESTE / TRANSUDESTE
Raul Fernando Ferreira	TRANSNORTE
Luiz Antônio Machado Maciel Dantas	TSBE
Adilson Teixeira Lima	TSLE
Flávio Chiesa	UEG ARAUCÁRIA

Rogério Catarinacho	UNIPAR INDUPA
José Ronaldo Silveira Júnior	USIMINAS
Marcelo Mancini Stela	USINA ELDORADO / UTE SANTA LUZIA I
Claudio Renato Chaves Bastos	UTE CSP
José Alves Neto	UTE DAIA
Alessandro Di Domenico	UTE PERNAMBUCO III
Alexandre Marcelo dos Passos	VALLOUREC
Ari da Silva Medeiros	VERACEL
Renan Batista Patrício de Lima	VIPAL
Alexandre Lencastre	VOTORANTIM CIMENTO
Marcos Mauro Fornos dos Santos	VOTORANTIM SBM
Marcus Vinicius do Nascimento	VSBT
Eduardo Antonio Oliveira D'Ávila	WHITE MARTINS
Itamar Pereira	XAVANTES

C.C.:

Bento Albuquerque	- MME
Ricardo de Abreu Sampaio Cyrino	- MME
Domingos Romeu Andreatta	- MME
André Pepitone da Nóbrega	- ANEEL
Sandoval de Araújo Feitosa Neto	- ANEEL
Hélvio Neves Guerra	- ANEEL
Rui Guilherme Altieri Silva	- CCEE
Amilcar Guerreiro	- EPE

PROCEDIMENTOS PARA A OPERAÇÃO DO SIN DURANTE O CARNAVAL DE 2019

Operador Nacional do Sistema Elétrico

Este documento foi assinado digitalmente por Sinval Zaidan Gama.
Para verificar as assinaturas vá ao site <https://portalassinaturas.ons.org.br> e utilize o código 4CCF-175C-2DFC-1176.

© 2019/ONS
Todos os direitos reservados.
Qualquer alteração é proibida sem autorização.

ONS NT-0019-2019

PROCEDIMENTOS PARA A OPERAÇÃO DO SIN DURANTE O CARNAVAL DE 2019

Este documento foi assinado digitalmente por Sinval Zaidan Gama.
Para verificar as assinaturas vá ao site <https://portalassinaturas.ons.org.br> e utilize o código 4CCF-175C-2DFC-1176.

Sumário

1	INTRODUÇÃO	6
2	OBJETIVO	6
3	CARACTERÍSTICAS MAIS RELEVANTES DO PERÍODO DE CARNAVAL	7
4	DIRETRIZES GERAIS PARA PROVER SEGURANÇA ADICIONAL AO SIN	8
4.1	Diretrizes Gerais	9
4.2	Providências Gerais	9
4.3	Diretrizes Específicas para o Controle de Fluxos nas Interligações	10
4.4	Diretrizes Específicas para o Controle de Tensão	10
4.5	Diretrizes para as Concessionárias de Geração e Transmissão	13
4.6	Diretrizes para as Concessionárias de Distribuição	13
5	ÁREAS E INSTALAÇÕES COM ATENÇÃO ESPECIAL	14
5.1	Instalações sistêmicas integrantes das interligações entre as regiões do SIN	14
5.1.1	Instalações da interligação Sul/Sudeste	14
5.1.2	Instalações da interligação Norte/Sudeste, Norte/Nordeste e Sudeste/Nordeste	15
6	CONCLUSÕES	16
7	DIRETRIZES OPERATIVAS DE ATENDIMENTO ÀS ÁREAS SELECIONADAS E MEDIDAS ADICIONAIS DE SEGURANÇA	17
7.1	Atendimento às Regiões Metropolitana, dos Lagos e da Costa Verde do Rio de Janeiro	17
7.1.1	Carga prevista durante o Carnaval 2019	18
7.1.2	Condições de Atendimento	19
7.1.3	Providências Adicionais	21
7.2	Atendimento à Região Metropolitana, Baixada Santista e Litoral Norte de São Paulo	24
7.2.1	Condições de Atendimento	25
7.2.2	Providências Adicionais	25

7.3	Atendimento ao Litoral Norte do Rio Grande do Sul	27
7.3.1	Carga prevista durante o Carnaval 2019	27
7.3.2	Condições de Atendimento	28
7.3.3	Providências Adicionais	31
7.4	Atendimento ao Litoral do Paraná	32
7.4.1	Carga prevista durante o Carnaval 2019	32
7.4.2	Condições de Atendimento	33
7.4.3	Providências Adicionais	33
7.5	Atendimento ao Litoral de Santa Catarina	34
7.5.1	Carga prevista durante o Carnaval 2019	34
7.5.2	Condições de Atendimento	35
7.5.3	Providências Adicionais	36
7.6	Atendimento à Recife/Olinda	38
7.6.1	Cargas Previstas para o Carnaval 2019	38
7.6.2	Condições de Atendimento	39
7.6.3	Providências Adicionais	40
7.7	Atendimento à Salvador e à Região de Porto Seguro	41
7.7.1	Carga Prevista para o Carnaval 2019	41
7.7.2	Condições de Atendimento	42
7.7.3	Providências Adicionais	45
7.8	Atendimento à Fortaleza	46
7.8.1	Carga Prevista para o Carnaval 2019	46
7.8.2	Condições de Atendimento	46
7.8.3	Providências Adicionais	48
7.9	Atendimento a São Luís	49
7.9.1	Carga Prevista durante o Carnaval 2019	49
7.9.2	Condições de Atendimento	50
7.9.3	Providências Adicionais	50
7.10	Atendimento a João Pessoa	51
7.10.1	Carga Prevista durante o Carnaval 2019	51
7.10.2	Condições de Atendimento	52
7.10.3	Providências Adicionais	52

Revisões do relatório

Rev.	Seção	pág.	descrição
<hr/>			

1 Introdução

Em consonância com a Resolução nº 001/2005 do CMSE, que determina que o ONS deverá propor medidas especiais de segurança a fim de garantir o suprimento de energia elétrica em situações decorrentes de eventos de grande relevância, esta Nota Técnica apresenta medidas complementares para assegurar a operação do Sistema Interligado Nacional – SIN, com grau adicional de segurança, durante o período do Carnaval 2019.

Nota-se que ao longo de um ciclo anual, a carga do Sistema Interligado Nacional - SIN tem comportamento diferenciado, como por exemplo no período do verão, que em decorrência da elevação da temperatura, principalmente nas regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste, há a necessidade de se adotar medidas adicionais para o adequado controle da tensão no SIN.

No verão, também ocorre um aumento do consumo de energia elétrica nas cidades das regiões litorâneas, especialmente naquelas com grande concentração de turistas. Acrescenta-se a isso, o fato de que em muitos locais são programados eventos, tais como shows e festivais, que demandam atenção especial das áreas de programação e operação em tempo real para manter a qualidade e continuidade do suprimento.

Além destes fatos, destaca-se que ao longo do período do verão são maiores as probabilidades de ocorrência de temporais e incidência de descargas atmosféricas, implicando em um aumento do risco de desligamento de linhas de transmissão. As especificidades dessa época do ano justificam, portanto, o estabelecimento de diretrizes especiais para a operação do SIN no período em questão, incluindo a avaliação, dentre outras medidas, de eventual necessidade de despacho de geração térmica complementar, de forma a prover maior segurança no suprimento de energia elétrica.

Neste contexto, insere-se o período de carnaval, que ocorre no verão e apresenta grande concentração populacional em regiões específicas do país, o que impõe a adoção de medidas adicionais de segurança para a operação elétrica das mesmas durante os dias deste evento.

2 Objetivo

Apresentar medidas complementares de segurança eletro-energética para a operação do SIN durante o período do Carnaval 2019.

3 Características mais relevantes do período de Carnaval

A elevação da temperatura neste período acarreta aumento no uso de condicionadores de ar para refrigeração nas residências, nos estabelecimentos comerciais e industriais, o que conduz a um crescimento substancial da carga ativa e reativa, com as seguintes consequências para operação do SIN:

- Uso mais intenso dos recursos de potência reativa de geradores, compensadores síncronos, compensadores estáticos e bancos de capacitores, visando o adequado controle da tensão;
- Aumento do carregamento das linhas de transmissão e dos transformadores;
- Possibilidade da ocorrência simultânea dos requisitos máximos de potência ativa e reativa nos troncos de transmissão em períodos não usuais (fora dos períodos de ponta de carga), dificultando o controle da tensão.

A ocorrência de chuvas mais intensas em algumas regiões, e até mesmo de grandes temporais, aumenta significativamente o número de descargas atmosféricas e, conseqüentemente, o número de desligamentos de equipamentos, de linhas de transmissão e subestações, necessitando-se de medidas operativas para se garantir o pronto atendimento aos consumidores afetados.

No período de carnaval, há deslocamento de pessoas para as regiões litorâneas, acarretando em elevação do consumo de energia elétrica, o que exige medidas adicionais de controle de tensão e de carregamento nas instalações de transmissão e distribuição que atendem a essas áreas.

4 Diretrizes gerais para prover segurança adicional ao SIN

O período de operação especial deverá ter início às 17h00min do dia 01 de março (sexta-feira) às 12h00min do dia 06 de março de 2019 (quarta-feira).

Para este documento foram elencados os resultados das análises para as condições de atendimento às áreas específicas, que durante o Carnaval requerem atenção especial, para as quais são propostas medidas adicionais de segurança. Para as demais áreas do SIN, as análises mostram que as medidas operativas vigentes são suficientes. A seguir são apresentadas as áreas destacadas:

- Rio de Janeiro – Região Metropolitana, Região dos Lagos e Região da Costa Verde;
- São Paulo – Região Metropolitana, Baixada Santista e Litoral Norte;
- Rio Grande do Sul – Litoral Norte;
- Paraná – Região Litorânea;
- Santa Catarina - Região Metropolitana de Florianópolis, Litoral Sul (Região de Laguna e Imbituba) e Litoral Norte (Região de Balneário Camboriú e Itajaí);
- Pernambuco – Região Metropolitana de Recife e Olinda;
- Bahia – Região Metropolitana de Salvador e Região Sul do estado (Porto Seguro);
- Ceará – Região Metropolitana de Fortaleza;
- Piauí – Região Metropolitana de Teresina
- Maranhão – Região Metropolitana de São Luís;
- Paraíba – Região Metropolitana de João Pessoa;
- Rio Grande do Norte – Região Metropolitana de Natal;
- Alagoas – Região Metropolitana de Maceió;
- Sergipe – Região Metropolitana de Aracaju.

4.1 Diretrizes Gerais

Visando prover o SIN de maior segurança operacional, deverão ser adotadas as seguintes medidas gerais, de caráter sistêmico, no período das 17h00min do dia 01 de março (sexta-feira) às 12h00min do dia 06 de março de 2019 (quarta-feira):

- Programar e operar o SIN, explorando os recursos disponíveis, de modo a minimizar a abertura de circuitos para controle de tensão, notadamente nos períodos de carga leve/mínima. Para tal, deverá ser mantido o maior número possível de unidades geradoras sincronizadas, mesmo que com despacho mínimo e, ainda se necessário, como compensadores síncronos, desde que não imponha restrição severa em termos de controle de nível de reservatório, bem como o controle de afluições.
- Durante este período, somente para as áreas especificadas nesta Nota Técnica, não devem ser realizadas intervenções na malha de transmissão e de geração, incluindo aqueles serviços já liberados e que tiveram a sua intervenção iniciada antes desse período. Só poderão ser autorizadas intervenções em caráter de emergência ou que agreguem segurança adicional, tais como: retorno de equipamentos em manutenção ou entrada em operação de novos equipamentos.
- Os agentes deverão disponibilizar as unidades geradoras necessárias para o adequado controle da tensão e desempenho dinâmico do SIN.
- As usinas térmicas despachadas por razão elétrica não poderão declarar inflexibilidade, devendo observar estritamente os valores programados e/ou as instruções das equipes de tempo real.

4.2 Providências Gerais

- Intensificar o monitoramento das condições atmosféricas, no sentido de identificar com antecedência os locais com maior probabilidade de ocorrência de vendavais, chuvas fortes ou incidência de descargas atmosféricas, visando a adoção antecipada de medidas para minimizar as consequências de eventuais contingências.
- O ONS adotará medidas adicionais em suas equipes para agilizar as providências em caso de necessidade de atuação.

4.3 Diretrizes Específicas para o Controle de Fluxos nas Interligações

- Adotar, na programação e na operação em tempo real, os limites e procedimentos estabelecidos na Instrução de Operação, do Modulo 10 dos Procedimentos de Rede, IO–ON.SSE – Instrução de Operação Normal da Interligação Sul – Sudeste, bem como na IO–ON.NSE – Instrução de Operação Normal da Interligação Norte – Sudeste, para que o SIN suporte perdas duplas nos troncos de 765 kV e 500 kV, respectivamente.
- Adotar, na programação e na operação em tempo real, os limites e procedimentos estabelecidos nas Instruções de Operação, do Modulo 10 dos Procedimentos de Rede, IO–ON.NNE – Instrução de Operação Normal da Interligação Norte – Nordeste e IO–ON.SENE – Instrução de Operação Normal da Interligação Sudeste – Nordeste, para que o SIN suporte perdas simples nestes troncos.
- Limitar o somatório dos fluxos nas LT 500 kV Cachoeira Paulista – Tijuco Preto C1 e C2 e Cachoeira Paulista – Taubaté em valor igual ou inferior a 3000 MW, no período das 17h00min do dia 01 de março (sexta-feira) às 12h00min do dia 06 de março de 2019 (quarta-feira), para prover grau adicional de segurança a esta região, de modo que o sistema suporte perdas duplas sem a atuação dos esquemas especiais de proteção. Este valor deverá ser considerado como limite a ser observado na programação da operação e em tempo real.
- A operação de importação ou exportação de energia para Argentina, via C. F. Garabi I e II ou C. F. de Uruguaiana, ou para o Uruguai, via C. F. Rivera ou Melo, poderá ser realizada.
- As faixas de recebimento de energia pela região Sul (RSUL) e fornecimento de energia pela região Sul (FSUL) poderão ser exploradas.

