

Submódulo 2.3

Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos

Metodologia

Revisão	Motivo da revisão	Data de aprovação
2020.12	Resolução Normativa nº 903/2020	08/12/2020

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos	2.3	Metodologia	2020.12	01/01/2021

ÍNDICE

1. OBJETIVO	3
2. ESTUDOS DE FLUXO DE POTÊNCIA	3
3. ESTUDOS DE FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO	3
4. ESTUDOS DE ESTABILIDADE ELETROMECHANICA	4
5. ESTUDOS DE CONFIABILIDADE	5
5.1. Premissas gerais	5
5.2. Diretrizes de modelagem	10
5.3. Diretrizes para tratamento de dados determinísticos e estocásticos	17
5.4. Diretrizes para simulação computacional	18
5.5. Diretrizes para registro de resultados	25
5.6. Critérios para diagnose dos níveis de risco probabilístico.....	25
6. ESTUDOS DE QUALIDADE DE ENERGIA	27
6.1. Aspectos gerais.....	27
6.2. Estudos de comportamento harmônico.....	27
6.3. Estudos de flutuação de tensão	30
6.4. Estudos de variações de tensão de curta duração (VTCD)	31
7. ESTUDOS DE SEGURANÇA DE TENSÃO	32
8. ESTUDOS DE RESERVA DE POTÊNCIA OPERATIVA	32
9. ESTUDOS DE CONTROLE CARGA-FREQUÊNCIA	33
10. FERRAMENTAS COMPUTACIONAIS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS	34
11. REFERÊNCIAS	35

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos	2.3	Metodologia	2020.12	01/01/2021

1. OBJETIVO

1.1. Este submódulo descreve a metodologia a ser seguida na elaboração dos seguintes estudos elétricos:

- (a) fluxo de potência;
- (b) fluxo de potência ótimo;
- (c) estabilidade eletromecânica;
- (d) confiabilidade;
- (e) qualidade de energia elétrica;
- (f) segurança de tensão;
- (g) reserva de potência operativa; e
- (h) controle carga-frequência.

2. ESTUDOS DE FLUXO DE POTÊNCIA

2.1 Os estudos de fluxo de potência são efetuados para verificar o comportamento da rede elétrica em regime permanente. De forma geral, avalia-se se os níveis de tensão nos barramentos e os carregamentos nas linhas, transformadores e demais componentes da rede de transmissão, para uma determinada configuração da rede elétrica e uma dada condição de carga e de geração, atendem ao estabelecido no documento de critérios deste submódulo.

2.2 O sistema deve ser analisado para as condições de carga e de geração pertinentes ao objetivo da avaliação, entre carga pesada, média, leve e mínima.

2.2.1 Caso necessário, podem ser analisadas outras condições de carga para horários e/ou dias específicos.

2.3 O nível de detalhamento da representação do sistema de transmissão deve ser compatível com o escopo dos estudos.

2.4 Os dados necessários aos estudos de fluxo de potência estão disponíveis no banco de dados do ONS ou são informados pelos agentes e consolidados pelo ONS.

2.5 A ferramenta computacional utilizada nesses estudos – *Modelo para análise de redes em regime permanente* – está apresentada no item 10.

3. ESTUDOS DE FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO

3.1 Os estudos de fluxo de potência ótimo (FPO) consideram restrições em suas variáveis e seu cálculo é realizado aplicando-se alguma técnica de otimização. Caracterizam-se como um refinamento dos estudos de fluxo de potência descritos no documento de Critérios deste submódulo e aplicam-se aos estudos específicos descritos no Submódulo 3.1 – Planejamento da operação elétrica de médio prazo, Submódulo 3.4 – Planejamento da operação elétrica com horizonte quadrimestral, Submódulo 4.1 – Programação mensal da operação elétrica e Submódulo 4.2 – Programação de intervenções em instalações da Rede de Operação.

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos	2.3	Metodologia	2020.12	01/01/2021

3.2 O ponto de operação a ser pesquisado por meio dos estudos de FPO deve ter viabilidade operativa, ou seja, os controles como nível de tensão e geração de potência ativa e reativa dos geradores, tape dos *On load tap changer* (LTC) e ângulo dos defasadores devem operar dentro dos limites aceitáveis e restrições em tensões nodais.

3.3 Os carregamentos das linhas de transmissão e transformadores devem ser respeitados.

3.4 Os estudos de FPO podem ser elaborados para uma diversidade de funções objetivo a serem otimizadas, como, por exemplo, mínimo corte de carga, mínimo custo de geração de potência ativa, mínima injeção de potência reativa, máxima transferência de potência ativa entre áreas e máximo carregamento em um conjunto de barras.

3.5 Os estudos de FPO podem abranger restrições de segurança, na busca de um ponto de operação que atenda também ao regime de emergência.

3.6 Podem ser definidas manobras, tais como entrada e/ou saída de circuitos, geradores, equipamentos tipo *shunt* e de alteração de carga, associadas a determinadas emergências.

3.7 Os estudos de FPO requerem a definição precisa de áreas de monitoração e de controle, ou seja, a definição que melhor traduz a realidade operativa dessas áreas.

3.7.1 Nas áreas de monitoração, são monitoradas as variáveis elétricas, tais como tensões nodais e carregamentos em linhas de transmissão e transformadores.

3.7.2 Nas áreas de controle, são ajustados de forma ótima os controles que promovem o redespacho de potência ativa e reativa, de modo a trazer as variáveis elétricas monitoradas para os limites aceitáveis.

3.7.3 A depender da definição das áreas de controle e do ponto de operação inicial fornecido aos estudos de FPO, os controles devem explorar toda a faixa de operação.

3.8 O principal subproduto dos estudos de FPO consiste nas análises de sensibilidade baseadas nos Multiplicadores de Lagrange.

3.8.1 Esses multiplicadores, quando associados, por exemplo, à função objetivo mínimo corte de carga, devem apontar a necessidade de ampliações ou reforços no sistema elétrico, de modo a minimizar eventuais cortes de carga.

3.9 Os dados de rede para os estudos de FPO devem constar no banco de dados do ONS, obtidos conforme o estabelecido no Submódulo 3.12 – Estudos de curto-circuito.

3.10 Para os estudos de FPO com determinadas funções objetivo, pode ser necessário o fornecimento de dados complementares aos contidos no bancos de dados do ONS.

3.11 A ferramenta computacional utilizada nesses estudos – *Modelo de fluxo de potência ótimo* – está apresentada no item 10.

4. ESTUDOS DE ESTABILIDADE ELETROMECCÂNICA

4.1 Os estudos de estabilidade eletromecânica dos sistemas elétricos de potência estão relacionados à análise do comportamento desses sistemas após distúrbios.

4.2 O tipo de distúrbio e a natureza dos fenômenos a serem analisados definem o grau de detalhamento e as características da modelagem que se deve usar na representação do sistema elétrico.

4.3 Como resultado dos distúrbios, que usualmente são decorrentes de súbitas mudanças estruturais na rede elétrica, o sistema sai do ponto de operação estável que se encontrava e tende a se acomodar em outro

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos	2.3	Metodologia	2020.12	01/01/2021

ponto de operação. As unidades geradoras são submetidas a acelerações e desacelerações de tal intensidade que certas unidades ou grupos de unidades podem perder sincronismo entre si ou com o sistema.

4.4 A depender da natureza e da duração do distúrbio, o comportamento eletromecânico das unidades geradoras pode ser amortecido ou não amortecido, resultando em um novo ponto de operação estável ou no colapso do sistema.

4.5 Os dados e modelos de máquinas, reguladores de tensão, seus limitadores e compensadores, sinais adicionais estabilizantes, reguladores de velocidade, geradores eólicos, compensadores estáticos, *Thyristor controlled series capacitor* (TCSC), sistemas de corrente contínua (CC), modelos de carga, proteções e demais equipamentos de controle são os constantes no banco de dados do ONS e complementados por informações dos agentes.

4.6 Os estudos de estabilidade eletromecânica são aplicados aos estudos específicos descritos no Submódulo 3.1, Submódulo 3.2 – Modernização de instalações, Submódulo 3.3, Submódulo 4.1, Submódulo 4.2, Submódulo 3.9 – Validação de dados e de modelos de componentes para estudos elétricos, Submódulo 3.10 – Estudos para segurança operacional elétrica, Submódulo 3.11 – Análise técnica dos serviços ancilares de suporte de reativos, controle secundário de frequência e autorrestabelecimento integral, Submódulo 6.2 – Análise da operação, ocorrências e perturbações e acompanhamento das providências, Submódulo 6.3 – Análise de perturbação, Submódulo 6.4 – Análise de falha em equipamentos e linhas de transmissão e Submódulo 7.4 – Estudos pré-operacionais de integração de instalações da Rede de Operação e relacionam-se aos seguintes assuntos:

- (a) análise de estabilidade entre as áreas, para proposição de ampliações e reforços ou para planejamento e programação da operação elétrica;
- (b) avaliação dos limites de transferência de potência entre áreas e subsistemas, com definição dos limites de intercâmbio;
- (c) análise dos impactos relativos a energização, desenergização, fechamento de anéis, fechamento de paralelos, religamento automático, análise/definição de SEP e, ainda, ajuste de proteções e otimização de controladores;
- (d) análise de sobretensões dinâmicas referentes a perturbações que provoquem rejeições de grandes blocos de carga para o ajuste de proteções de sobretensão e o dimensionamento de compensação reativa; e
- (e) análise de ocorrências de grande porte no SIN, para determinação de suas causas e definição das providências necessárias para evitá-las ou para reduzir seus impactos.