4.4 Diretrizes Específicas para o Controle de Tensão

- Para minimizar os riscos de abertura de circuitos para o controle de tensão nos períodos de carga leve/mínima e prover grau adicional de segurança às principais malhas de interligação do SIN, deverão ser atendidas as seguintes condições operativas:
 - Explorar todos os recursos disponíveis de modo a minimizar a abertura de circuitos para controle de tensão, nos períodos de carga leve/mínima. Para tal, deverá se buscar manter as unidades geradoras sincronizadas mesmo que com despacho mínimo e, ainda se necessário, como compensadores síncronos.

- De modo a possibilitar uma maior margem de potência reativa ao síncrono de Ibiúna, para proceder um efetivo controle de tensão no tronco de 345 kV, o Elo CC deverá ser programado com fluxo em valor igual ou inferior a 5500 MW no período das 17h00min do dia 01 de março às 12h00min do dia 06 de março de modo a prover segurança adicional para contingências nos referidos Bipolos. Cabe ressaltar que nesse período, o Elo CC poderá ser programado com 6 ou 7 conversores com o intuito de otimizar a absorção de reativo dos síncronos de Ibiúna.
- No caso do tronco de 765 kV deve-se buscar manter, na programação e em tempo real, o Fluxo de Potência da SE Ivaiporã para a SE Itaberá - FSE em valores superiores a 3000 MW, em todo o período, de forma a minimizar a necessidade de abertura de circuitos para controle de tensão, provendo este tronco de segurança adicional em caso de contingências. Vale ressaltar que estes valores são somente de referência, não sendo limitantes, podendo o FSE excursionar, em caso de necessidade no tempo real, segundo as instruções de operação vigentes.
- Adicionalmente, o fluxo na Interligação Norte/Sudeste em módulo – |FNS| deverá ser superior a 700 MW. Vale ressaltar que estes valores são somente de referência não sendo limitantes, podendo excursionar, em caso de necessidade no tempo real, segundo as instruções de operação vigentes.
- Durante o período de Carnaval, nos períodos de carga leve/mínima, programar o Fluxo para a Área Rio de Janeiro/Espírito Santo - FRJ em valor igual ou superior a 2300 MW, para minimizar a necessidade de abertura de circuitos para controle de tensão na área Rio de Janeiro / Espírito Santo. Destaca-se que as medidas operativas existentes já são suficientes para auxiliar no controle de tensão. Entretanto, ressalta-se que este número é um valor de referência, não sendo limitante. Caso necessário, durante a operação em tempo real, poderá ser utilizado valor diferente, conforme as instruções de operação vigentes.

- Para a área Rio de Janeiro / Espírito Santo, as usinas térmicas, eventualmente despachadas, serão utilizadas para controle de tensão através da sua capacidade de absorção de potência reativa. Também deverá ser desligada, principalmente nos períodos de carga leve/mínima, a maior parte dos capacitores do sistema de transmissão da Light, Enel e Escelsa. A partir destas premissas não devem se verificar problemas para o controle de tensão nessa área. Caso em tempo real a carga verificada seja inferior ao valor adotado nesse estudo, deverá ser reduzido o despacho das usinas hidráulicas da região. Não sendo suficiente, recomenda-se reduzir o despacho de geração das UTE da Área Rio de Janeiro/Espírito Santo, respeitando no entanto o critério de operação diferenciado. Estes procedimentos devem ser anteriores à abertura de LT para controle de tensão.
- Para a malha de 440 kV do estado de São Paulo, deverão ser utilizados todos os recursos disponíveis para controle de tensão. Sendo assim, deverão ser sincronizadas o maior número de unidades geradoras, bem como aquelas que podem operar como compensadores síncronos, para maximizar a exploração da capacidade de absorção de reativos das usinas hidráulicas conectadas à rede de 440 kV e dos compensadores síncronos de Santo Ângelo e Embu-Guaçu. Ainda assim, se não for possível manter o controle de tensão da região, poderá se proceder à abertura de linhas de transmissão conforme Instrução de Operação IO.ON.SE-4SP.
- Para o sistema de transmissão de Minas Gerais, verificam-se níveis de tensão elevados para carregamentos reduzidos na interligação Norte/Sudeste. Recomenda-se, das 17h00min do dia 01 de março (sexta-feira) até as 12h00min do dia 06 de março (quarta-feira), operar com o maior número possível de unidades geradoras sincronizadas, e todas as unidades geradores capazes de operar como compensador síncrono. Ainda assim, se não for possível manter o controle de tensão da Região do Paranaíba, poderá se proceder à abertura de linhas de transmissão conforme Instruções de Operação vigentes.

4.5 Diretrizes para as Concessionárias de Geração e Transmissão

- Disponibilizar e manter o maior número de unidades geradoras hidráulicas sincronizadas na região Nordeste, Norte, Sudeste/Centro-Oeste e Sul, no sentido de maximizar a inércia dessas regiões e margem de regulação do SIN para minimizar os impactos ao sistema em caso de perda de blocos de geração ou carga.
- Manter disponíveis e em operação normal todos os equipamentos das usinas, assim como das subestações e linhas de transmissão da Rede de Operação.
- Reforçar as equipes de operação das instalações consideradas estratégicas (subestações e usinas) para a segurança do SIN durante o período do Carnaval.
- Estabelecer esquema especial para as turmas de manutenção, de modo a agilizar a normalização dos equipamentos, em caso de contingências.
- Para instalações tele assistidas, assegurar esquemas especiais para pronta intervenção.

4.6 Diretrizes para as Concessionárias de Distribuição

- Implantar esquema especial para atendimento às situações emergenciais, pelas equipes de operação e manutenção, de modo a agilizar providências em caso de contingência.
- Evitar a programação de serviços na malha de distribuição que possam, na ocorrência de acidentes ou imprevistos, acarretar interrupções de carga.
- Disponibilizar, através de medidas operativas possíveis, redundâncias no sistema de distribuição para prover maior confiabilidade ao suprimento das cargas associadas a eventos com grande concentração de pessoas, inclusive disponibilizando grupo gerador se for o caso, de modo que os sistemas de subtransmissão e distribuição suportem a perda dupla mais crítica sem que haja corte de carga no local.

5 Áreas e instalações com atenção especial

Neste item são apresentadas as áreas e as instalações que deverão ser objeto de atenção especial, no que se refere à execução de manutenções programadas, de monitoramento das condições atmosféricas, controle de carregamento, bem como de geração térmica complementar para prover segurança adicional à operação do SIN.

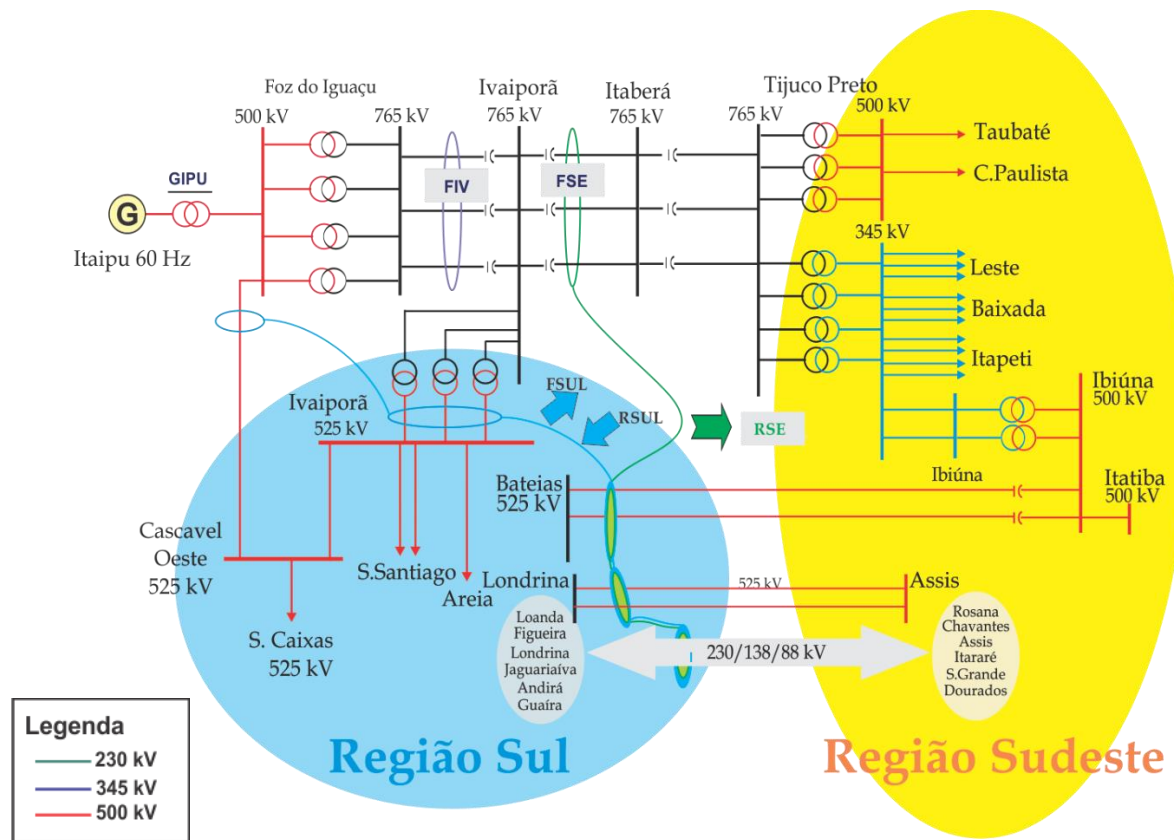
Deve-se observar que a continuidade do suprimento de energia elétrica não depende somente das instalações integrantes da Rede de Operação, mas também de outras instalações de transmissão e distribuição, que atendem aos centros de consumo e são gerenciadas pelas Concessionárias de Transmissão e de Distribuição.

5.1 Instalações sistêmicas integrantes das interligações entre as regiões do SIN

5.1.1 Instalações da interligação Sul/Sudeste

A Figura 5.1.1-1 a seguir apresenta o diagrama unifilar da interligação Sul/Sudeste.

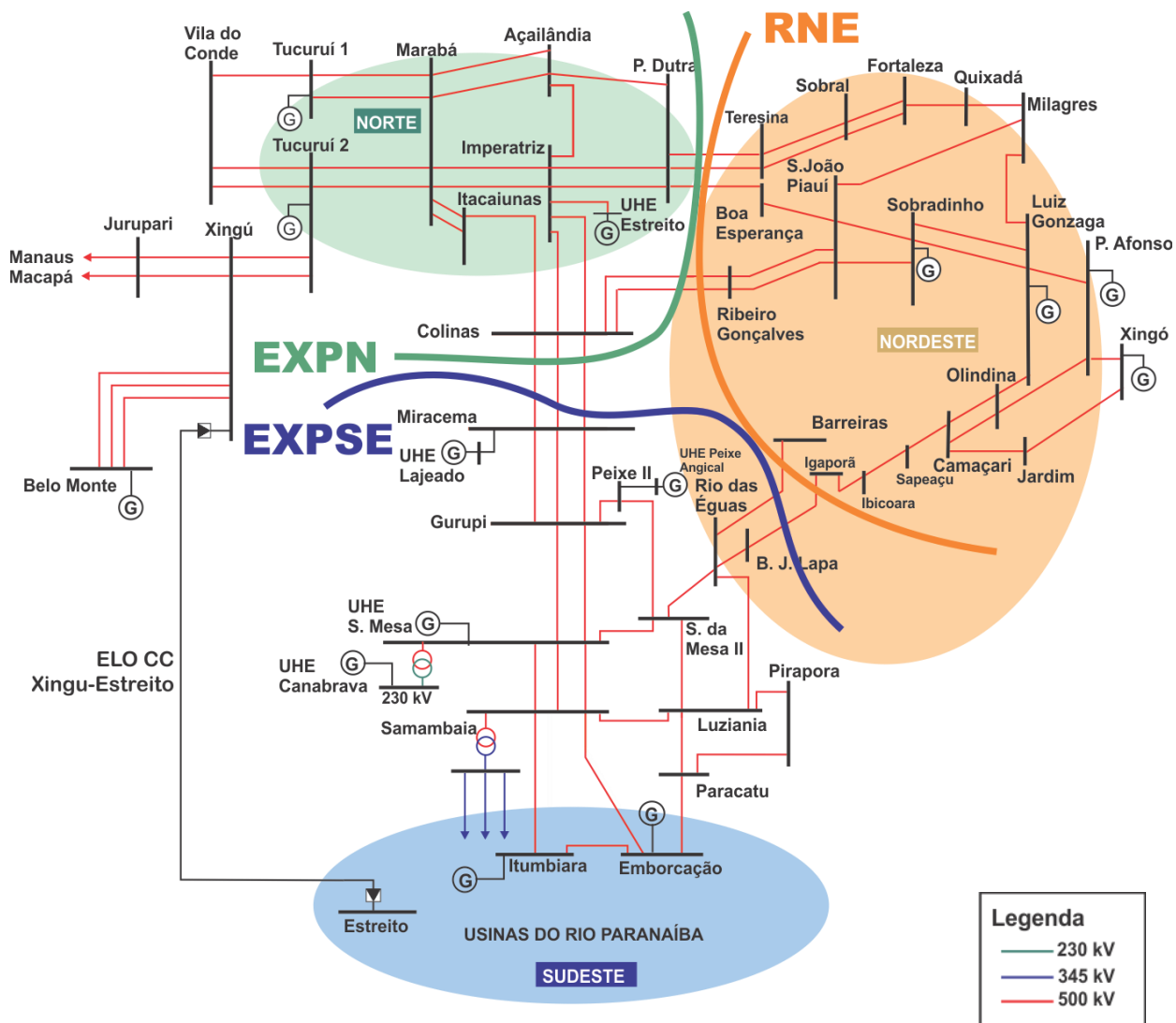
Figura 5.1.1-1: Interligação Sul/Sudeste



5.1.2 Instalações da interligação Norte/Sudeste, Norte/Nordeste e Sudeste/Nordeste

A Figura 5.1.2-1 a seguir apresenta o diagrama unifilar das interligações Norte/Sudeste, Norte/Nordeste e Sudeste/Nordeste.