4.7 A ferramenta computacional utilizada nesses estudos – *Modelo para análise de estabilidade eletromecânica* – está apresentada no item 10.

5. ESTUDOS DE CONFIABILIDADE

5.1. Premissas gerais

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos	2.3	Metodologia	2020.12	01/01/2021

5.1.1. Caracterização das tipologias das análises

5.1.1.1 Os estudos de confiabilidade são realizados rotineiramente ou para atender a demandas especiais e abrangem um vasto universo de possibilidades, o que exige que sejam caracterizados em função de sua natureza para melhor compreensão dos resultados obtidos.

5.1.1.2 As atividades relacionadas à monitoração da confiabilidade do SIN, sob o ponto de vista preditivo probabilístico, são classificadas nas seguintes categorias:

- (a) análise de confiabilidade composta;
- (b) análise de confiabilidade multiárea, conforme Submódulo 3.3 – Planejamento da operação energética de médio prazo e Submódulo 2.4 – Critérios para estudos energéticos e hidrológicos; e
- (c) análise de confiabilidade da reserva girante, conforme documento de critérios deste submódulo.

5.1.1.3 Os estudos de confiabilidade descritos neste item tratam com minúcias apenas a análise composta e fornece subsídios gerais conceituais para as análise dos itens 5.1.1.2(b) e (c).

5.1.1.4 A ferramenta computacional utilizada nesses estudos – *Modelo para análise de confiabilidade preditiva de geração e transmissão* – está apresentada no item 10.

5.1.2. Estudos regulares relacionados à confiabilidade composta

5.1.2.1. Avaliações referenciais

5.1.2.1.1 Os estudos para avaliações referenciais concernem à aferição dos níveis de confiabilidade preditiva probabilística sob contingências simples para o sistema de transmissão representativo da Rede Básica, incluindo linhas de transmissão, transformadores de malha e transformadores de fronteira.

5.1.2.1.2 Todos esses componentes estão sujeitos às incertezas usuais inerentes aos sistemas de transmissão para os regimes de carga pesada, previstos para um conjunto sequencial de topologias estabelecidas no Plano de Ampliações e Reforços (PAR);

5.1.2.1.3 Esses estudos são denominados avaliações referenciais, casos de referência ou estudos de referência.

5.1.2.1.4 O objetivo é a análise da evolução temporal dos riscos estáticos globais da Rede Básica e os resultados obtidos caracterizam os riscos de referência ou avaliações referenciais.

5.1.2.2. Avaliações regionais por tensão

5.1.2.2.1 Os estudos para avaliações regionais por tensão referem-se à aferição, em separado, dos níveis de confiabilidade preditiva probabilística sob contingências simples para os subsistemas de transmissão das regiões Norte, Nordeste, Sudeste, Centro-Oeste e Sul, representativos das tensões nominais de operação de 230, 345, 440, 500, 525 e 765 kV, incluindo linhas de transmissão, transformadores de malha e de fronteira desses subsistemas;

5.1.2.2.2 Todos esses componentes estão sujeitos às incertezas usuais inerentes aos sistemas de transmissão para os regimes de carga pesada, previstos para um conjunto sequencial no tempo de topologias estabelecidas no PAR;

5.1.2.2.3 Esses estudos são denominados avaliações regionais e são discriminadas por níveis de tensão;

5.1.2.2.4 O objetivo é a análise da evolução temporal dos riscos estáticos regionais, por subsistemas da Rede Básica e por nível de tensão.

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos	2.3	Metodologia	2020.12	01/01/2021

5.1.2.3. Avaliações por classes de elementos

5.1.2.3.1 Os estudos para avaliações por classe de elementos são análogos às avaliações referenciais.

5.1.2.3.2 A discriminação e o processamento são realizados separando conjuntos de elementos sob as seguintes circunstâncias:

- (a) somente sob contingências simples em linhas de transmissão;
- (b) somente sob contingências simples em transformadores de malha; e
- (c) somente sob contingências simples em transformadores de fronteira.

5.1.2.3.3 O objetivo é a identificação das parcelas de responsabilidades das diferentes classes de elementos no montante de risco estático global.

5.1.3. Estudos especiais

5.1.3.1 A qualquer tempo, por motivos de conveniência, os estudos especiais podem ter um caráter regular. Cada estudo identificado como especial tem suas especificidades que, quando executados, devem ser citadas.

5.1.3.2 Os estudos classificados como especiais são os seguintes:

- (a) estudos idênticos às avaliações referenciais para carga pesada, descrito no item 5.1.2.1, porém enfocando patamares distintos da carga pesada (carga média, leve ou mínima).
 - (1) O tratamento agregado dos patamares de carga via ponderação probabilística também é considerado um estudo especial.
- (b) estudos para avaliações referenciais por estado da federação:
 - (1) Concernem ao cálculo dos níveis de confiabilidade preditiva probabilística, sob contingências simples, selecionadas para os subsistemas de transmissão da Rede Básica representativos das malhas estaduais, incluindo linhas de transmissão, transformadores de malha e transformadores de fronteira.
 - (2) Todos esses componentes estão sujeitos às incertezas usuais inerentes aos sistemas de transmissão para os regimes de carga pesada, previstos para conjuntos selecionados de topologias estabelecidas no PAR.
 - (3) A lista de contingências abrange todos os ramos que tenham pelo menos um terminal em cada estado tratado, ou seja, as contingências de todos os elementos interestaduais e intraestaduais são simuladas.
 - (4) O objetivo é a análise dos riscos estáticos regionais relacionados com a parcela da Rede Básica sobreposta a cada estado da federação.
- (c) estudo de confiabilidade composta operacional para avaliar os riscos operacionais do SIN em diversos perfis de intercâmbios nas interligações elétricas.
- (d) estudo de identificação das influências de subsistemas para avaliar, em relação aos casos de referência, a responsabilidade de subsistemas especiais sobre a confiabilidade do sistema global.
 - (1) Entre os subsistemas de interesse, situam-se os subsistemas radiais, em derivação ("tapes" ou "pingos") e de uso exclusivo.

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos	2.3	Metodologia	2020.12	01/01/2021

- (e) estudos de sensibilidade que refletem a influência de pequenas variações da carga nos níveis de risco do sistema.
- (f) estudo de identificação da influência de instalações fora da Rede Básica sobre Rede Básica para avaliar a responsabilidade de contingências em instalações fora da Rede Básica sobre a confiabilidade de um espaço probabilístico aumentado, no qual se considera a Rede Básica com incertezas, porém sem contingências.
 - (1) Essa análise demanda avaliação inicial de um novo caso de referência representativo de um espaço probabilístico aumentado, no qual as incertezas da Rede Básica e das instalações fora da Rede Básica são contabilizadas.
- (g) estudo de confiabilidade estrita do parque gerador para avaliar a confiabilidade, considerando apenas as incertezas do parque gerador.
 - (1) Esse estudo modela as restrições de transmissão e intercâmbios.
 - (2) Essa é uma forma de análise de confiabilidade composta, na qual a modelagem das fontes primárias de energia é realizada indiretamente pela especificação das capacidades de geração máxima de cada uma das máquinas do sistema.
 - (3) Esse tipo de análise deve apresentar interfaces com a análise de confiabilidade multiárea, conforme Submódulo 3.3 e Submódulo 2.4.
- (h) estudo de confiabilidade composta tradicional para avaliar a confiabilidade composta clássica, envolvendo o tratamento conjunto de incertezas e contingências no parque gerador e na malha de transmissão.
- (i) estudo da influência das margens de reserva para avaliar os riscos, considerando vários tipos de modelagem das reservas estáticas e girantes do sistema de potência, como por exemplo, capacidade de carregamento em regime normal *versus* emergência, influência da reserva de transformação etc.
 - (1) Um desses tipos de análise deve apresentar interfaces com a análise de confiabilidade da reserva girante, conforme descrito no documento de critérios deste submódulo.

5.1.3.3 Diversos outros tipos de estudos especiais podem ser realizados e podem adquirir o status de estudos regulares.

5.1.4. Abrangências espaciais

5.1.4.1 As abrangências espaciais englobam duas categorias, quais sejam, tratamento global do SIN e tratamentos regionais.

5.1.4.2 O tratamento global do SIN inclui:

- (a) todo o sistema de geração-transmissão relacionado à Rede Básica, associada às tensões nominais de operação de 765, 525, 500, 440, 345 e 230 kV; e
- (b) algumas partes e elementos do sistema que operam em níveis de tensão não integrantes daqueles anteriormente citados, tais como alguns segmentos do subsistema de Itaipu.
 - (1) As avaliações referenciais, citadas no item 5.1.2.1, enquadram-se nessa categoria.

5.1.4.3 Os tratamentos regionais enfocam parcelas do sistema elétrico, tais como estados da Federação, áreas elétricas predefinidas e subestações.

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos	2.3	Metodologia	2020.12	01/01/2021

5.1.5. Abrangências temporais

5.1.5.1 Para um período de tempo predefinido, a perspectiva temporal da análise de confiabilidade via adequação, ou seja, focada unicamente no regime permanente, é apreendida através de variações topológicas, variações na carga e variações nas fontes primárias de energia ocorridas no período de interesse, de forma separada ou conjunta.

5.1.5.2 Os fenômenos de solicitação ambiental atuantes sobre um dado sistema podem ser considerados, como por exemplo, a evolução de tormentas ou ventanias.

5.1.5.3 As variações temporais topológicas representam as alterações no sistema ao longo do tempo, decorrentes de ampliações, reforços ou expansões, ou de mudanças de estratégias operativas, como por exemplo, manutenções, reconfigurações, etc.

5.1.5.4 As variações temporais da curva de carga tratada na análise de adequação podem ser relacionadas a horizontes de tempo distintos, tais como a curva de carga diária, a curva mensal, a curva anual, etc.

5.1.5.4.1 A representação de um único patamar de carga, constante durante todo o horizonte temporal da análise, constitui uma situação limite aproximada, usualmente de caráter pessimista.

5.1.5.4.2 Na análise de confiabilidade de curtíssimo prazo, voltada para as aplicações da operação, o horizonte temporal de interesse pode situar-se nas 24 horas de cada dia.

5.1.5.4.3 Na análise de confiabilidade voltada para os aspectos energéticos, um horizonte temporal usual é o ano, com discriminação mensal.

5.1.5.5 As variações temporais relacionadas às fontes primárias de energia refletem, ao longo do tempo, as diferentes hidrologias do sistema, a sazonalidade do regime eólico, a variabilidade de preços dos combustíveis fósseis, entre outras variações. Tais variações são relevantes na análise de confiabilidade em função dos impactos nas políticas de despacho de geração e na política de manutenção.

5.1.5.5.1 Nos casos dos estudos multiárea, a abrangência temporal de interesse situa-se geralmente nas 52 semanas do ano ou no cenário mensal.

5.1.5.6 As avaliações referenciais, citadas no item 5.1.2.1, adotam a evolução temporal topológica do SIN ano a ano, descrita nos casos elaborados no PAR para o regime de carga pesada e para o cenário de despacho utilizado na obtenção de cada um dos casos de referência do PAR.

5.1.5.6.1 A caracterização de um dado cenário de despacho é feita pela descrição dos fluxos nas interligações previamente definidas. O aperfeiçoamento futuro desse tipo de análise deve trazer representações mais apuradas das curvas de carga anuais, combinadas com múltiplos cenários de despacho.

5.1.6. Modos de falha

5.1.6.1 Os modos de falha relevantes para o estabelecido neste submódulo são os seguintes:

- (a) modo de falha de continuidade (ou modo de falha de integridade ou conectividade); e
 - (1) Associado à existência ou inexistência de tensão em pontos de medição, à continuidade de suprimento, à ocorrência de ilhamentos, à presença de déficits de geração etc.
 - (2) Mensurado por indicadores eminentemente topológicos e estacionários.
- (b) modo de falha de adequação (ou modo de falha de qualidade ou conformidade).
 - (1) Indica a ocorrência e subsequente tentativa de eliminação de sobrecargas em ramos da rede, violações de limites inferiores ou superiores de tensão em barramentos, distorções senoidais, violações térmicas, violações de geração de potência reativa nas barras de geração, violações de

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos	2.3	Metodologia	2020.12	01/01/2021

potência ativa nas barras de referência, violações de intercâmbios entre áreas, violações de limites de excursão permitida para derivações de transformadores etc.

- (2) Mensurado por indicadores que refletem o regime estático do sistema, tanto do ponto de vista físico, quanto do ponto de vista da evolução temporal das incertezas.

5.1.6.2 As avaliações referenciais, citadas no item 5.1.2.1, restringem-se aos modos de falha de continuidade e de adequação, em regime permanente.

5.1.6.3 O modo de falha de segurança foge ao escopo das análises abordadas neste submódulo e está relacionado a:

- (a) ocorrências de perdas de sincronismos, baixos níveis de amortecimentos, posicionamento de polos no semiplano da direita, violações de faixas de frequência, oscilações subsíncronas etc; e
- (b) expectâncias das “folgas”, “distâncias” ou “margens” de um ponto de operação em relação à fronteira operacional, a partir da qual ocorre a perda de estabilidade angular, frequencial ou de tensão.

5.1.6.4 O modo de falha de segurança é mensurado por indicadores que, embora considerem as incertezas de forma estacionária, refletem eminentemente o regime dinâmico do sistema físico.

5.1.6.5 O modo de falha de segurança é mencionado unicamente para fins de caracterização de inteireza conceitual e não é tratado nas avaliações referenciais, porém poderá ser futuramente incorporado.

5.1.6.6 Os modos de falha tradicionalmente relacionados à qualidade do sistema fogem ao escopo deste submódulo.

5.1.7. Índices de confiabilidade selecionados

5.1.7.1 A mensuração de referência dos níveis de risco do sistema eletroenergético é realizada por meio dos indicadores convenientes para cada tipo de análise.

5.1.7.2 Para monitoração preditiva da confiabilidade da Rede Básica, a mensuração de referência dos níveis de risco do sistema eletroenergético é realizada, pelo menos, por meio do indicador de severidade expresso em minutos.

5.1.7.2.1 O indicador de severidade pode ser avaliado para diversas agregações espaciais e temporais, que devem ser necessariamente explicitadas.

5.1.7.3 Registros adicionais de outros indicadores tradicionais da análise de confiabilidade também podem ser apresentados em caráter complementar ou quando a natureza específica da análise indicar essa conveniência.

5.2. Diretrizes de modelagem

5.2.1. Modelagem das fontes primárias de energia

5.2.1.1 A modelagem das fontes primárias de energia nos estudos de confiabilidade composta é considerada pela atribuição de probabilidades convenientes aos diferentes cenários de despacho possíveis.

5.2.1.2 Nos estudos de referência, permite-se a livre variabilidade de despacho de certas unidades geradoras, nos limites inferiores e superiores de placa permitidos a cada uma delas, para fins de eliminação de violações dos casos base de confiabilidade.

5.2.1.3 O despacho do caso base de confiabilidade é, em princípio, tratado com probabilidade unitária, ou seja, o panorama energético que origina esse despacho também tem probabilidade unitária.

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos	2.3	Metodologia	2020.12	01/01/2021

5.2.1.4 As fontes primárias não contribuem para o espaço probabilístico de estados usados nos estudos de referência.

5.2.1.5 O tratamento das incertezas das fontes primárias de energia, representadas por distintos perfis de despachos das unidades geradoras e suas respectivas probabilidades de ocorrências, obtidas de séries históricas ou sintéticas, poderão futuramente ser incorporados aos estudos de referência.

5.2.2. Modelagem dos fenômenos de solicitação ambiental

5.2.2.1 Nos estudos de referência, não são modeladas solicitações ambientais de qualquer natureza e, por conseguinte, esses fenômenos não contribuem para a composição do espaço de estados.

5.2.3. Modelagem do parque gerador

5.2.3.1 No estudo de referência, as unidades geradoras são representadas deterministicamente e de forma individualizada, ou seja, não são consideradas falhas nas unidades geradoras.

5.2.3.2 O tratamento das incertezas das unidades geradoras individualizadas poderá ser futuramente incorporado nos estudos de referência.

5.2.3.3 O parque gerador, embora representado em sua plenitude, não contribui para a formação do espaço probabilístico de estados.

5.2.3.4 Os compensadores estáticos são convertidos em síncronos equivalentes e também tratados de forma determinística.

5.2.4. Modelagem da transmissão

5.2.4.1 A modelagem estocástica da topologia compreende a representação de nós e ramos:

- (a) a modelagem dos nós visa refletir os riscos oriundos das falhas em subestações; e
- (b) a modelagem dos ramos permite representar o impacto das falhas nos elementos longitudinais e transversais da rede.

5.2.4.2 Na avaliação de referência, são representadas todas as linhas e transformadores incluídos nos casos base de fluxo de potência de referência do PAR, porém são atribuídas incertezas apenas aos elementos da Rede Básica.