Figura 5.1.2-1: Interligações Norte/Sudeste, Norte/Nordeste e Sudeste/Nordeste



6 Conclusões

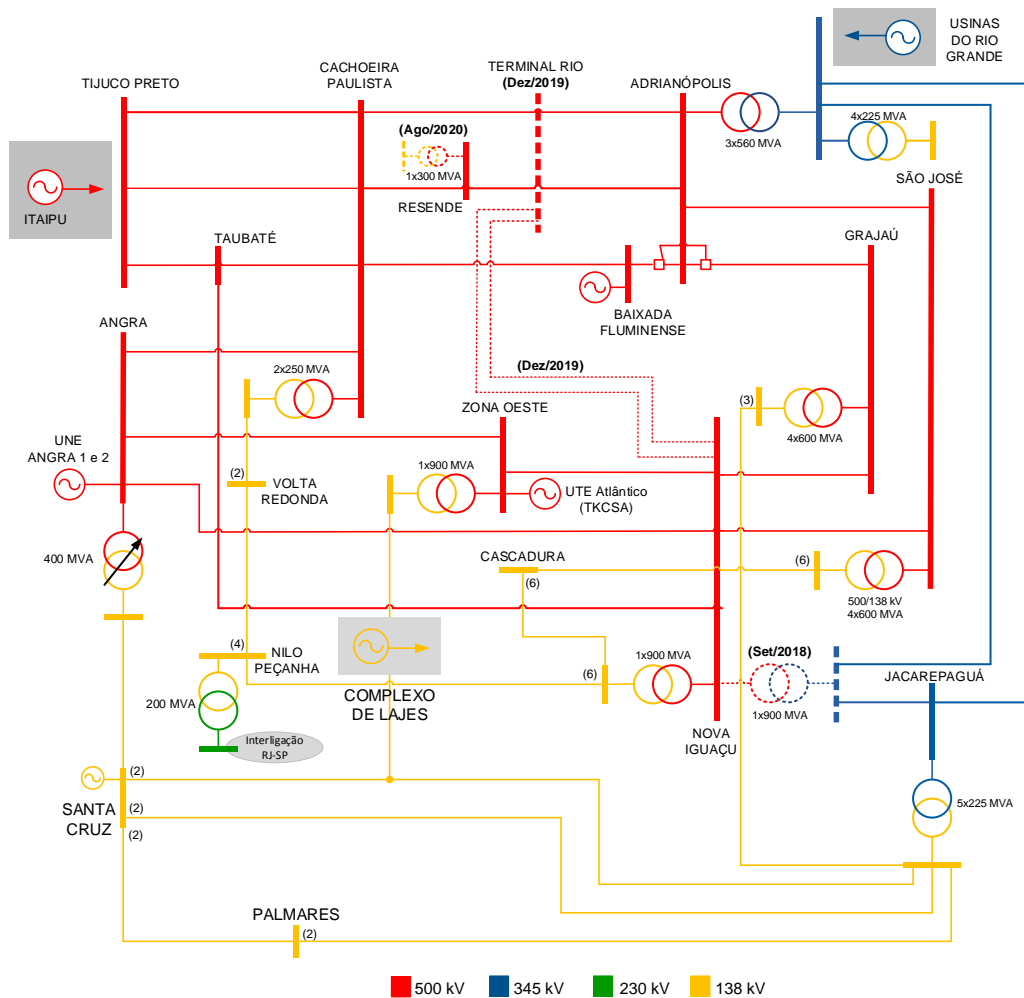
A adoção dos procedimentos operacionais definidos nos itens 4 e 7 desta Nota Técnica, em conjunto com os atualmente vigentes, proverá condições seguras para a operação do SIN, garantindo um adequado controle de tensão e de carregamentos na Rede de Operação, considerando as condições de carga previstas, a topologia da Rede de Transmissão e o adequado uso dos recursos existentes no sistema, tendo-se como referência os critérios estabelecidos nos Procedimentos de Rede.

7 Diretrizes Operativas de Atendimento às Áreas Seleccionadas e Medidas Adicionais de Segurança

7.1 Atendimento às Regiões Metropolitana, dos Lagos e da Costa Verde do Rio de Janeiro

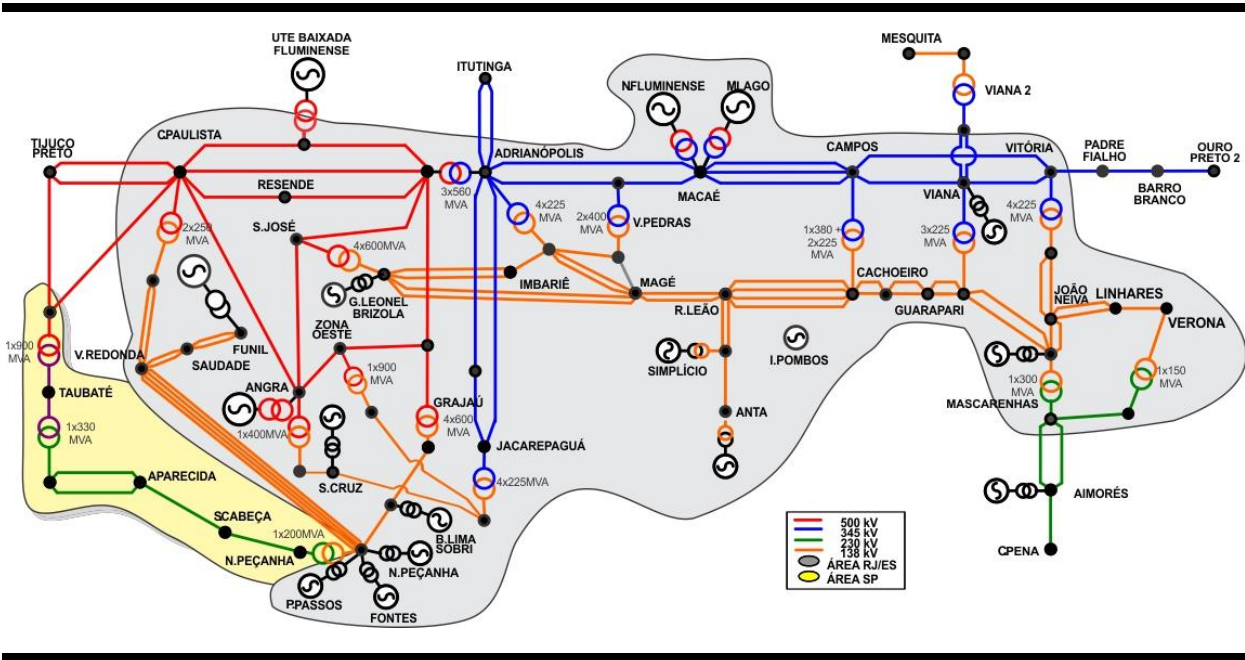
A malha de transmissão de suprimento à região metropolitana do Rio de Janeiro é ilustrada a seguir:

Figura 7.1-1: Sistema de suprimento à região metropolitana do Rio de Janeiro



A seguir é ilustrada a malha de transmissão de suprimento à Região dos Lagos e Costa Verde, bem como à Região Metropolitana de Vitória.

Figura 7.1-2: Malha de suprimento à Região dos Lagos, Costa Verde e Vitória



7.1.1 Carga prevista durante o Carnaval 2019

Na Tabela 7.1.1-1 a seguir são apresentados os valores máximos previstos de carga para a área Rio de Janeiro e Espírito Santo durante o Carnaval e durante o mês de Fevereiro de 2019.

Tabela 7.1.1-1: Valores máximos de carga previstos durante o Carnaval e durante o mês de Fevereiro de 2019 para a área Rio de Janeiro e Espírito Santo

Agente	Período	Pesada sábado
Enel	Carnaval	2310 MW
	Mensal de Fev/2019 ⁽¹⁾	2313 MW
	Relação Carnaval/Fev-2019	100%
Light (+Light Energia)	Carnaval	5663 MW
	Mensal de Fev/2019 ⁽¹⁾	6129 MW
	Relação Carnaval/Fev-2019	92%
Escelsa (+Santa Maria)	Carnaval	1425 MW
	Mensal de Fev/2019 ⁽¹⁾	1592 MW
	Relação Carnaval/Fev-2019	89%
Demais Agentes RJ/ES	Carnaval	942 MW
	Mensal de Fev/2019 ⁽¹⁾	942 MW
	Relação Carnaval/Fev-2019	100%
TOTAL	Carnaval	10340 MW
	Mensal de Fev/2019 ⁽¹⁾	10975 MW
	Relação Carnaval/Fev-2019	94%

Nota: 1. Maior carga prevista para o Mensal de Fevereiro/2019

7.1.2 Condições de Atendimento

As condições de suprimento à área Rio de Janeiro e Espírito Santo esperadas para o período de carga máxima no Carnaval 2019 atendem ao padrão de desempenho preconizado nos Procedimentos de Rede, bem como aos critérios diferenciados adotados para este evento.

Para as condições previstas, a malha de 500 kV de suprimento à área RJ / ES suporta, sem perda de carga, quaisquer contingências duplas de circuitos de 500 kV que partem das subestações de Tijuco Preto, Cachoeira Paulista, Angra e Adrianópolis.

Devido às características topológicas da malha de transmissão e pelo comportamento da carga, será necessário adotar as seguintes medidas no período das 17h00min do dia 01 de março (sexta-feira) às 12h00min do dia 06 de março de 2019 (quarta-feira), para prover segurança adicional:

- Minimizar fluxo de potência reativa nas transformações 500/138kV de Grajaú, Zona Oeste, São José e Nova Iguaçu, na transformação 500/345kV de Adrianópolis e nas transformações 345/138kV de Adrianópolis, Campos e Vitória.
- Para que o sistema suporte a perda da LT 345kV Adrianópolis – Macaé e a perda da LT 345kV Adrianópolis – Venda das Pedras, sem necessidade de atuação de esquema, monitorar a seguinte inequação:

$$F(AD-MC) + F(AD-VP) < 600 \text{ MW}$$

- Para que o sistema suporte a perda da LT 345kV Adrianópolis – Macaé e a perda da LT 345kV Macaé – Venda das Pedras, programar e manter nos períodos:

$$\text{UTE Norte Fluminense} + \text{UTE Mario Lago} > 800 \text{ MW}$$

- Para que o sistema suporte a perda da transformação 500/138 kV de Nova Iguaçu, sem necessidade de atuação dos estágios de corte de carga do esquema, programar e manter nos períodos:

$$\text{UHE N. Peçanha} + \text{UHE Fontes} + \text{UHE P. Passos} + \text{UTE B. Lima Sobrinho} > 400 \text{ MW}$$

- De forma minimizar o corte de carga por atuação de esquema numa eventual Perda Dupla na SE São José ou na SE Grajaú, a chave 43 BAYPASS da SE Cascadura deverá ser mantida na posição FECHADA.
- Para mitigar as consequências da perda dupla na SE São José (LT 500kV Adrianópolis – São José e LT 500kV Nova Iguaçu – São José), programar e manter:

$$\text{UTE Governador Leonel Brizola} > 800 \text{ MW (maximizar)}$$

Dependendo das condições do sistema, mesmo adotando os despachos indicados, poderá haver atuação dos 3 primeiros estágios do Esquema de Perda Dupla na SE São José, que efetuam corte de carga na região metropolitana do Rio de Janeiro e levam a perda de carga por subtensão na região serrana. Por esse motivo a redução de despacho na UTE Governador Leonel Brizola deve ser o último recurso a ser adotado para controle de FRJ.

- Para mitigar as consequências da perda dupla na SE Grajaú (LT 500kV Adrianópolis – Grajaú e LT 500kV Grajaú – Nova Iguaçu), programar e manter nos períodos:

Fluxo no Defasador de Angra + UTE Santa Cruz > 450 MW

Dependendo das condições do sistema, poderá haver atuação dos 2 primeiros estágios do Esquema de Perda Dupla na SE Grajaú, que efetuam corte de carga na cidade do Rio de Janeiro (1º estágio: Aldeia Campista, Leopoldo, Mangueira, Uruguai / 2º estágio: Major Vaz, Leblon, Humaitá e Metro Botafogo 1).

De forma a aumentar a segurança operativa do sistema de suprimento à região dos Lagos, recomenda-se adotar as seguintes medidas:

- Manter sincronizadas pelo menos duas unidades geradoras na UHE Simplício visando prover suporte de tensão adequado para a SE Rocha Leão (Enel).
- Programar geração total em valor maior ou igual a 250 MW nas UHE Simplício (FURNAS) e UHE Ilha dos Pombos (LIGHT) no período das 19h00min do dia 01/03/2019 (sexta-feira) até às 03h00min do dia 02/03/2019 (Sábado), e 200 MW nas demais datas obedecendo o mesmo intervalo-horário (19h00min às 03h00min) citado até o dia 06/03/2019 (quarta-feira), o qual é um valor suficiente para auxiliar controle de carregamento da LT 138 kV Rocha Leão (Furnas) – Rocha Leão (Enel) em regime normal e diante da perda de um de seus circuitos. Considerar o fator de participação da UHE Simplício em pelo menos 70% da programação solicitada.
- O Esquema de Conservação de Carga da SE Campos, utilizado para controle de carregamento da transformação 345/138 kV da SE Campos, deverá ser mantido em operação no período das 17h00min do dia 01/03 às 12h00min do dia 06/03, terá sua chave 43ECE-T mantida na posição 1, ou seja, se a corrente em um dos ATR 345/138 kV ultrapassar o valor de ajuste do Esquema, ocorrerá em 4 segundos a atuação do primeiro estágio que comanda o desligamento da LT 138 kV Campos – Cachoeiro do Itapemirim C1, em 8 segundos a atuação do segundo estágio com o desligamento da LT 138 kV Campos – Cachoeiro do Itapemirim C2 e em 12 segundos a atuação do terceiro estágio com o desligamento da LT 138 kV Campos – Rocha Leão.