5.2.4.3 O tratamento das incertezas baseia-se na modelagem clássica de cadeias de Markov com dois estados, com todos os condicionantes tradicionais, tais como intensidades de transições constantes, ausência de fenômenos de envelhecimento, regeneração, tendências e correlações.

5.2.4.4 Os elementos da transmissão são classificados em três categorias e discriminadas por níveis de tensão: linhas de transmissão (LT), transformadores de malha (TM) e transformadores de fronteira (TF).

5.2.4.5 A classe dos TF engloba os transformadores com a maior tensão igual ou superior a 230 kV, e a segunda menor tensão inferior a 230kV.

5.2.4.6 A toda malha de 765 kV são atribuídas incertezas, dado o impacto resultante das falhas nesse nível de tensão.

5.2.4.7 A modelagem estocástica dos ramos longitudinais no que concerne às linhas de corrente alternada, capacitores série, capacitores série controlados a tiristores ou *Thyristor controled series capacitor* (TCSC), reatores série, elos de corrente contínua e transformadores é, quando necessário, viabilizada por cadeias de Markov com múltiplos estados.

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos	2.3	Metodologia	2020.12	01/01/2021

5.2.4.7.1 Essa modelagem viabiliza a representação de contingências simples, duplas ou de ordem superior e também de quedas de torres com vários circuitos ou, ainda, de acidentes com circuitos distintos na mesma faixa de passagem.

5.2.4.8 No estudo de referência, as linhas de corrente alternada são tratadas por meio de modelos Markovianos, com dois estados representando as situações de sucesso e de falha da linha, relacionados a parâmetros numéricos indicadores das taxas de falha, em ocorrências por ano, e de tempos médios de reparo, em horas.

5.2.4.8.1 Nesse contexto, todas as linhas da Rede Básica contribuem para formação do espaço de estados e todas as demais linhas são tratadas de forma determinística.

5.2.4.9 No estudo de referência, os elos de corrente contínua do SIN são representados de forma determinística por injeções de potência equivalentes associadas a gerações fictícias.

5.2.4.9.1 Nenhum componente ou fenômeno associado aos elos contribui na composição do espaço de estados ou na composição dos recursos de controle do sistema.

5.2.4.9.2 A carga da Alumar também é modelada como elo de corrente contínua.

5.2.4.10 A modelagem estocástica de transformadores de dois enrolamentos não apresenta particularidades, mas a modelagem de transformadores de três enrolamentos exige, em princípio, um tratamento adequado dos dados de desempenho do equipamento já que há necessidade da representação de barramento e ramos fictícios.

5.2.4.10.1 Eventos relacionados a defeitos que ocorram no terciário podem ou não, dependendo dos objetivos do estudo, demandar a representação de seus efeitos no espaço de estados.

5.2.4.11 No estudo de referência, os transformadores de dois enrolamentos de malha e de fronteira também são tratados por meio de modelos Markovianos com dois estados representando as situações de sucesso e falha do equipamento, relacionadas a parâmetros numéricos indicadores das taxas de falha, em ocorrências por ano, e de tempos médios de reparo, em horas.

5.2.4.11.1 Embora as unidades geradoras sejam individualizadas, os transformadores elevadores, quando presentes, não são submetidos ao mesmo tratamento que os demais transformadores.

5.2.4.11.2 Os transformadores elevadores e os transformadores fora da Rede Básica são tratados deterministicamente. No caso dos transformadores elevadores, a atribuição de incertezas ocorre somente nas raras situações nas quais tais transformadores são enquadrados como sendo de fronteira.

5.2.4.11.3 Os transformadores defasadores são convertidos em elementos série fictícios, aos quais são atribuídos os parâmetros estocásticos convenientes.

5.2.4.12 Os transformadores de três enrolamentos de malha e de fronteira também são tratados por meio de modelos Markovianos com dois estados, representando as situações de sucesso e falha do equipamento, relacionadas a parâmetros numéricos indicadores das taxas de falha, em ocorrências por ano, e de tempos médios de reparo, em horas.

5.2.4.12.1 A incerteza é atribuída somente ao ramo conectado à maior tensão do equipamento.

5.2.4.12.2 No contexto do estudo de referência, todos os transformadores de malha e de fronteira do SIN contribuem na formação do espaço de estados probabilísticos.

5.2.4.13 A modelagem de interligações é um caso particular da modelagem de ramos longitudinais e admite níveis variados de detalhamento, em função dos objetivos da análise, que devem ser descritos em cada situação.

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos	2.3	Metodologia	2020.12	01/01/2021

5.2.4.13.1 No caso particular dos estudos multiárea, é usual atribuir incertezas apenas aos elementos, linhas e transformadores, que definem as interligações.

5.2.4.13.2 Nos estudos de referência, as interligações são tratadas com incertezas e o tratamento é o mesmo dado às demais linhas e transformadores. Nesses estudos, os intercâmbios não são tratados como variáveis de controle.

5.2.4.14 Para avaliação de referência, devem ser especificados todos os limites de carregamento para operação normal de todas as linhas em sistemas de corrente alternada (CA) e transformadores componentes da Rede Básica que são monitorados para detecção de violações, no caso base de confiabilidade.

5.2.4.14.1 Em regime de contingências, a monitoração também é realizada com os limites normais de carregamento e a monitoração dos limites de emergência, quando tais limites são informados, enquadra-se na categoria de estudo especial.

5.2.4.15 Os demais elementos longitudinais da topologia, tais como, capacitores série, TCSC e reatores série fictícios, são tratados de forma determinística. Em particular, o TCSC é convertido num capacitor fictício equivalente.

5.2.4.16 A modelagem estocástica dos ramos transversais, capacitores e reatores, é relevante para os estudos de confiabilidade. Porém nos estudos de referência, nenhum desses elementos contribui na composição do espaço probabilístico de estados.

5.2.4.16.1 Caso necessário, a influência das falhas desses elementos no nível de risco do sistema também pode ser avaliada indiretamente por manipulações adequadas de vinculações e uma sequência de procedimentos especialmente estruturada.

5.2.4.17 Nos estudos de referência, a topologia nodal (modelagem dos arranjos de subestações) não é explicitamente tratada. Entretanto, a influência das falhas das subestações é parcialmente refletida nos parâmetros das linhas de transmissão, em virtude da própria metodologia de coleta desses parâmetros.

5.2.4.18 Para as avaliações de referência, os limites superiores e inferiores permissíveis para as excursões dos níveis de tensão dos barramentos devem ser especificados, em regime normal e sob emergência.

5.2.4.18.1 Os valores em regime normal são monitorados para detecção de violações para fins de ajustes do caso base de confiabilidade.

5.2.4.18.2 Os valores em regime de emergência são monitorados para fim de detecção de violações sob regime de contingências.

5.2.4.19 No estudo de referência, não são consideradas: as falhas de modo comum da transmissão, as falhas simultâneas dependentes da transmissão e as vinculações oriundas dos esquemas de controle de emergência, proteção e instruções de operação, tais como, transferências de cargas, desligamento de cargas, reconfiguração da rede com desligamentos de linhas, de reatores, de capacitores, desligamento ou acionamento de geradores, seccionamento de barras etc.

5.2.5. Modelagem do sistema de distribuição

5.2.5.1 Nos estudos de referência, a parcela do sistema de distribuição, quando representada, é tratada de forma determinística.

5.2.5.2 Sob demanda especial, as Demais Instalações de Transmissão (DIT) podem ser tratadas de forma estocástica.

5.2.6. Modelagem da carga

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos	2.3	Metodologia	2020.12	01/01/2021

5.2.6.1. Tratamento conceitual

5.2.6.1.1 A carga admite três formas de representação:

- (a) composição de componentes de potência ativa (MW) e reativa (Mvar);
- (b) representação por meio de valor de potência aparente e fator de potência; e
- (c) modelagem por meio de um montante de energia associada (MWh).

5.2.6.1.2 Nos estudos de referência, a carga é tratada pelo par de valores de potência ativa e reativa.

5.2.6.2. Correlações espaciais

5.2.6.2.1 A correlações estatísticas entre cargas são reconhecidas e envolvem conjuntos de barramentos, áreas e submercados.

5.2.6.2.2 Nas avaliações de referência, o fenômeno da diversidade não é considerado, ou seja, todas as cargas têm comportamentos conformes.

5.2.6.3. Correlações climáticas, ambientais e temporais

5.2.6.3.1 A previsão do valor da carga é viabilizada por meio do tratamento conveniente de medidas barométricas, eólicas, pluviométricas, térmicas, cerâmicas, de umidade, de luminosidade, considerando aspectos sazonais de curto, médio e longo prazos, indicados, respectivamente em horas e/ou dias, semanas e/ou, meses e anos.

5.2.6.3.2 Nos estudos de referência, as influências ambientais não são modeladas e o horizonte de previsão é o ano.

5.2.6.3.3 Sob demanda especial, outros horizontes de previsão podem ser tratados.

5.2.6.4. Evolução temporal

5.2.6.4.1 A evolução da carga ao longo do tempo é afetada por fatores de natureza socioeconômica, como tarifação, jogos, greves, eventos, pagamento de salário, hábitos sociais de dias úteis e fins de semana, fraudes, perturbações, blecautes, e também pelo crescimento vegetativo ou retração.

5.2.6.4.2 A previsão da carga pode ser realizada por meio de diversas técnicas, cujas metodologias são baseadas em séries temporais, redes neurais, modelos híbrido-heurísticos, processos estocásticos etc.

5.2.6.4.3 As perdas de natureza técnica (perdas ôhmicas) podem ser estimadas diretamente a partir da análise convencional de fluxos na malha.

5.2.6.4.4 O conhecimento ou previsão do histórico cronológico da evolução da carga é essencial para realizar estimativas dos custos de interrupção de energia.

5.2.6.4.5 A curva de evolução temporal da carga também pode ser discretizada em intervalos horários, diários, semanais, mensais, anuais etc.

5.2.6.4.6 As discretizações podem ser agregadas em patamares, tais como, regimes de carga pesada, média, leve, mínima, ordenados cronologicamente para viabilizar a contagem das frequências e durações de residência em cada patamar. Esse tratamento permite a adaptação de modelos Markovianos ao comportamento temporal da carga.

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos	2.3	Metodologia	2020.12	01/01/2021

5.2.6.4.7 Nas avaliações de referência, não são modelados aspectos particulares de cunho socioeconômico e a carga prevista é considerada estacionária, ou seja, de tendência nula, modelada por um único patamar global.

5.2.6.4.8 Modelagens mais apuradas, com vários patamares, podem ser futuramente incorporadas.

5.2.6.5. Agregação

5.2.6.5.1 Para fins de análise de desempenho estático ou dinâmico, a carga pode ser agregada com pontos de consumo que abrangem vários barramentos em diferentes níveis de tensão, relacionados às malhas de subtransmissão e distribuição.

5.2.6.5.2 O valor global da carga pode ser partilhado por estados, empresas e regiões.

5.2.6.5.3 Nos estudos de referência, a agregação da carga é a mesma usada nos estudos convencionais de fluxo de potência, usualmente em barramentos de 13.8, 34.5, 69 e 138 kV, e a partir dessa informação, pode-se contabilizar os montantes de carga por estado, empresa ou região.

5.2.6.5.4 Em casos raros, outros níveis de tensão mais elevados podem comportar a conexão de cargas, geralmente representativas de grandes consumidores, ou de cargas especiais.

5.2.6.6. Segmentos de consumo

5.2.6.6.1 A classificação tradicional reconhece a presença de consumidores residenciais, comerciais, industriais, iluminação pública, agronegócio, tração elétrica etc.

5.2.6.6.2 O tratamento desses segmentos é fundamental quando há necessidade da avaliação das estimativas de custos de interrupção intempestiva de fornecimento de energia elétrica.

5.2.6.6.3 Nas avaliações de referência, não é realizada uma discriminação entre os diversos segmentos.

5.2.6.7. Administração de cargas

5.2.6.7.1 Em várias situações, é conveniente tratar a carga como variável de controle induzido, por meio da caracterização de parcelas contratualmente interruptíveis, através de incentivo público via apelo pela mídia de redução controlada de tensão, de modulação tarifária ou de cortes regulatórios.

5.2.6.7.2 Nos estudos de referência, a administração da carga não é modelada.

5.2.6.8. Modelagem do fenômeno físico

5.2.6.8.1 As categorias de interesse que auxiliam na caracterização do fenômeno físico são as seguintes:

- (a) elementos ativos: fontes, células combustíveis, baterias, cargas negativas, etc.
- (b) elementos passivos.

5.2.6.8.2 Os elementos ativos eventualmente podem injetar potência na rede e os elementos passivos representam o consumo propriamente dito.

5.2.6.8.3 A evolução dinâmica do fenômeno físico pode ser tratada via equações diferenciais, como por exemplo, quando se trata de motores de indução representados como cargas.

5.2.6.8.4 O regime estático admite o tratamento algébrico via ajustes polinomiais, como por exemplo, quando há combinações de parcelas de potências, correntes e impedâncias constantes.

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos	2.3	Metodologia	2020.12	01/01/2021

5.2.6.8.5 Nas avaliações de referência, o fenômeno físico é modelado na perspectiva estática e caso necessário, o uso de cargas modeladas como funcionais da tensão.

5.2.6.8.6 A grande maioria das cargas é modelada como potência constante.

5.2.6.8.7 No sistema Norte/Nordeste, algumas cargas são modeladas funcionalmente e suas dependências são representadas com relação às variações de tensão.

5.2.6.8.8 No estudo de referência, todas as cargas modeladas funcionalmente devem ser identificadas.

5.2.6.9. Modelagem de incertezas

5.2.6.9.1 As cargas podem ser tratadas com ou sem consideração das incertezas.

5.2.6.9.2 Nos estudos de referência, a carga é modelada deterministicamente e de modo idêntico àquele utilizado nos casos de fluxo de potência do PAR para todas as configurações que são estudadas.

5.2.6.9.3 Os regimes de carga pesada, média e leve, oriundos do PAR, quando processados, são realizados de forma independente.

5.2.6.9.4 Todos os três regimes são tratados de forma determinística, ou seja, sem incertezas no patamar.

5.2.6.9.5 Em nenhum dos estudos de referência, a carga contribui para formação do espaço probabilístico de estados.

5.2.6.9.6 Quando necessário, a composição de indicadores de risco pode ser estimada com base nos intervalos horários dos patamares de carga, descrito no Submódulo 4.4 – Consolidação da previsão de carga para programação eletroenergética, considerando a importância relativa de todos os patamares de forma proporcional.

5.2.6.9.7 Nos estudos especiais, os quais consideram as incertezas nos patamares de carga, é recomendado o processamento com valores de incertezas, representadas por variâncias estatísticas, no intervalo entre 0,3% até 2,0%.

5.2.7. Modelagem de práticas operativas

5.2.7.1. Considerações gerais

5.2.7.1.1 Diversas práticas operativas ou estratégicas são passíveis de interesse para análise de confiabilidade e estão listadas a seguir, sob a perspectiva dos estudos de referência.

5.2.7.2. Modelagem da manutenção

5.2.7.2.1 Nos estudos de referência, os efeitos da manutenção preventiva não são considerados.

5.2.7.2.2 Na análise de confiabilidade convencional, tanto o parque gerador quanto a malha de transmissão podem ser modelados considerando o efeito da manutenção preventiva; essa prática pode ser incorporada futuramente nos estudos de referência.

5.2.7.3. Modelagem da estratégia de reserva estática

5.2.7.3.1 A classificação de reserva estática engloba:

- (a) a reserva de transformação: relacionada à disponibilidade de bancos de transformação monofásica ou trifásica, em reserva, nas subestações do sistema; e

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos	2.3	Metodologia	2020.12	01/01/2021

(b) a reserva de ampacidade: associada à definição de carregamentos de linhas e transformadores para um regime de operação em emergência, contraposto a um regime de operação classificado como normal.

5.2.7.3.2 A operação em regime de emergência, usualmente, é considerada permitida durante curtos períodos de tempo;

5.2.7.3.3 Nos estudos de referência, a reserva de transformação e de ampacidade não são modeladas, porém essas modelagens podem ser futuramente incorporadas.

5.2.7.4. Modelagem da estratégia de reserva girante

5.2.7.4.1 Nos estudos de referência, os efeitos oriundos da modelagem da estratégia de reserva girante não são tratados.

5.2.7.5. Modelagem de esquemas especiais de proteção e vinculações

5.2.7.5.1 Nos estudos de referência, os esquemas especiais de proteção e vinculações não são modelados.

5.2.7.6. Modelagem de reconfigurações topológicas

5.2.7.6.1 A modelagem de reconfigurações topológicas não é realizada nos estudos de referência.

5.3. Diretrizes para tratamento de dados determinísticos e estocásticos

5.3.1. Diretrizes para representação das incertezas

5.3.1.1. Hierarquia de precisão dos dados estocásticos para linhas de transmissão

5.3.1.1.1 A ordem crescente de precisão dos dados estatísticos associados ao desempenho das linhas é a seguinte:

- estimação dos parâmetros de desempenho estocástico a partir de um único par de valores típicos de indisponibilidade e frequência de falhas;
- estimação dos dados estocásticos a partir da estimação dos comprimentos das linhas, realizada com um valor típico de reatância média das linhas;
- estimação dos dados estocásticos a partir da estimação dos comprimentos das linhas, realizada com base nos valores de reatâncias e susceptâncias;
- estimação dos dados estocásticos a partir dos comprimentos reais de cada linha de transmissão; e
- uso dos valores de taxas de falha e tempos médios de reparo representativos de cada linha de transmissão individualizada.