7.1.3 Providências Adicionais

As medidas adicionais acertadas com a LIGHT englobarão a realização de atividades especiais de manutenção, envolvendo serviços preventivos para garantir a confiabilidade do sistema, o reforço das equipes de operação e manutenção de operação por ocasião de eventos com grande concentração de pessoas além da implantação de configurações especiais de operação, de modo a aumentar a confiabilidade do suprimento ao Sambódromo durante o período de Carnaval, conforme descrito abaixo:

- Realização de manutenção especial nas fontes de alimentação do Sambódromo, ou seja, subestações Frei Caneca e Camerino. Esta manutenção abrange barramentos de 138 kV, disjuntores de 138 kV e 13,8 kV, transformadores 138/13,8kV, incluindo cabos e terminais de média tensão, automatismos e equipamentos componentes do sistema de serviço auxiliar das subestações. Nas redes de média e baixa tensão também é efetuada manutenção especial nos circuitos que atendem o Sambódromo e aos arredores.
- Implantação de esquema especial para atendimento às situações emergenciais, envolvendo as equipes de operação e manutenção, da seguinte forma:
 - a. Reforço na equipe de operação da subestação Frei Caneca;
 - b. Disponibilização de equipes de operação e manutenção de rede de média e baixa tensão no interior do Sambódromo;
 - c. Disponibilização de equipes de manutenção eletromecânica de subestações e proteção, em regime de plantão, durante o período de Carnaval;
 - d. Disponibilização de equipes de manutenção eletromecânica em linha viva e de equipe de manutenção de linhas de transmissão subterrânea, na subestação Frei Caneca, durante o desfile das Escolas de Samba do grupo Especial.

A alimentação do Sambódromo é feita, em condição normal de operação, por um circuito exclusivo de 13,8 kV proveniente da Subestação Frei Caneca, ou também por outros 3 circuitos reservas, provenientes de outros transformadores desta subestação e da subestação Camerino.

Durante o período de Carnaval, um transformador de 138/13,8 kV – 40 MVA atenderá exclusivamente o circuito do Sambódromo, sendo os demais circuitos transferidos para outros barramentos. Serão também implantados procedimentos específicos para o restabelecimento prioritário do Sambódromo em caso de contingências nos sistemas de transmissão ou distribuição.

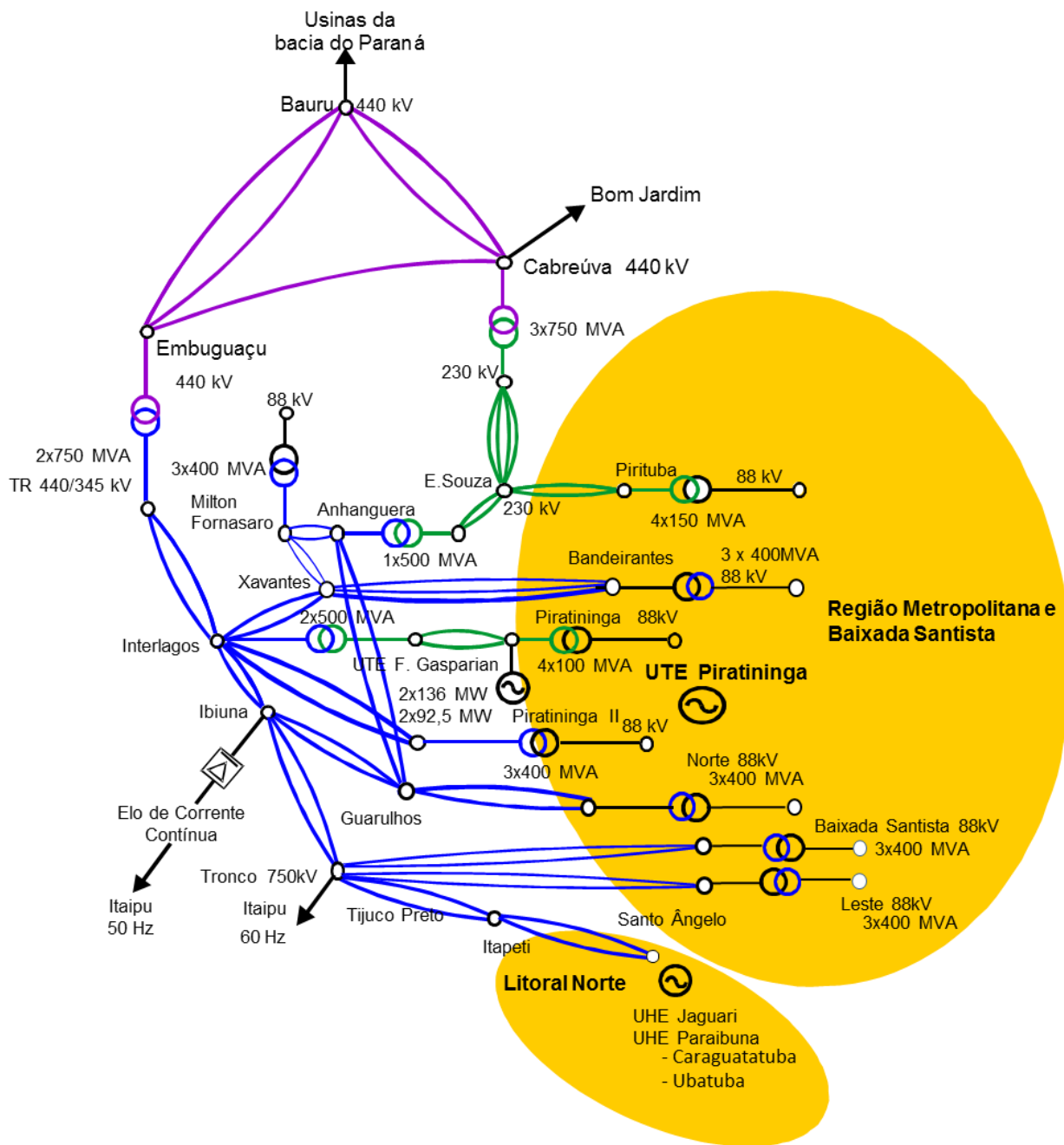
Dentro do Sambódromo, estarão de plantão equipes de manutenção e operação da distribuição, localizadas estrategicamente para o pronto restabelecimento do suprimento diante de contingências.

As medidas adicionais acertadas com a Enel englobarão a permanência em operação de um esquema de corte automático de carga na SE Rocha Leão, de propriedade da Enel, com a finalidade de preservar parte do sistema da região de Lagos durante a ocorrência de contingências que possam provocar o corte total de carga. Este esquema contempla o desligamento de dois blocos de carga, em um total de aproximadamente 220 MW, com temporização de 1 segundos entre a atuação do primeiro e do segundo estágio. O primeiro estágio desliga as cargas da Região de Macaé e o segundo desliga as cargas da Região de Araruama, evitando que os circuitos remanescentes fiquem submetidos a sobrecargas acima dos valores de ajuste de proteção. Também foi implementado um plano de manutenção especial para linhas e subestações que suprem as Regiões dos Lagos, Costa Verde e litoral de Campos. Durante este período serão disponibilizados plantões extras de Manutenção e Operação nas principais Subestações da Região dos Lagos, Angra dos Reis e litoral de Campos. Adicionalmente, na Região dos Lagos será disponibilizada uma Subestação Móvel de 33 MVA e na Subestação de Muriqui uma Subestação Móvel de 15MVA.

7.2 Atendimento à Região Metropolitana, Baixada Santista e Litoral Norte de São Paulo

A Figura 7.2-1 a seguir ilustra a malha de transmissão de suprimento à região metropolitana de São Paulo, onde ocorrerão os desfiles das escolas de samba e grande concentração humana, bem como o sistema de suprimento à região da Baixada Santista e Litoral Norte.

Figura 7.2-1: Malha de suprimento à São Paulo – Região Metropolitana, Baixada Santista e Litoral Norte



7.2.1 Condições de Atendimento

A região dos desfiles das escolas de samba na região metropolitana é atendida pelas subestações de Pirituba e Norte. Na ocorrência de perda dupla das LT 345 kV Guarulhos – Norte C1 e C2 ou perda dupla das LT 230 kV Edgard de Souza – Pirituba C1 e C2, haverá interrupção de carga nessa região, até que sejam efetuados remanejamentos para outras subestações através da rede de 88 kV.

Para atendimento ao Litoral Norte, recomenda-se manter energizados em carga os dois bancos de capacitores de 50 Mvar da SE Caraguatatuba 138 kV, de forma a manter o perfil de tensão da região em níveis adequados.

De forma a garantir a confiabilidade operativa do sistema de suprimento à Região do Litoral Norte do estado de São Paulo, recomenda-se manter UHE Paraibuna com pelo menos uma unidade geradora sincronizada durante todo o período de carnaval. Para o período de operação especial, recomenda-se manter sincronizado o maior número possível de unidades geradoras da UHE Henry Borden 88 kV, mantendo um despacho mínimo de 150 MW para esta usina.

7.2.2 Providências Adicionais

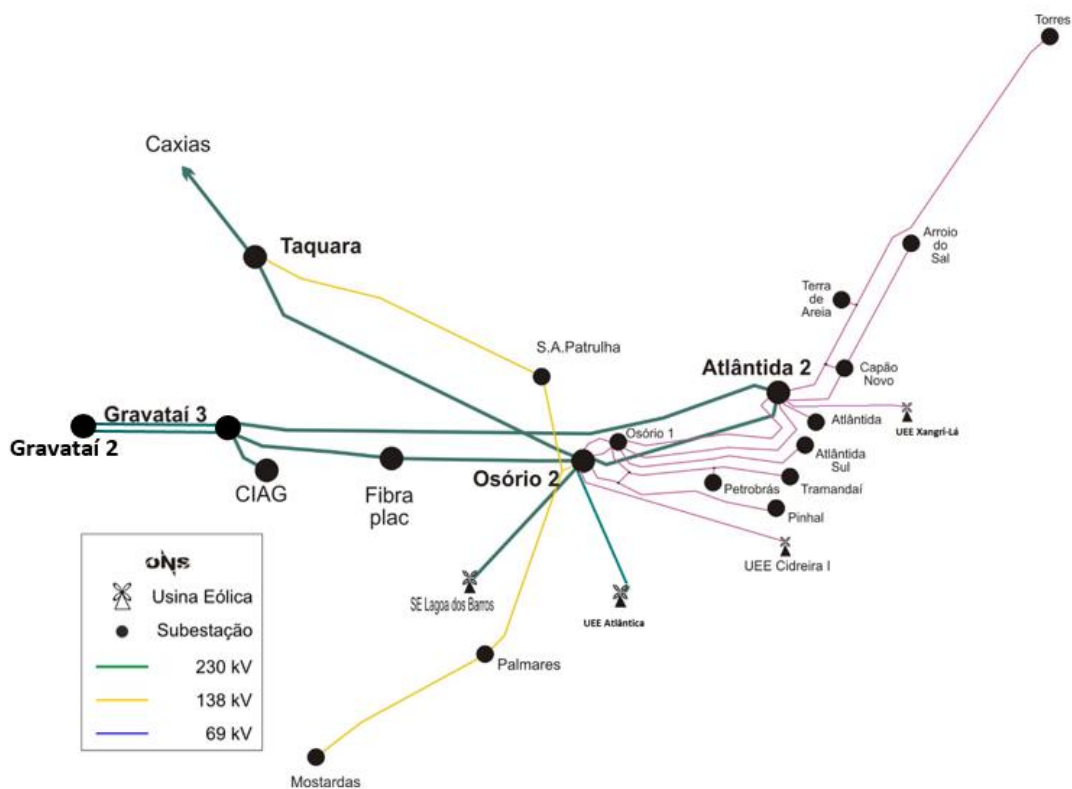
- A ELEKTRO informou que manterá regime de plantão das equipes de operação e manutenção e realizará inspeção em todas as subestações e linhas que suprem áreas onde ocorrerão eventos carnavalescos. Manterá esquema especial de atendimento, para prontamente atuar diante de eventuais interrupções e que estarão disponíveis na área equipamentos para rápida intervenção, inclusive com a disponibilização de duas subestações móveis.
- A EDP São Paulo Distribuição informou que manterá, em regime de sobreaviso, equipes para operação e manutenção e realizará inspeção em todas as subestações e linhas que suprem áreas onde ocorrerão eventos carnavalescos significativos, em especial na região litorânea de sua área de concessão e manterá esquema especial de atendimento, principalmente no Litoral Norte do estado de São Paulo, para prontamente atuar diante de eventuais interrupções. Estarão disponíveis na área equipamentos e infraestrutura para rápida intervenção e para sua instalação.

- A Enel Distribuição São Paulo informou que manterá um plano especial de atendimento no Carnaval 2019 para garantir a confiabilidade e qualidade do fornecimento de energia elétrica no Sambódromo do Anhembi. Além da manutenção preventiva, foram elaborados planos de manobras para situações de emergência e serão mantidos operadores em pontos estratégicos de manobras da rede de distribuição, bem como na estação que alimenta o Sambódromo e na estação que suprirá o local em situação de contingência. Em eventual interrupção do fornecimento de energia elétrica, será priorizado o atendimento ao Sambódromo do Anhembi.
- A CPFL informou que manterá em regime de sobreaviso equipes de operação e manutenção e realizará inspeção em todas as subestações e linhas que suprem áreas onde ocorrerão eventos carnavalescos e inclusive nas regiões litorâneas. Manterá esquema especial de atendimento, principalmente na região da Baixada Santista, onde já existe um plano especial de contingências para prontamente atuar diante de eventuais interrupções, e que estarão disponíveis na área equipamentos para rápida intervenção, inclusive a disponibilização de 01 (um) Transformador de Potência Móvel na SE Praia Grande.

7.3 Atendimento ao Litoral Norte do Rio Grande do Sul

A Figura 7.3-1 ilustra a malha de transmissão de suprimento à região do Litoral Norte do estado do Rio Grande do Sul, onde é esperado aumento da concentração de carga.

Figura 7.3-1: Sistema de suprimento ao Litoral Norte do Rio Grande do Sul.