5.3.1.2. Hierarquia de precisão dos dados estocásticos para transformadores

5.3.1.2.1 A ordem crescente de precisão dos dados estatísticos associados ao desempenho dos transformadores é a seguinte:

- estimação dos parâmetros de desempenho estocástico a partir de um único par de valores típicos de indisponibilidade e frequência de falhas;

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos	2.3	Metodologia	2020.12	01/01/2021

- (b) discriminação dos parâmetros estatísticos por faixa da tensão mais elevada do equipamento e com enfoque na função transformação;
- (c) discriminação dos parâmetros estatísticos por faixa de potência do equipamento e com enfoque na função transformação; e
- (d) uso dos parâmetros reais do equipamento individualizado.

5.3.1.3. Hierarquia de precisão dos dados estocásticos para geradores

5.3.1.3.1 A ordem crescente de precisão dos dados estatísticos associados ao desempenho dos geradores é a seguinte:

- (a) estimação dos parâmetros de desempenho estocástico a partir de um único par de valores típicos de indisponibilidade e frequência de falhas;
- (b) discriminação dos parâmetros estocásticos por faixa de potência ativa das unidades geradoras; e
- (c) uso dos parâmetros reais de cada unidade geradora individualizada.

5.3.2. Combinação de hierarquias paramétricas

5.3.2.1 Ressalta-se a possibilidade de uso de uma hierarquia híbrida, na qual são empregados os melhores dados disponíveis para cada equipamento em particular, combinando diferentes enfoques.

5.3.2.2 Caso necessário, essa estratégia deve ser explicitada de forma inequívoca nos registros dos resultados oriundos dos estudos de confiabilidade.

5.3.3. Estratégia utilizada nos estudos de referência

5.3.3.1 Nos estudos de referência, a técnica adotada para linhas é a estimação dos dados estocásticos a partir da estimação dos comprimentos das linhas, realizada com base nos valores de reatâncias e susceptâncias.

5.3.3.2 Nos estudos de referência, a técnica adotada para transformadores é a discriminação dos parâmetros estatísticos por faixa da tensão mais elevada do equipamento e com enfoque na função transformação.

5.3.3.3 Nos estudos de referência, as incertezas para os geradores não são consideradas. Entretanto, quando o forem, devem ser utilizados os parâmetros estatísticos reais de cada unidade geradora individualizada.

5.3.3.4 A qualquer tempo, o tratamento de qualquer parâmetro representativo de incertezas pode ser aperfeiçoado.

5.4. Diretrizes para simulação computacional

5.4.1. Considerações gerais

5.4.1.1 A simulação computacional compreende duas etapas consecutivas, quais sejam:

- (a) pré-processamento para obtenção do denominado caso base de confiabilidade; e
- (b) cálculo numérico da confiabilidade propriamente dita.

5.4.2. Pré-processamento para obtenção do caso base de confiabilidade

5.4.2.1. Considerações gerais

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos	2.3	Metodologia	2020.12	01/01/2021

5.4.2.1.1 O objetivo da etapa de pré-processamento é a criação de um registro num arquivo histórico de confiabilidade, que contenha o caso base de confiabilidade.

5.4.2.1.2 O arquivo apresenta um caso de fluxo de potência convergido e sem violações e que agrega, ainda, dados adicionais específicos para o processamento posterior da etapa de confiabilidade.

5.4.2.1.3 A seguir estão descritas as diretrizes para obtenção do caso base de confiabilidade.

5.4.2.2. Ajustes de dados determinísticos adicionais

5.4.2.2.1 Os ajustes de dados determinísticos adicionais compreendem, por exemplo, a introdução de informações sobre os limites normais e de emergência de tensão e carregamento, eliminação dos eventuais subsistemas isolados resultantes do tratamento dos elos CC, ajustes no parque gerador e eventuais relaxamentos preestabelecidos de limites de tensão e de carregamento.

5.4.2.3. Diretrizes para obtenção do caso base de confiabilidade

5.4.2.3.1 Conformidade topológica:

- (a) a obtenção do caso base de confiabilidade deve ser realizada individualmente para cada cenário, isto é, para cada patamar de carga;
- (b) o chaveamento adequado dos equipamentos de controle é uma condição fundamental para consistência dos índices a serem obtidos:
 - (1) Para os estudos de referência em carga pesada, essa exigência é, em geral, inócua.
 - (2) Nos estudos que envolvem os regimes de cargas média e leve, a observação das corretas conexões de reatores e capacitores é relevante.

5.4.2.3.2 Modos de falha:

- (a) para obtenção do caso base de confiabilidade dos estudos de referência, o único modo de falha relevante é o modo de falha de adequação, que compreende violações dos limites normais permitidos para as tensões, violações dos limites normais permitidos para os carregamentos de linhas e transformadores, sendo ambos sob o enfoque da corrente;
- (b) o modo de falha de continuidade não é relevante, porque no caso base não há contingências de qualquer espécie.

5.4.2.3.3 Elenco das medidas operacionais corretivas permitidas:

- (a) para obtenção do caso base de confiabilidade dos estudos de referência, é permitido o redespacho de potência ativa e reativa, exceto para usinas térmicas que têm seu despacho fixo e idêntico àquele do caso de fluxo de potência;
 - (1) Com essa diretriz, o risco de referência está associado a um ponto de operação distinto do ponto de operação do caso de fluxo de potência original.
- (b) o redespacho de potência ativa é inibido, a fim de manter inalterado o fluxo nas interligações na situação em que se deseja avaliar o risco operacional;
- (c) é permitido a variação das derivações dos transformadores, respeitados seus limites e, em última instância, o corte de carga mínimo, calculado via algoritmo ótimo de pontos interiores.

5.4.2.3.4 Definição dos recursos manobráveis do parque gerador:

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos	2.3	Metodologia	2020.12	01/01/2021

- (a) a modelagem das usinas é realizada de forma individualizada por unidade geradora, com um despacho compatível com aquele especificado no caso base de fluxo de potência;
- (b) nos estudos de referência, atenção especial deve ser dada aos despachos realizados nas usinas nucleares do sistema, os quais devem ser compatíveis com os despachos dos casos base de fluxo de potência utilizados;
- (c) todas as usinas térmicas e as pequenas centrais hidroelétricas não despachadas centralizadamente têm as suas gerações de potência ativa fixas;
- (d) o limite inferior de geração da potência ativa das unidades geradoras é respeitado, ou caso não haja dado específico, é considerado como nulo;
- (e) a capacidade superior da geração de cada barra é determinada com base no critério da inércia mínima, prioritariamente, para um dado montante de geração ativa, seguido do montante de geração reativa;
- (f) as usinas julgadas como não despacháveis por razões operativas devem ser claramente explicitadas nas premissas do estudo em questão;
- (g) nas situações nas quais os limites de geração de potência reativa não são especificados nos casos de fluxo de potência, devem ser adotados os limites associados aos valores correspondentes aos fatores de potência 0,9 (sobre-excitação) e 0,95 (subexcitação).

5.4.2.3.5 Definição da região de controle ou influência:

- (a) por região de controle ou influência entende-se o conjunto de regiões ou áreas do sistema cujos recursos disponíveis são utilizados quando da eliminação de violações operativas;
- (b) os recursos possivelmente disponíveis incluem redespacho de potência ativa, alterações nas derivações dos transformadores com comutação sob carga e alterações em tensões de barras controladas;
- (c) nenhum desses controles localizados fora da região de controle especificada é utilizado, ou seja, os despachos das unidades geradoras, as derivações dos transformadores e as tensões em barras controladas são mantidas conforme o caso de fluxo de potência original;
- (d) o corte de carga também é considerado um controle de última instância para eliminação de violações e somente é realizado nos barramentos pertencentes à região de controle.
 - (1) No estudo de referência, todas as áreas elétricas do sistema são tratadas como região de controle.

5.4.2.3.6 Definição da região de monitoração ou de interesse:

- (a) por região de monitoração ou de interesse entende-se o conjunto de regiões ou áreas do sistema cujas grandezas especificadas são monitoradas, incluindo fluxos em circuitos de transmissão, tensões em barramentos e geração de potência ativa e reativa:
 - (1) Grandezas fora dessa região não são contabilizadas.
 - (2) As grandezas podem apresentar violações que não são identificadas e, conseqüentemente, não serão eliminadas.
- (b) os índices de confiabilidade são contabilizados apenas para os cortes de carga em barramentos pertencentes à região de monitoração:

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos	2.3	Metodologia	2020.12	01/01/2021

- (1) É usual que essa região de monitoração seja sempre um subconjunto da região de controle.
- (2) Caso a região de monitoração seja menor que a região de controle, podem ocorrer cortes de carga em barramentos externos à região de monitoração, que não serão contabilizados no cálculo dos índices de confiabilidade.
- (c) no estudo de referência, todas as áreas elétricas do sistema são tratadas como região de monitoração.

5.4.2.3.7 Metodologia de cálculo numérico do ponto de operação do caso base de confiabilidade:

- (a) na avaliação de referência, o sistema sob análise deve ser inicialmente submetido a um processamento do algoritmo de Newton Raphson completo, com todos os controles tradicionais ativados;
- (b) na hipótese de obtenção de uma solução sem violações, essa será tomada como caso base de confiabilidade;
- (c) se houver violação de tensão, de carregamento ou de limites de geração, o procedimento adotado deve ser o apresentado a seguir, em ordem decrescente de preferência:
 - (1) Ajustes no caso base de fluxo de potência devem ser realizados com o objetivo de eliminar manualmente todas as violações.
 - (2) Caso a ação anterior não seja factível, as violações devem ser tentativamente eliminadas de forma automática, por meio de um processamento de algoritmo de fluxo de potência ótimo com função objetivo que visa ao mínimo corte de carga.
 - (i) a solução eventualmente obtida será submetida a um critério de validação, como descrito a seguir.
 - (ii) o resultado, se aceito, será tomado como caso base de confiabilidade.
 - (3) em situações extremas, quando a ação anterior se revela incapaz de fornecer uma solução adequada, permite-se o relaxamento progressivo das restrições de carregamento e de tensão do sistema.

5.4.2.3.8 Validação da solução obtida via fluxo ótimo de potência:

- (a) para os estudos de referência, na etapa de obtenção do caso base de confiabilidade, a solução oriunda do processamento do algoritmo de fluxo ótimo é considerada válida se o montante de corte de carga em MW não exceder, em princípio, 0,5% do montante da carga total do sistema.

5.4.2.3.9 Fixação dos fluxos nas interligações:

- (a) Nos estudos de referência, a fixação dos valores dos fluxos nas interligações não é modelada.

5.4.2.3.10 Grandezas monitoradas:

- (a) em consonância com os modos de falha selecionados, a monitoração é realizada sobre os valores dos limites normais dos carregamentos sob enfoque de corrente de linhas e transformadores, limites normais de tensão em barramentos de carga com carga, limites de geração de potência reativa das unidades geradoras e limites de geração ativa e reativa das barras de referência do sistema.

5.4.2.4 Diretrizes para composição do espaço probabilístico de estados:

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos	2.3	Metodologia	2020.12	01/01/2021

5.4.2.4.1 A composição do espaço probabilístico de estados tem extrema influência nos valores numéricos dos índices de confiabilidade.

5.4.2.4.2 Por isso, não é relevante o simples fornecimento de índices de confiabilidade sem a prévia descrição rigorosa da composição do espaço probabilístico de estados sobre o qual os mesmos índices são gerados.

5.4.2.4.3 Nos estudos de referência, o espaço probabilístico de estados é composto pelo conjunto de todas as linhas de transmissão integrantes da Rede Básica, as linhas de transmissão em 765kV do subsistema de Itaipu, todos os transformadores de malha e todos os transformadores de fronteira.

5.4.2.4.4 Os estudos especiais podem considerar espaços probabilísticos mais abrangentes.

5.4.3. Diretrizes para cálculo numérico da confiabilidade

5.4.3.1 A etapa de cálculo numérico da confiabilidade pressupõe a existência de um arquivo com um caso base de fluxo de potência, convergido e sem violações e o caso base de confiabilidade, usualmente obtido na etapa de pré-processamento, descrita anteriormente.

5.4.3.2 Conceitualmente, o cálculo da confiabilidade compreende três etapas, cujas diretrizes são apresentados a seguir.

5.4.3.3 Diretrizes de seleção de estados operativos do sistema:

- (a) a seleção de um conjunto de estados operativos do sistema, primeira etapa do cálculo numérico da confiabilidade, pode ser realizada por enumeração explícita ou via técnica de Monte Carlo;
- (b) nos estudos de referência, essa seleção é feita por enumeração de uma lista de contingências de linhas de transmissão, transformadores de malha e transformadores de fronteira, exatamente coincidente com o espaço probabilístico de estados, anteriormente definido;
- (c) nas avaliações especiais, quando a seleção dos estados for realizada via técnica de Monte Carlo, as seguintes diretrizes devem ser observadas:
 - (1) Número especificado de sorteios: 100.000 (um único lote).
 - (2) Tolerância (coeficiente de variação) associada à Probabilidade de Perda de Carga (PPC) e Expectância de Potência Não Suprida (EPNS): 3%.
 - (3) Semente: 1513.

5.4.3.4 Diretrizes de análise dos estados operativos selecionados:

- (a) em linhas gerais, após cada seleção do estado, deve ser verificado se o estado selecionado constitui um estado de sucesso, caso em que ele não apresenta nenhum modo de falha, ou estado de falha;
- (b) quando ocorre algum tipo de modo de falha, tenta-se eliminá-la com as medidas corretivas que representam os recursos operacionais do sistema;
- (c) as diretrizes adotadas para a etapa de análise dos estados operativos selecionados são mencionados a seguir:
 - (1) Conformidade topológica:
 - (i) devem ser previamente registradas as diferenças topológicas relacionadas aos diferentes patamares de carga: pesada, média e leve;
 - (ii) para os estudos de referência, essa exigência é inócua.

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos	2.3	Metodologia	2020.12	01/01/2021

(2) Modos de falha:

- (i) para avaliação de referência da confiabilidade, os modos de falha relevantes são o de continuidade, sob enfoque de ocorrência de ilhamentos e déficits de potência, e o de adequação, que compreende violações dos limites de emergência permitidos para as tensões e violações dos limites normais permitidos para os carregamentos de linhas e transformadores, ambos sob o enfoque de corrente;
- (ii) a monitoração dos limites normais de carregamento, em situação de contingência, justifica-se por razões de natureza jurídico-legal consoante os Contratos de Prestação dos Serviços de Transmissão (CPST).

(3) Elenco de medidas operacionais corretivas permitidas:

- (i) para avaliação de referência da confiabilidade, permite-se apenas o redespacho de potência reativa, ou seja, o redespacho de potência ativa é inibido;
- (ii) as unidades térmicas mantêm seus despachos fixos;
- (iii) são permitidos a variação das derivações dos transformadores, respeitados seus limites, as alterações em tensões de barras controladas e, em última instância, o corte de carga mínimo, calculado via algoritmo ótimo de pontos interiores.

(4) Definição dos recursos manobráveis do parque gerador:

- (i) a modelagem das usinas é realizada de forma individualizada por unidade geradora, com um despacho compatível com aquele especificado no caso base de fluxo de potência;
- (ii) nos estudos de referência, atenção especial deve ser dada aos despachos realizados nas usinas nucleares do sistema, os quais devem ser compatíveis com os despachos dos casos base de fluxo de potência utilizados;
- (iii) todas as usinas térmicas e as pequenas centrais hidroelétricas não despachadas centralizadamente têm as suas gerações de potência ativa fixas;
- (iv) o limite inferior de geração de potência ativa das unidades geradoras é respeitado, ou caso não haja dado específico, é considerado como nulo;
- (v) a capacidade superior da geração de cada barra é determinada com base no critério da inércia mínima, prioritariamente, para um dado montante de geração ativa, seguido do montante de geração reativa;
- (vi) as usinas julgadas como não despacháveis por razões operativas devem ser claramente explicitadas nas premissas do estudo em questão;
- (vii) nas situações nas quais os limites de geração de potência reativa não são especificados nos casos de fluxo de potência, devem ser adotados os limites associados aos valores correspondentes aos fatores de potência 0,9 (sobre-excitação) e 0,95 (subexcitação).

(5) Definição da região de controle ou influência:

- (i) no estudo de referência, todas as áreas elétricas do sistema são tratadas como região de controle ou influência.

(6) Definição da região de monitoração ou de interesse:

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos	2.3	Metodologia	2020.12	01/01/2021

(i) no estudo de referência, todas as áreas elétricas do sistema são tratadas como região de monitoração ou interesse.

(7) Metodologia de cálculo numérico do ponto de operação sob contingências:

(i) no estudo de referência, o sistema em presença de contingências é avaliado por meio do processamento de um algoritmo de fluxo ótimo de potência com função objetivo que visa ao mínimo corte de carga, no qual se empregam todos os recursos liberados, incluindo, em última instância, o corte de carga;

(ii) o fluxo nas interligações não é tratado como variável de controle.

(8) Validação da análise do espaço de estados:

(i) no estudo de referência, a avaliação do espaço de estados é considerada significativa se, em princípio, um máximo de até 3% de todas as contingências da lista predefinida não forem passíveis de processamento, com sucesso, pelo algoritmo de pontos interiores.

(9) Grandezas monitoradas:

(i) em consonância com os modos de falha selecionados, a monitoração é realizada sobre os valores dos limites normais dos carregamentos sob enfoque de corrente de linhas e transformadores, dos limites em emergência de tensão em barramentos de carga com carga, dos limites de geração de potência reativa das unidades geradoras e dos limites de geração ativa e reativa das barras de referência do sistema;

(ii) a monitoração do carregamento é realizada sobre o limite normal porque se deseja que o sistema planejado apresente uma margem de manobra para a operação; entretanto, se desejado, a monitoração do valor de emergência do carregamento pode ser realizada sob a égide de estudo especial, conforme item 5.1.3.3.