7.3.1 Carga prevista durante o Carnaval 2019

Na Tabela 7.3.1-1 são apresentados os valores máximos previstos de carga para o Litoral Norte do Rio Grande do Sul para o Carnaval 2019.

Tabela 7.3.1-1: Cargas máximas previstas para o Litoral Norte do Rio Grande do Sul no período de Carnaval 2019 e Mensal de Fevereiro/2019

Período	Litoral Norte do RS
	Pesada de sábado
Carnaval	283 MW
Mensal de Fev/2019	241 MW
Relação Carnaval / Fev-2019	117%

7.3.2 Condições de Atendimento

Nos períodos de carga mais elevada na região de Osório 2 e Atlântida 2, recomenda-se dentro do possível:

- Elevar a tensão no 230 kV das SE Caxias e Gravataí 2, utilizando os comutadores sob carga dos ATR 525/230 kV dessas SE;
- Elevar a tensão no 69 kV das SE Osório 2 e Atlântida 2, utilizando os comutadores sob carga dos TR 230/69 kV dessas SE;
- Solicitar à CEEE-D ligar os bancos de capacitores na rede de distribuição atendida pelas SE Osório 2 e Atlântida 2;
- Dentro do possível, solicitar o fornecimento de potência reativa nos conjuntos eólicos do litoral do Rio Grande do Sul.

As seguintes contingências na Rede de Operação da região do litoral norte do Rio Grande do Sul podem acarretar em restrições adicionais ou cortes de carga além dos previstos IO-OC.S.2RS - Operação em Contingência da Área 230 kV do Rio Grande do Sul:

7.3.2.1- Perda da LT 230 kV Gravataí 2 – Gravataí 3 C.1 ou C.2

A perda de um dos circuitos das LT 230 kV Gravataí 2 – Gravataí 3 C1 ou C2, provocará elevação no carregamento do circuito remanescente, podendo ocorrer carregamento admissível em emergência.

A fim de reduzir o carregamento no circuito remanescente, recomenda-se:

- *Solicitar à CEEE-D e RGE ligar os bancos de capacitores na rede de distribuição atendidas pelas SE Gravataí 3, Osório 2 e Atlântida 2;*
- *Solicitar o fornecimento de potência reativa nos parques eólicos do litoral do Rio Grande do Sul;*
- *Se necessário, solicitar à CEEE-D transferir as cargas das SE 138 kV Palmares do Sul e Mostardas para a SE 138 kV Taquara através da LT 138 kV Osório 2 – Santo Antônio da Patrulha – Taquara.*
- *Se necessário, solicitar à RGE transferir as cargas atendidas pela SE Gravataí 3 230 kV para a SE Gravataí 2 230 kV através do anel em 69 kV entre estas SE;*

7.3.2.2- Perda da LT 230 kV Gravataí 3 – Fibraplac – Osório 2

Em cenário de geração nula nas eólicas do litoral do Rio Grande do Sul, poderá ocorrer redução de tensão de até 5% na região de Osório e Atlântida, porém não sendo esperados valores inferiores a 90%. Adicionalmente, verifica-se o corte de até 30 MW das cargas da SE Fibraplac (atendida em derivação e similar à sistema completo).

A fim de restabelecer os níveis de tensão na região, recomenda-se:

- *Elevar a tensão no 230 kV das SE Caxias e Gravataí 2, utilizando os comutadores sob carga dos ATR 525/230 kV dessas SE;*
- *Elevar a tensão no 69 kV das SE Osório 2 e Atlântida 2, utilizando os comutadores sob carga dos TR 230/69 kV dessas SE, monitorando a tensão no 230 kV;*
- *Solicitar à CEEE-D ligar os bancos de capacitores na rede de distribuição atendida pelas SE Osório 2 e Atlântida 2;*
- *Solicitar o fornecimento de potência reativa nos parques eólicos do litoral do Rio Grande do Sul.*

7.3.2.3- Perda da LT 230 kV Caxias – Nova Petrópolis 2 ou perda da LT 230 kV Nova Petrópolis 2 – Taquara

Em cenário de geração nula nas eólicas do litoral do Rio Grande do Sul, poderá ocorrer redução de tensão de até 5% na região atendida pelas SE Osório, Atlântida, Nova Petrópolis e Taquara.

Adicionalmente, ocorrerá elevação no carregamento da LT 138 kV Cachoeirinha 1 – Canoas 3, podendo ocorrer sobrecarga de até 20% e atuação do SEP de controle de carregamento desta LT, levando à abertura da LT 138 kV Cachoeirinha – Taquara. Após a atuação deste esquema verifica-se sobrecarga admissível nas LT 230 kV Gravataí 2 – Gravataí 3 C.1 e C.2, LT 230 kV Gravataí 3 – Fibraplac e LT 230 kV Fibraplac – Osório 2, admissível por 96 horas nestes equipamentos.

A fim de restabelecer os níveis de tensão na região, recomenda-se:

- *Elevar a tensão no 230 kV das SE Gravataí 2, utilizando os comutadores sob carga dos ATR 525/230 kV dessas SE;*
- *Elevar a tensão no 69 kV das SE Osório 2, Atlântida 2 e Nova Petrópolis, utilizando os comutadores sob carga dos TR 230/69 kV dessas SE, monitorando a tensão no 230 kV;*
- *Elevar a tensão no 138 kV da SE Taquara, utilizando os comutadores sob carga dos TR 230/138 kV dessas SE, monitorando a tensão no 230 kV;*

- Solicitar à CEEE-D ligar os bancos de capacitores na rede de distribuição atendida pelas SE Osório 2 e Atlântida 2;
- Solicitar à RGE ligar os bancos de capacitores na rede de distribuição atendida pelas SE Taquara, Nova Petrópolis e Gravataí 3;
- Solicitar o fornecimento de potência reativa nos parques eólicos do litoral do Rio Grande do Sul.

A fim de reduzir o carregamento nas LT 230 kV Gravataí 2 – Gravataí 3 C.1 e C.2, LT 230 kV Gravataí 3 – Fibraplac e LT 230 kV Fibraplac – Osório 2, recomenda-se:

- Se necessário, solicitar à RGE transferir as cargas atendidas pela SE Gravataí 3 230 kV para a SE Gravataí 2 230 kV através do anel em 69 kV entre estas SE;
- Se necessário, solicitar à RGE transferir as cargas atendidas pela SE 230 kV Nova Petrópolis 2 para a SE 230 kV Farroupilha.

7.3.2.4- Perda LT 230 kV Gravataí 3 – Atlântida 2

Em cenário de geração nula nas eólicas do litoral do Rio Grande do Sul, poderá ocorrer redução de tensão de até 4% na região de Osório e Atlântida.

A fim de restabelecer os níveis de tensão na região, recomenda-se:

- Elevar a tensão no 230 kV das SE Caxias e Gravataí 2, utilizando os comutadores sob carga dos ATR 525/230 kV dessas SE;
- Elevar a tensão no 69 kV das SE Osório 2 e Atlântida 2, utilizando os comutadores sob carga dos TR 230/69 kV dessas SE, monitorando a tensão no 230 kV;
- Solicitar à CEEE-D ligar os bancos de capacitores na rede de distribuição atendida pelas SE Osório 2 e Atlântida 2;
- Solicitar o fornecimento de potência reativa nos parques eólicos do litoral do Rio Grande do Sul.

7.3.2.5- Perda dupla das LT 230 kV Gravataí 3 – Atlântida 2 e LT 230 kV Osório 2 – Atlântida 2 (mesma torre)

Ocorrerá o corte de até 140 MW das cargas atendidas pela SE Atlântida, similar a sistema completo. Caso seja possível retornar com uma das linhas à operação, é possível restabelecer toda a carga atendida pela SE Atlântida 2.

Em cenário de geração elevada nas eólicas do litoral do Rio Grande do Sul, poderá ocorrer sobrecarga admissível nas LT 230 kV Gravataí 3 – Fibraplac e LT 230 kV Fibraplac – Osório 2.

Em caso de indisponibilidade de longa duração, recomenda-se:

- Transferir até 40 MW de carga da SE Atlântida 2 para a SE Osório 2 limitado ao carregamento da LT 69 kV Osório 1 – Atlântida Sul e das LT 69 kV Osório 2 – Osório 1 C1 e C2. Esta transferência só é possível com a intervenção da equipe de manutenção, sendo o tempo estimado desta intervenção de 4 horas.

A fim de reduzir o carregamento nas LT 230 kV Gravataí 3 – Fibraplac e LT 230 kV Fibraplac – Osório 2, recomenda-se reduzir a geração nas eólicas do litoral do Rio Grande do Sul.

7.3.3 Providências Adicionais

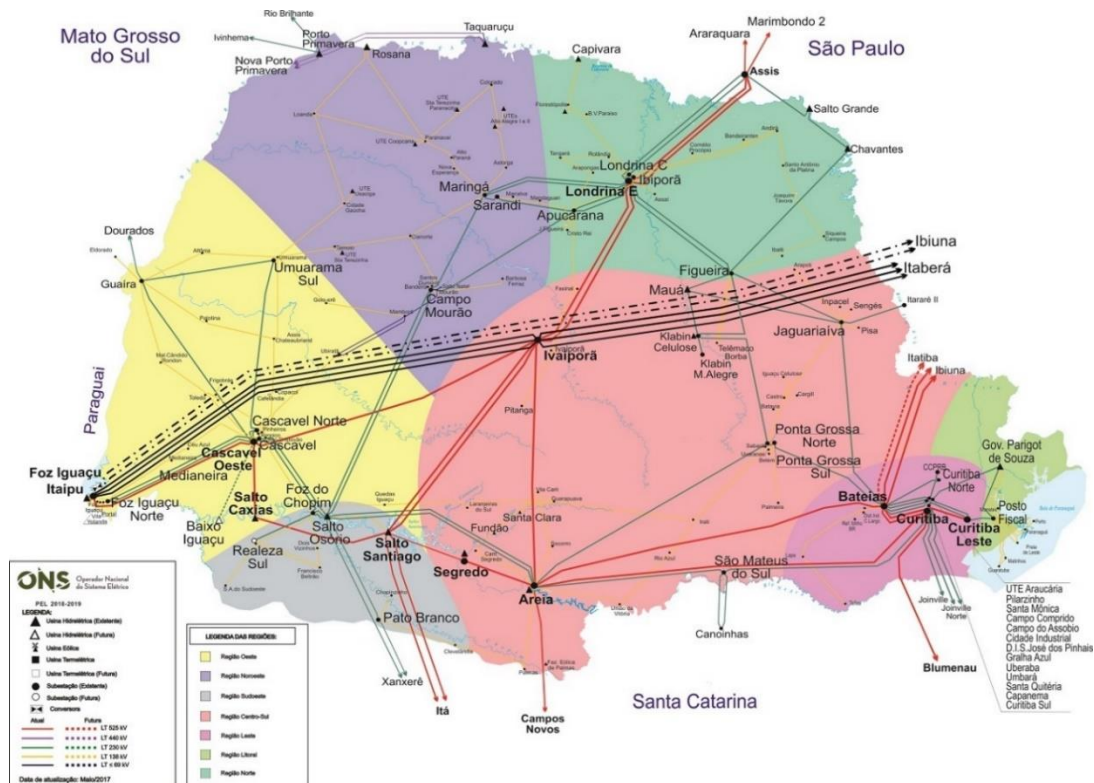
Visando a segurança do suprimento de energia durante o período de Carnaval, a CEEE-D deve adotar as seguintes ações na região do litoral norte do RS:

- Esquema de plantão para as equipes de operação no atendimento a ocorrências em subestações telecomandadas;
- Esquema de plantão para as equipes de manutenção no atendimento a ocorrências de distribuição e subtransmissão;
- Suspensão de desligamentos programados em subestações e alimentadores durante o período;
- Realização preventiva de manobras na rede de distribuição para aumentar a confiabilidade e alívio de carga nos circuitos.

7.4 Atendimento ao Litoral do Paraná

A Figura 7.4-1 ilustra a malha de transmissão de suprimento ao estado do Paraná, bem como um esquemático do sistema da região Metropolitana de Curitiba e Litoral do Paraná.

Figura 7.4-1: Sistema de suprimento ao estado do Paraná.



7.4.1 Carga prevista durante o Carnaval 2019

Na Tabela 7.4.1-1 são apresentados os valores máximos previstos de carga para as regiões de maior concentração de carga no estado do Paraná para o Carnaval 2019.

Tabela 7.4.1-1: Cargas máximas previstas para o Litoral do Paraná no período de Carnaval 2019 e Mensal de Fevereiro/2019

Período	Litoral do Paraná
	Pesada de sábado
Carnaval	175 MW
Mensal de Fev/2019	150 MW
Relação Carnaval/Fev-2019	117%

7.4.2 Condições de Atendimento

A fim de evitar corte de carga por subtensão no litoral do Paraná, quando da contingência dupla das LT 230 kV Gov. Parigot Souza / Posto Fiscal e LT 230 kV Curitiba Leste / Posto Fiscal (circuito duplo – 32 km), deve-se manter a tensão controlada no 138 kV da SE Gov. Parigot de Souza elevada, utilizando os recursos dos comutadores sob carga dos TR 230/138 kV dessa SE.

Nos períodos de carga mais elevada, solicitar à Copel-DIS ligar os bancos de capacitores da rede de distribuição em 138 kV atendidas pelas SE Posto Fiscal e SE Gov. Parigot de Souza, dando prioridade ao banco de 30 Mvar da SE Posto Fiscal 138 kV.

As seguintes contingências na Rede de Operação da região do litoral do Paraná podem acarretar em dificuldades operativas adicionais além das previstas na IO-OC.S.2PR - Operação em Contingência da Área 230 kV do Paraná:

7.4.2.1 Perda dupla das LT 230 kV Gov. Parigot de Souza / Posto Fiscal e LT 230 kV Curitiba Leste / Posto Fiscal (circuito duplo 32 km)

Nos períodos de carga mais elevada verifica-se redução de tensão de até 9% no Litoral do Paraná, não sendo esperado corte de carga por subtensão.

A fim de restabelecer os níveis de tensão na região, recomenda-se:

- *Elevar a tensão no 138 kV das SE G. P Souza, utilizando os comutadores sob carga dos TR 230/138 kV dessas SE;*
- *Solicitar à Copel-DIS ligar os bancos de capacitores na rede de distribuição do litoral do Paraná;*

7.4.3 Providências Adicionais

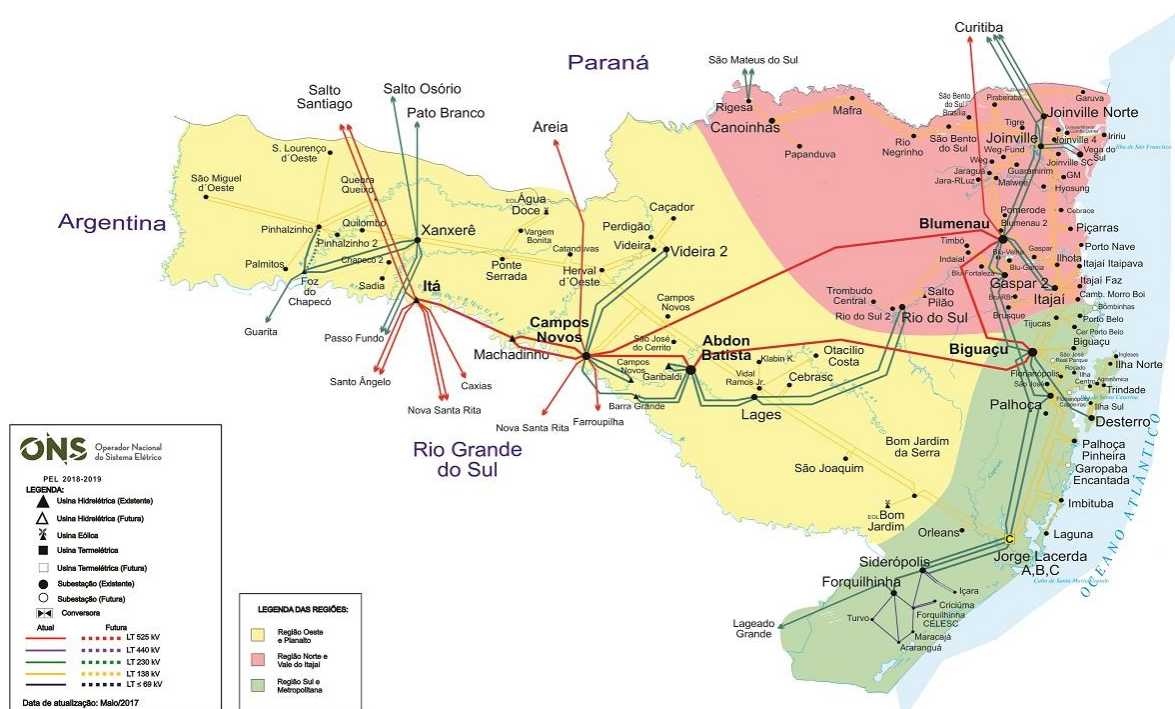
Visando a garantia do adequado suprimento de energia durante o período de Carnaval, a Copel-DIS deverá adotar as seguintes ações no litoral Paranaense:

- Esquema de plantão para as equipes de operação no atendimento a ocorrências em subestações telecomandadas;
- Esquema de plantão para as equipes de manutenção no atendimento a ocorrências de distribuição e subtransmissão;
- Suspensão de desligamentos programados em subestações e alimentadores do litoral do Paraná durante o período;
- Realização preventiva de manobras na rede de distribuição para aumentar a confiabilidade e alívio de carga nos circuitos.
- Alocação de SE móvel 138/34,5/13,8 kV, para atender eventuais contingências na SE Praia de Leste.
- Alocação de SE móvel 34,5/13,8 kV, para atender eventuais contingências na SE Grajaú e Albatroz.

7.5 Atendimento ao Litoral de Santa Catarina

A Figura 7.5-1 ilustra a malha de transmissão de suprimento ao estado de Santa Catarina.

Figura 7.5-1: Sistema de suprimento à Santa Catarina



7.5.1 Carga prevista durante o Carnaval 2019

Na Tabela 7.5.1-1 são apresentados os valores máximos previstos de carga para as regiões de maior concentração de carga no estado de Santa Catarina para o Carnaval 2019.

Tabela 7.5.1-1: Cargas máximas previstas para Santa Catarina no período de Carnaval 2019 e Mensal de Fevereiro/2019

Regiões	Período	Santa Catarina Carnaval
		Pesada de sábado
ILHA DE SANTA CATARINA	Carnaval	275 MW
	Mensal de Fev/2019	235 MW
	Relação Carnaval/Fev-2019	117%
CONTINENTAL FLORIANÓPOLIS	Carnaval	373 MW
	Mensal de Fev/2019	331 MW
	Relação Carnaval/Fev-2019	112%
LITORAL NORTE (BALNEÁRIO CAMBORIÚ + ITAJAÍ)	Carnaval	414 MW
	Mensal de Fev/2019	378 MW
	Relação Carnaval/Fev-2019	110%
LITORAL SUL (PINHEIRA + LAGUNA + IMBITUBA)	Carnaval	118 MW
	Mensal de Fev/2019	62 MW
	Relação Carnaval/Fev-2019	190%

7.5.2 Condições de Atendimento

A fim de evitar sobrecarga inadmissível na LT 138 kV Biguaçu – Florianópolis C.1 e C.2, cuja abertura provoca desligamentos em cascata e consequente comprometimento ao atendimento à carga da região Metropolitana de Florianópolis, recomenda-se monitorar a seguinte inequação:

$$P(\text{BIG-FLO}) + 0,31 P(\text{BIG-DRO}) + 0,25 P(\text{BIG-PAL}) \leq 150 \text{ MW}$$

Onde:

- BIG-FLO = Fluxo de potência ativa na LT 138 kV Biguaçu – Florianópolis C.1 ou C.2, medido na SE Biguaçu;
- BIG-DRO = Fluxo de potência ativa na LT 230 kV Biguaçu – Desterro, medido na SE Biguaçu;
- BIG-PAL = Fluxo de potência ativa na LT 230 kV Biguaçu – Palhoça, medido na SE Biguaçu.

- Caso haja violação da inequação, deve-se redespachar as unidades geradoras da UTE Jorge Lacerda. Para cada elevação de 100 MW de geração, haverá redução de 10 MW no carregamento da LT138 kV Biguaçu – Florianópolis C.1 e C.2.

As seguintes contingências na Rede de Operação da região do litoral de Santa Catarina, compreendida pela região Metropolitana de Florianópolis, Litoral Sul (Região de Laguna e Imbituba) e Litoral Norte (Região de Balneário Camboriú e Itajaí) podem acarretar em dificuldades operativas adicionais além das previstas na IO-OC.S.2SC - Operação em Contingência da Área 230 kV de Santa Catarina:

7.5.2.1- Perda dupla das LT 138 kV Palhoça Pinheira – Imbituba e Imbituba – Jorge Lacerda A (Fora da Rede de Operação).

A região de Laguna e Imbituba é atendida através das LT 138 kV Palhoça Pinheira – Imbituba e LT 138 kV Imbituba – Jorge Lacerda (compartilham torres na chegada em Imbituba).

A perda dupla desses circuitos provocará o corte das cargas das SE 138 kV Imbituba, Laguna e Votorantim, em montantes de até 103 MW. Segundo informações da CELESC não há possibilidade de transferência dessas cargas para outras subestações.

7.5.2.2- Perda dupla das LT 230 kV Biguaçu – Desterro e LT 230 kV Biguaçu – Palhoça (mesma torre)

- Nos períodos de carga mais elevada, ocorrerá elevação no carregamento dos dois circuitos da LT 138 kV Biguaçu – Florianópolis, sendo esperado sobrecarga admissível para condição de emergência.

A fim de eliminar a sobrecarga nos dois circuitos da LT 138 kV Biguaçu – Florianópolis, recomenda-se:

- *Utilizar os recursos dos comutadores sob carga da transformação 230/138 kV das SE Biguaçu e Palhoça, de modo a minimizar o fluxo de potência reativa das LT 138 kV Biguaçu – Florianópolis C1 e C2;*
- *Elevar a geração na UTE Jorge Lacerda.*

7.5.3 Providências Adicionais

Visando a segurança do suprimento de energia durante o período de Carnaval, a Eletrosul e Celesc deverão adotar as seguintes ações na região da Grande Florianópolis, Laguna e Balneário Camboriú:

- Esquema de plantão para as equipes de operação no atendimento a ocorrências em subestações telecomandadas;

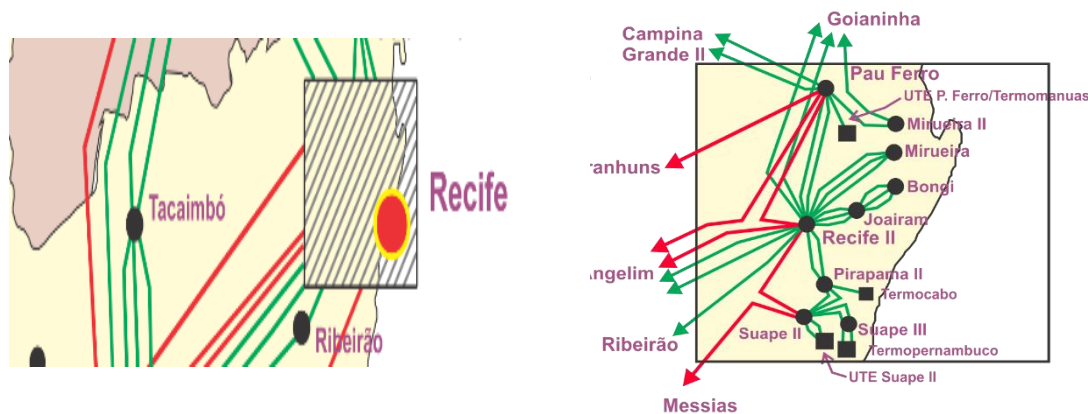
- Esquema de plantão para as equipes de manutenção no atendimento a ocorrências de distribuição e subtransmissão;
- Suspensão de desligamentos programados em subestações e alimentadores da Grande Florianópolis, Litoral Sul e na região de Itajaí e Balneário Camboriú durante o período;
- Realização preventiva de manobras na rede de distribuição para aumentar a confiabilidade e alívio de carga nos circuitos.

7.6 Atendimento à Recife/Olinda

A seguir é ilustrada conforme figura 7.6-1, a malha de transmissão de suprimento a Recife e Olinda. A região metropolitana de Recife/Olinda é atendida através das SE Pirapama II, Bongoi, Mirueira, Jaboatão II, Mirueira II, Pau Ferro, Suape III e Joairam.

A integração da malha de transmissão da rede básica com o sistema de distribuição de energia elétrica, nessa área, é realizada pela Celpe.

Figura 7.6-1: Sistema de suprimento à Região Metropolitana de Recife/Olinda



7.6.1 Cargas Previstas para o Carnaval 2019

A tabela 7.6.1-1 apresenta os valores máximos previstos de carga para a Região Metropolitana de Recife/Olinda comparado com os valores máximos esperados de carga para o Carnaval.

Tabela 7.6.1-1: Valores máximos esperados de carga durante o mês de Fevereiro comparados com os valores máximos esperados de carga para o Carnaval da Região Metropolitana de Recife/Olinda

Regiões	Período	Área Nordeste
		sábado
Recife/Olinda	Carnaval	1235,6 MW
	Mensal de Fev/2019	1240,2 MW
	Relação Carnaval/Fev-2019	99,6 %

7.6.2 Condições de Atendimento

A malha de 500 kV de suprimento à área Leste suporta, sem perda de carga, contingências simples e duplas. Entretanto, visando garantir uma operação com maior margem de segurança com relação aos limites normalmente praticados (critério N-1), analisou-se o atendimento à região metropolitana de Recife para atender a contingência dupla, sem perda de carga. Desta forma, deverão ser adotados os seguintes procedimentos:

- Manter as tensões no setor de 500 kV das SE Recife II, Angelim II, Suape II, Pau Ferro e Messias nos níveis mais elevados possíveis.
- Energizar o maior número possível de bancos de capacitores e desligar reatores, inclusive de 500 kV, da área Leste da região Nordeste.
- Procurar manter os compensadores estáticos das SE Campina Grande, Ceará Mirim II e Extremoz, operando próximo de zero de fornecimento de potência reativa.
- Procurar manter os compensadores síncronos da SE Recife II operando absorvendo potência reativa do sistema

7.6.2.1 Contingências

A malha de 230 kV, com o sistema íntegro, suporta qualquer contingência simples sem perda de carga.

A contingência dupla em circuitos na mesma estrutura na LT 230 kV Recife II – Joairam C2 e C3 poderá ocasionar no desligamento da LT 230 kV Recife II – Joairam C1 por atuação da proteção de sobrecarga, desligando as cargas das SE Bongi e Joairam.

A contingência da LT 230 kV Joairam – Bongí C2 e C3 ocasiona sobrecarga na LT 230 kV Joairam – Bongí C1 remanescente. Caso não haja normalização dos circuitos, deve-se transferir e efetuar corte de carga de modo manter o carregamento na LT 230 kV remanescente em seu valor nominal.

A fim de restabelecer o atendimento aos referidos pontos de suprimento, recomenda-se:

- À CELPE elaborar planos de contingências, especificamente transferência de cargas, para serem utilizados nas ocorrências citadas, que ocasionam ou podem ocasionar corte de carga nas SE Bongí e Joairam.

7.6.3 Providências Adicionais

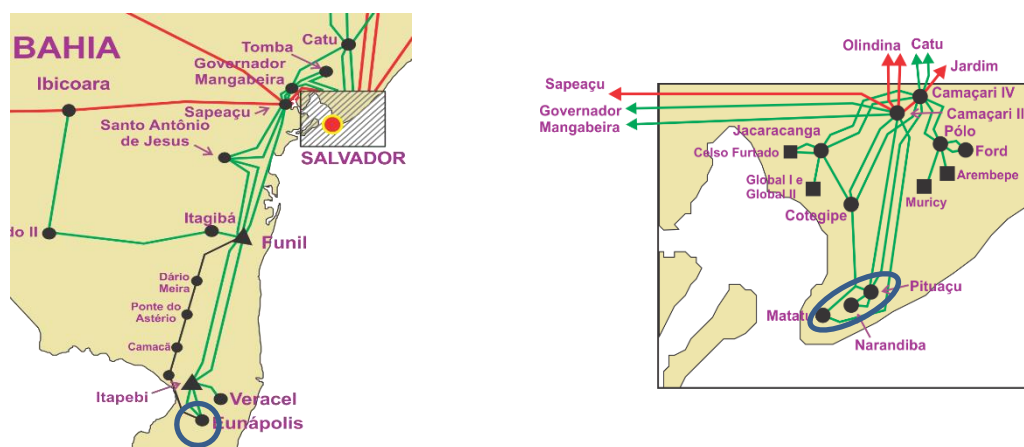
Nada a relatar.

7.7 Atendimento à Salvador e à Região de Porto Seguro

A seguir é ilustrada conforme figura 7.7-1, a malha de transmissão de suprimento a Salvador e a Porto Seguro. A região metropolitana de Salvador é atendida através das SE Pituvaçu, Matatu e Narandiba. A região de Porto Seguro é atendida através da SE Eunápolis.

A integração da malha de transmissão da rede básica com o sistema de distribuição de energia elétrica, nessa área, é realizada pela Coelba.

Figura 7.7-1: Sistema de suprimento a Região Metropolitana de Salvador e Região de Porto Seguro



7.7.1 Carga Prevista para o Carnaval 2019

A tabela 7.7.1-1 apresenta os valores máximos previstos de carga para a Região Metropolitana de Salvador e Porto Seguro comparado com os valores máximos esperados de carga para o Carnaval.

Tabela 7.7.1-1: Valores máximos esperados de carga durante o mês de Fevereiro comparados com os valores máximos esperados de carga para o Carnaval da Região Metropolitana de Salvador e Porto Seguro

Regiões	Período	Área Nordeste
		sábado
Salvador	Carnaval	514 MW
	Mensal de Fev/2019	569 MW
	Relação Carnaval/Fev-2019	90,3 %
Porto Seguro	Carnaval	187,2 MW
	Mensal de Fev/2019 ⁽¹⁾	181,8 MW
	Relação Carnaval/Fev-2019	103 %

7.7.2 Condições de Atendimento

Visando garantir uma operação com maior margem de segurança com relação aos limites normalmente praticados, foram analisadas contingências duplas na malha de 500 kV.

A malha de 230 kV suporta qualquer contingência simples sem perda de carga.

7.7.2.1 Contingências em Salvador

• Perda dupla das LT 500 kV Olindina – Camaçari II

A contingência dupla mais severa para a região metropolitana de Salvador consiste na perda dos circuitos de 500 kV Olindina - Camaçari II C1 e C2.

Para que o sistema atenda esta contingência com variações de tensão abaixo de 10%, não ocasionando rejeição natural de cargas, deverão ser adotados os seguintes procedimentos:

- Adotar ações de modo a elevar as tensões no setor de 500 kV das SEs Camaçari II, Camaçari IV, Jardim e Sapeaçu;
- Reduzir as tensões no setor de 230 kV das SEs Camaçari II, Camaçari IV, Jardim e Ibicoara no limite inferior das faixas de tensão;
- Manter desenergizados, se possível, os reatores 500 kV da SE Camaçari II e SE Camaçari IV;
- Energizar o maior número possível de bancos de capacitores 230 e 69 kV da Área 500/230 kV Sul da Região Nordeste;
- As usinas que estiverem gerando devem operar de modo a ajudar a elevar a tensão na região.

A fim de evitar grandes variações de tensão nas subestações Jacaracanga, Cotegipe, Matatu, Narandiba e Pituaçu, deve-se prover a região de geração térmica no período das 17h00min do dia 01 de março (sexta-feira) às 12h00min do dia 06 de março de 2019 (quarta-feira) em função da demanda dessas subestações.

Tabela 7.7.2-1 – Geração Térmica em função da Demanda Sul

Demanda Sul - Rede Alterada (MW) (DSulIRA)	Geração Térmica Necessária (MW)
< 1250	0
1250 < DSulIRA < 1310	150
1310 < DSulIRA < 1370	250
1370 < DSulIRA < 1460	400

Onde:

DSulIRA corresponde ao somatório dos fluxos das grandezas abaixo:

LT 230 kV Camaçari II – Cotegipe (lido em Camaçari II);

LT 230 kV Camaçari II – Matatu (lido em Camaçari II);

LT 230 kV Camaçari II – Pituaçu (lido em Camaçari II);

LT 230 kV Camaçari IV – Cotegipe (lido em Camaçari IV);

LT 230 kV Camaçari IV – Jacaracanga C1 (lido em Camaçari IV);

LT 230 kV Camaçari IV – Jacaracanga C2 (lido em Camaçari IV);

LT 230 kV Camaçari IV – Pituaçu (lido em Camaçari IV);

Geração nas UTEs Celso Furtado, Global I, Global II e Bahia I.

A geração térmica necessária para a tabela acima deve ser oriunda das seguintes usinas térmicas: UTE Celso Furtado, Global I, Global II, Bahia I, Rômulo Almeida, Muricy, Arembepe e Prosperidade 1.

Fim evitar sobrecarga acima do limite de curta duração na LT 230 kV Paulo Afonso III – Cícero Dantas C1 (S2) após a contingência de ambas as LT 500 kV Olindina – Camaçari II, deve-se monitorar a seguinte inequação:

$$(LT\ 230\ kV\ Paulo\ Afonso\ III\ -\ Cícero\ Dantas\ C1\ (S2)) + 0,07*(LT\ 500\ kV\ Olindina\ -\ Camaçari\ II\ C1 + C2) < 170\ MW.$$

Onde:

(LT 230 kV Paulo Afonso III – Cícero Dantas C1 (S2)): Fluxo em MW medido na SE 230 kV Paulo Afonso III;

(LT 500 kV Olindina – Camaçari II remanescente): Fluxo em MW medido na SE 500 kV Olindina.

Para controlar a inequação acima, deve-se utilizar as seguintes sensibilidades abaixo:

Para cada 100 MW gerados nas usinas térmicas da área Sul (UTE Celso Furtado, Global I, Global II, Arembepe, Muricy, Bahia I, Prosperidade 1 e Rômulo Almeida), reduz cerca de 3,5 MW na inequação acima.

Para cada 100 MW gerados nas UHE Itapebi e Pedra do Cavalo, reduz cerca de 4,5 MW na inequação acima.

A depender do cenário, poderá ocorrer sobrecarga entre o limite de longa e de curta duração na LT 230 kV Itabaiana – Itabaianinha.

• Perda dupla das LT 230 kV Pituaçu – Narandiba

Em caso de perda dupla das linhas de 230 kV Pituaçu – Narandiba, ocorrerá corte de carga na SE Narandiba, até serem realizadas as transferências de carga pela distribuidora.

- A fim de restabelecer o atendimento ao referido ponto de suprimento, recomenda-se à COELBA realizar as transferências de carga para outras subestações.

7.7.2.2 Contingências em Porto Seguro

Outro polo carnavalesco importante no estado da Bahia é a cidade de Porto Seguro. O atendimento a esta cidade é feito pela SE Eunápolis. A malha de 230 kV que supre esta região suporta, sem perda de carga, contingências simples.

• Perda dupla das LT 230 kV Sapeaçu – Santo Antônio de Jesus

Em caso de perda do circuito duplo da LT 230 kV Sapeaçu – Santo Antônio de Jesus 04L2 e 04F3 ou do CE da SE Funil, poderá haver colapso de tensão na região.

- De modo a se evitar este problema, diariamente das 17h00min às 01h00min do dia seguinte, em todos os dias de carnaval, quando a UHE Itapebi estará despachada, deverá ser monitorada e controlada a seguinte inequação em tempo real:

Monitorar e controlar a inequação:

$$P_{(SPU/FNL)} + P_{(SPU/STJ)} + P_{(ATR/ICA)} < 570 \text{ MW}$$

Onde,

$P_{(SPU/FNL)}$ – Fluxo de potência ativa na LT 230 kV Sapeaçu / Funil C1 (F1), lido na SE Sapeaçu, sendo positivo no sentido da SE Sapeaçu para a SE Funil;

$P_{(SPU/STJ)}$ – Fluxo de potência ativa nas LT 230 kV Sapeaçu / Santo Antônio de Jesus C1 (L2) e C2 (F3), lido na SE Sapeaçu, sendo positivo no sentido da SE Sapeaçu para a SE Santo Antônio de Jesus.

$P_{(ATR/ICA)}$ – Fluxo de potência ativa na transformação da SE Ibicoara, lido no setor de 500 kV, sendo positivo no sentido do 500 kV para o 230 kV.

- Cada 100 MW de elevação de geração na UHE Itapebi implica redução em torno de 110 MW no $P_{(SPU/FNL)} + P_{(SPU/STJ)} + P_{(ATR/ICA)}$.

Observação 1: A programação energética referente ao despacho da UHE Itapebi, devido às condições hidráulicas do rio Jequitinhonha, deverá priorizar o atendimento da inequação acima no período de 17h00min às 01h00min do dia seguinte, em todos os dias de carnaval.

Observação 2: A programação energética contemplará esta inequação na elaboração do PDP, tomando por base a previsão de carga, porém o despacho de geração em tempo real deverá ser realizado no sentido de atender a inequação e otimizar a geração na UHE Itapebi.

- Nos horários de pré-ponta, se possível, manter energizados os dois bancos de capacitores de 50,5 Mvar no setor de 230 kV da SE Funil e reatores desligados, até as 01h00min do dia seguinte. Além disso, operar com tensão nos barramentos de 230 kV das SE Funil e Sapeaçu no valor mais elevado possível.

- Manter o CE da SE Funil com uma folga para responder até + 140 Mvar para o caso de perda simples de circuitos entre as subestações Sapeaçu, Santo Antônio de Jesus e Funil.

7.7.3 Providências Adicionais

Nada a relatar.

7.8 Atendimento à Fortaleza

A seguir é ilustrada conforme a figura 7.8-1, a malha de transmissão de suprimento à Fortaleza. Nesta cidade acontece o maior carnaval do estado do Ceará. A região metropolitana de Fortaleza é composta por Delmiro Gouveia, Fortaleza, Pici II e Aquiraz II.

A integração da malha de transmissão da rede básica com o sistema de distribuição de energia elétrica, nessa região é realizada pela Enel Distribuição Ceará.

Figura 7.8-1: Sistema de suprimento à Região Metropolitana de Fortaleza



7.8.1 Carga Prevista para o Carnaval 2019

A tabela 7.8.1-1 apresenta os valores máximos previstos de carga para a Região Metropolitana de Fortaleza comparado com os valores máximos esperados de carga para o Carnaval.

Tabela 7.8.1-1: Valores máximos esperados de carga durante o mês de Fevereiro comparados com os valores máximos esperados de carga para o Carnaval da Região Metropolitana de Fortaleza e Russas

Regiões	Período	Área Nordeste
		sábado
Fortaleza	Carnaval	937,9MW
	Mensal de Fev/2019	965,3MW
	Relação Carnaval/Fev-2019	97,16%

7.8.2 Condições de Atendimento

A malha de 500 kV de suprimento à área Norte opera segundo critério N-1, ou seja, suporta, sem perda de carga, contingências simples.

Vale salientar que, caso ocorra à contingência de circuito duplo de 500 kV Fortaleza II - Pecém II, considerando o cenário energético previsto para o período de carnaval, não é esperada perda de carga na região metropolitana de Fortaleza nem variações de tensão que ocasionem rejeição de carga.

A malha de 230 kV suporta qualquer contingência simples sem perda de carga.

7.8.2.1 Contingências na Região Metropolitana de Fortaleza

• Perda dupla das LT 500 kV Sobral III – Pecém II

Em caso de contingência de circuito duplo de 500 kV Sobral III - Pecém II, considerando o cenário energético previsto para o período de carnaval, é esperada variações de tensão superior a 10% que ocasionem rejeição de carga na Região Metropolitana de Fortaleza.

Para que o sistema atenda esta contingência sem perda de carga deverão ser adotados os seguintes procedimentos:

- Portanto no período das 17h00min do dia 01 de março (sexta-feira) às 12h00min do dia 06 de março (quarta-feira) de 2019, manter a geração térmica de no mínimo 480 MW nas UTE Porto do Pecém I e/ou II, ou 300 MW nas UTE Termoceará e/ou Termofortaleza, para demanda da área Norte do Nordeste maior ou igual a 1700 MW.

- Além do praticado usualmente, a energização do maior número possível de bancos de capacitores e desligar reatores, inclusive de 500 kV, das áreas Norte e Oeste da região Nordeste, principalmente em Fortaleza e Delmiro Gouveia, visando manter os compensadores estáticos das SE Milagres e Fortaleza absorvendo potência reativa.

• Perda duplas diversas no 230 kV

Para as seguintes perdas duplas, a Enel Distribuição Ceará deverá elaborar planos de contingências, especificamente transferência de cargas, para serem utilizados nas seguintes ocorrências, que ocasionam ou podem ocasionar corte de carga:

- Contingência em circuito duplo de 230 kV Fortaleza II – Delmiro Gouveia C1 e C2, a qual ocasiona atuação do SEP de corte de carga da ordem de 70% das cargas da SE Delmiro Gouveia;

- Contingência em circuito duplo de 230 kV Fortaleza II – Pici II C1 e C2, ocasionando o corte de todas as cargas da SE Pici II.

Os procedimentos vigentes, acrescidos das diretrizes específicas para a operação do SIN, são suficientes para atendimento do controle de tensão.

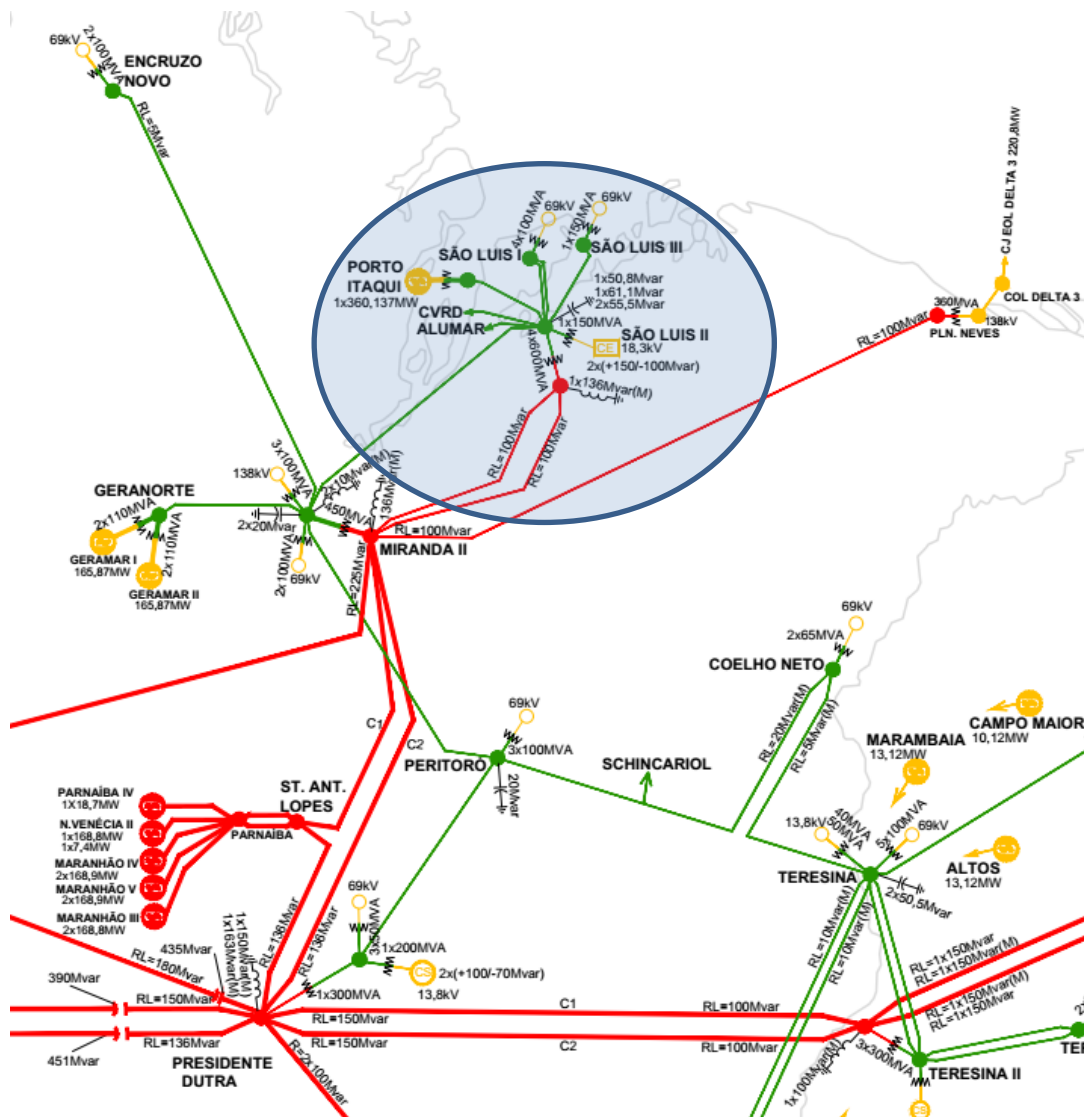
7.8.3 Providências Adicionais

Nada a relatar.

7.9 Atendimento a São Luís

A seguir é ilustrada a malha de transmissão de suprimento a São Luís, cujas cargas são atendidas pela SE São Luís I e São Luís III.

Figura 7.10-1: Sistema de suprimento à São Luís



7.9.1 Carga Prevista durante o Carnaval 2019

A tabela 7.10.1-1 apresenta os valores máximos previstos de carga para a Região Metropolitana de São Luís, no mês de Fevereiro, comparado com os valores máximos esperados de carga para Carnaval.

Tabela 7.10.1-1: Valores máximos esperados de carga durante o mês de Fevereiro comparados com os valores máximos esperados de carga para o Carnaval da Região Metropolitana de Recife/Olinda

Região Metropolitana	Período	sábado
São Luis	Carnaval	285 MW
	Mensal de Fev/2019	304 MW
	Relação Carnaval/Fev-2019	93,8%

7.9.2 Condições de Atendimento

Para evitar que a contingência dupla da LT 500 kV Miranda II - São Luís II implique em corte de carga na região metropolitana de São Luís (Atuação do Esquema de corte de carga para a perda dupla de circuitos entre Miranda II e São Luís II), deve-se monitorar e controlar, se possível, a seguinte inequação:

$$\Sigma (\text{LT 230 kV LD-MR} + \text{LT 500 kV MR-LD C1} + \text{LT 500 kV MR-LD C2}) \leq 225 \text{ MW}$$

Onde:

- LT 230 kV LD-MR = Fluxo de potência ativa na LT 230 kV São Luís II – Miranda II, no sentido de Miranda II para São Luis II, lido na SE Miranda II
- LT 500 kV MR-LD C1 = Fluxo de potência ativa na LT 500 kV Miranda II – São Luís II C1, no sentido de Miranda II para São Luis II, lido na SE Miranda II
- LT 500 kV MR-LD C2 = Fluxo de potência ativa na LT 500 kV Miranda II – São Luís II C2, no sentido de Miranda II para São Luis II, lido na SE Miranda II

O controle da inequação é efetuado através da geração da UTE Porto do Itaqui. Para cada aumento de 10 MW, haverá uma redução de 10 MW na inequação.

Estima-se que uma geração maior que 250 MW na UTE Porto do Itaqui, evite corte de carga na região metropolitana de São Luís (Atuação do Esquema de corte de carga) para a perda dupla de circuitos 500 kV entre Miranda II e São Luís II.

Adotar os demais procedimentos vigentes.

7.9.3 Providências Adicionais

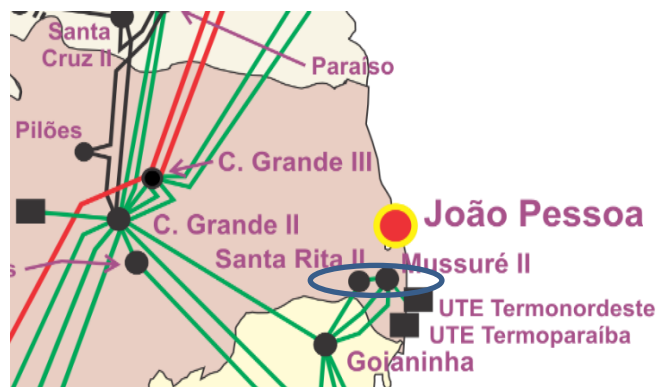
Nada a relatar.

7.10 Atendimento a João Pessoa

A seguir é ilustrada, conforme a figura 7.11-1, a malha de transmissão de suprimento a João Pessoa, que é atendida pelas SE Mussuré II e Santa Rita II.

A integração da malha de transmissão da rede básica com o sistema de distribuição de energia elétrica, nessa área, é realizada pela Energisa Paraíba.

Figura 7.11-1: Sistema de suprimento à Região Metropolitana de João Pessoa



7.10.1 Carga Prevista durante o Carnaval 2019

A tabela 7.11.1-1 apresenta os valores máximos previstos de carga para a Região Metropolitana de João Pessoa comparado com os valores máximos esperados de carga para o Carnaval.

Tabela 7.11.1-1: Valores máximos esperados de carga durante o mês de Fevereiro comparados com os valores máximos esperados de carga para o Carnaval da Região Metropolitana de João Pessoa

Regiões	Período	Área Nordeste
		sábado
João Pessoa	Carnaval	345,3 MW
	Mensal de Fev/2019	343,5 MW
	Relação Carnaval/Fev-2019	100,5%

7.10.2 Condições de Atendimento

7.11.2.1 Contingências

Visando garantir uma operação com maior margem de segurança com relação aos limites normalmente praticados, foi analisada contingências em circuito duplo de 230 kV.

• Perda dupla das LT 230 kV Goianinha – Mussuré II e Goianinha – Santa Rita II

Em caso de contingência dupla na LT 230 kV Goianinha / Mussuré II e LT 230 kV Goianinha / Santa Rita II, que compartilham estruturas, haverá sobrecarga na LT 230 kV Goianinha / Norfil acima do limite de curta duração.

Para que o sistema atenda esta contingência sem perda de carga deverão ser adotados os seguintes procedimentos:

- No período das 17h00min do dia 01 de março (sexta-feira) às 12h00min do dia 6 de março de 2019 (quarta-feira), recomenda-se programar o despacho conjunto das UTE Termoparaíba e Termonordeste em 160 MW ou superior, mantendo preferencialmente ambas as usinas sincronizadas. Adicionalmente, neste mesmo período, recomenda-se monitorar e controlar a seguinte inequação:

$$\sum (GNN-SRD + GNN-MRD + GNN-NFL) \leq 250 \text{ MW}$$

Onde:

• GNN-SRD = Fluxo de potência ativa na LT 230 kV Goianinha – Santa Rita II, medido na SE Goianinha;

• GNN-MRD = Fluxo de potência ativa na LT 230 kV Goianinha – Mussuré II, medido na SE Goianinha;

• GNN-NFL = Fluxo de potência ativa na LT 230 kV Goianinha – Norfil, medido na SE Goianinha.

- Caso haja violação da inequação, deve-se despachar as UTE Termoparaíba e/ou Termonordeste. Para cada 1 MW de geração, haverá redução de 1 MW no carregamento do eixo 230 kV Goianinha / Norfil / Mussuré II.

- Adicionalmente, recomenda-se operar com o maior número possível de bancos de capacitores de 69 kV das SE Santa Rita II e Mussuré II energizados.

Os procedimentos vigentes, acrescidos das diretrizes específicas para a operação do SIN, são suficientes para atendimento do controle de tensão.

7.10.3 Providências Adicionais

Nada a relatar.

Lista de figuras, quadros e tabelas

Figuras

Figura 5.1.1-1: Interligação Sul/Sudeste	14
Figura 5.1.2-1: Interligações Norte/Sudeste, Norte/Nordeste e Sudeste/Nordeste	15
Figura 7.1-1: Sistema de suprimento à região metropolitana do Rio de Janeiro	17
Figura 7.1-2: Malha de suprimento à Região dos Lagos, Costa Verde e Vitória	18
Figura 7.2-1: Malha de suprimento à São Paulo – Região Metropolitana, Baixada Santista e Litoral Norte	24
Figura 7.3-1: Sistema de suprimento ao Litoral Norte do Rio Grande do Sul.	27
Figura 7.4-1: Sistema de suprimento ao estado do Paraná.	32
Figura 7.5-1: Sistema de suprimento à Santa Catarina	34
Figura 7.6-1: Sistema de suprimento à Região Metropolitana de Recife/Olinda	38
Figura 7.7-1: Sistema de suprimento a Região Metropolitana de Salvador e Região de Porto Seguro	41
Figura 7.8-1: Sistema de suprimento à Região Metropolitana de Fortaleza	46
Figura 7.10-1: Sistema de suprimento à São Luís	49
Figura 7.11-1: Sistema de suprimento à Região Metropolitana de João Pessoa	51

Tabelas

Tabela 7.1.1-1: Valores máximos de carga previstos durante o Carnaval e durante o mês de Fevereiro de 2019 para a área Rio de Janeiro e Espírito Santo	19
Tabela 7.3.1-1: Cargas máximas previstas para o Litoral Norte do Rio Grande do Sul no período de Carnaval 2019 e Mensal de Fevereiro/2019	27
Tabela 7.4.1-1: Cargas máximas previstas para o Litoral do Paraná no período de Carnaval 2019 e Mensal de Fevereiro/2019	32
Tabela 7.5.1-1: Cargas máximas previstas para Santa Catarina no período de Carnaval 2019 e Mensal de Fevereiro/2019	35
Tabela 7.6.1-1: Valores máximos esperados de carga durante o mês de Fevereiro comparados com os valores máximos esperados de carga para o Carnaval da Região Metropolitana de Recife/Olinda	39
Tabela 7.7.1-1: Valores máximos esperados de carga durante o mês de Fevereiro comparados com os valores máximos esperados de carga para o Carnaval da Região Metropolitana de Salvador e Porto Seguro	41
Tabela 7.7.2-1 – Geração Térmica em função da Demanda Sul	43

Tabela 7.8.1-1: Valores máximos esperados de carga durante o mês de Fevereiro comparados com os valores máximos esperados de carga para o Carnaval da Região Metropolitana de Fortaleza e Russas	46
Tabela 7.10.1-1: Valores máximos esperados de carga durante o mês de Fevereiro comparados com os valores máximos esperados de carga para o Carnaval da Região Metropolitana de Recife/Olinda	50
Tabela 7.11.1-1: Valores máximos esperados de carga durante o mês de Fevereiro comparados com os valores máximos esperados de carga para o Carnaval da Região Metropolitana de João Pessoa	51

PROTOCOLO DE ASSINATURA(S)

O documento acima foi proposto para assinatura digital na plataforma Portal de Assinaturas ONS. Para verificar as assinaturas clique no link: <https://portalassinaturas.ons.org.br/Verificar/4CCF-175C-2DFC-1176> ou vá até o site <https://portalassinaturas.ons.org.br> e utilize o código abaixo para verificar se este documento é válido.

Código para verificação: 4CCF-175C-2DFC-1176



Hash do Documento

2BD96E162D972169BD1A0D8A9A89D6EA4E547E15346A511C713EAFD16EBD107E

O(s) nome(s) indicado(s) para assinatura, bem como seu(s) status em 27/02/2019 é(são) :

Sinval Zaidan Gama (Signatário) - 034.022.663-34 em 26/02/2019

18:16 UTC-03:00

Tipo: Certificado Digital