5.4.3.5 Diretrizes de cálculo numérico dos índices de confiabilidade:

(a) no cálculo numérico dos índices de confiabilidade, contabilizam-se todos os estados nos quais foi necessário o uso de medidas operativas com o objetivo de eliminar os modos de falha detectados;

(b) os valores dos índices de confiabilidade desejados resultam dessa análise cujas diretrizes de interesse estão apresentados a seguir:

(1) Premissas e técnicas de cálculo numérico:

(i) considera-se que o sistema de potência tem comportamento coerente, sob o ponto de vista de confiabilidade, o que permite o cálculo dos índices primários – probabilidade de perda de carga (PPC), expectativa de potência não suprida (EPNS) e frequência de perda de carga (FPC) – por meio de funções-teste convenientes, previamente definidas;

(ii) os indicadores expectativa da energia não suprida (EENS), número de horas de déficit de potência (NHD), duração de perda de carga (DPC), severidade (Sev) resultam da manipulação adequada dos indicadores primários;

(iii) o indicador probabilidade de problema no sistema (PPS) resulta de uma contabilização direta das incertezas relacionadas aos estados com modos de falha, antes da aplicação de medidas corretivas.

(2) Tolerância de cálculo:

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos	2.3	Metodologia	2020.12	01/01/2021

- (i) nos estudos de referência, a tolerância é representada na forma de um valor de probabilidade;
- (ii) o valor adotado para o processo de enumeração situa-se em 1,0 E-30 pu.

5.5. Diretrizes para registro de resultados

5.5.1 Todos os indicadores de confiabilidade são apresentados com pelo menos dois algarismos significativos nas casas decimais, submetidos ao processo de arredondamento convencional.

5.6. Critérios para diagnose dos níveis de risco probabilístico

5.6.1. Critério de severidade

5.6.1.1 O balizador de referência para diagnose do risco preditivo probabilístico do Sistema Interligado Nacional (SIN) é dado pelo indicador de severidade.

5.6.1.2 A severidade é um índice normalizado, dado pelo quociente da energia não suprida (MWh) pela ponta (MW) do sistema analisado e com o resultado convertido em minutos.

5.6.1.3 Esse índice exprime um tempo fictício de uma perturbação imaginária que seria necessária para acumular uma energia não suprida exatamente equivalente àquela calculada, se toda a carga do sistema fosse afetada.

5.6.1.4 O índice captura não apenas a habitualidade das falhas do sistema, mas também a gravidade e consequências das mesmas.

5.6.1.5 Trata-se de um indicador relativo e que permite a comparação de sistemas de portes e naturezas distintas, advindo daí a sua origem e importância.

5.6.1.6 A severidade é um dos poucos indicadores probabilísticos de curso internacional e que já dispõe de uma escala de valoração classificatória, com base logarítmica.

5.6.1.7 O conceito que o embasa é o da classificação dos eventos de tal forma que cada escala é diferenciada da antecedente por uma ordem de grandeza.

5.6.1.8 Outra vantagem da severidade como indicador de risco, advém da possibilidade de calculá-lo tanto para eventos pretéritos, como de forma preditiva.

5.6.1.9 A

5.6.1.10 Tabela 1 mostra a hierarquia usada na classificação da confiabilidade do sistema via severidade. Cabe ressaltar que entre dois sistemas, o mais confiável é o que apresenta menor valor numérico de severidade.

Tabela 1 – Classificação do risco pela severidade

Classificação	Severidade S (sistema-minuto)	Interpretação	Comentário
Grau 0	$S < 1$	favorável	condição operativa de baixíssimo risco (azul)
Grau 1	$1 \leq S < 10$	satisfatório	condição operativa de baixo risco (amarelo)
Grau 2	$10 \leq S < 100$	limítrofe	condição operativa de risco médio (alaranjado)

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos	2.3	Metodologia	2020.12	01/01/2021
Grau 3	$100 \leq S < 1000$	grave	sério impacto para vários agentes/consumidores (vermelho)	
Grau 4	$1000 \leq S$	muito grave	grande impacto para muitos agentes/consumidores, colapso do sistema	

5.6.1.11 O sistema de transmissão planejado da Rede Básica deve, em ordem de preferência, situar-se nos graus 0 ou 1 de severidade, admitindo-se, porém, riscos de graus 2, inferiores a 21 minutos de severidade.

5.6.1.12 Este critério é definido em caráter probatório, podendo sofrer ajustes e correções advindas do acúmulo de experiência, evolução do sistema e considerações de conveniência técnica-econômica.

5.6.2. Critério de aderência estatística ao critério N-1 de planejamento

5.6.2.1 O grau de aderência estatística, representativo do atendimento ao critério N-1 é dado pela Equação ():

$$() \text{ Aderência} = 1 - \left(\frac{\text{casos com corte de carga} + \text{casos retirados da estatística}}{\text{casos propostos}} \right)$$

5.6.2.2 O patamar mínimo de aderência a ser verificado nas análises de confiabilidade do SIN deve ser igual ou superior a 80%. A plena aderência ao critério N-1 fica caracterizada quando o patamar de 100 % é alcançado.

5.6.2.3 Este critério é definido em caráter probatório, podendo sofrer ajustes e correções advindas do acúmulo de experiência, evolução do sistema e considerações de conveniência técnica-econômica.

5.6.3. Critério de confiabilidade operacional

5.6.3.1 Qualquer degradação topológica de ramos da Rede Básica, da condição de topologia completa para a condição de topologia N-1, não deve provocar uma variação de severidade maior do que 1,0 % da severidade da Rede Básica na condição normal de operação e topologia completa.

5.6.3.2 Este critério é definido em caráter probatório, podendo sofrer ajustes e correções advindas do acúmulo de experiência, evolução do sistema e considerações de conveniência técnica-econômica.

6. ESTUDOS DE QUALIDADE DE ENERGIA

6.1. Aspectos gerais

6.1.1 O Submódulo 2.9 – Requisitos mínimos de qualidade de energia elétrica para acesso ou integração à Rede Básica apresenta os requisitos para acesso ou integração à Rede Básica de instalações com elementos não lineares, o Submódulo 7.8 – Avaliação do impacto do acesso ou integração à Rede Básica de instalações que contenham elementos não lineares ou especiais descreve as responsabilidades e o processo de acesso ou integração à Rede Básica de instalações com elementos não-lineares, o Submódulo 6.15 – Gerenciamento da qualidade da energia elétrica da Rede Básica descreve as responsabilidades e detalha as atividades relacionadas ao processo de gestão da qualidade da Rede Básica e o Submódulo 9.7 – Indicadores de qualidade de energia elétrica da Rede Básica descreve os indicadores de qualidade da energia elétrica da Rede Básica.

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos	2.3	Metodologia	2020.12	01/01/2021

6.1.2 Nos casos de estudos de eólicas e solares fotovoltaicas, o ONS repassa ao agente dados referentes aos estudos de QEE, detalhados no documento [3].

6.2. Estudos de comportamento harmônico

6.2.1. Aspectos gerais

6.2.1.1 O estudo de comportamento harmônico tem o objetivo de determinar os valores de distorção harmônica individual no Ponto de Acoplamento Comum (PAC), resultante da operação de uma instalação que contenha elemento não linear.

6.2.1.2 As instalações que contém elementos não lineares podem ser do tipo carga (por exemplo, forno a arco), geração (por exemplo, centrais de geração eólica, solar fotovoltaica) ou mesmo componentes da rede de transmissão (por exemplo, compensadores estáticos, conversores CCAT, entre outros), além de consumidores livres e agentes de distribuição.

6.2.1.3 As análises de desempenho harmônico devem ser realizadas no domínio da frequência.

6.2.1.4 A rede elétrica deve ser representada a partir de configurações de referência utilizadas nos estudos de fluxo de potência do PAR e da Empresa de Pesquisa Energética – EPE.

6.2.2. Metodologia para avaliação de desempenho quanto à distorção harmônica de instalação que contenha elemento não linear

6.2.2.1. Modelo

6.2.2.1.1 O método recomendado para a avaliação de desempenho da instalação quanto à distorção harmônica é o método do lugar geométrico (LG), cujo objetivo é maximizar, para cada harmônica de ordens $h = 2$ até 50, o valor da distorção de tensão no PAC.

6.2.2.1.2 A Figura 1 ilustra o circuito básico do método, em que a rede interna é representada por meio de um equivalente Norton visto do PAC, composto por uma fonte de corrente harmônica (I_h), uma admitância harmônica (\dot{Y}_{ih}), e uma rede externa representada no plano complexo R versus X por um LG que engloba o conjunto de impedâncias harmônicas (\dot{Z}_{bh}) equivalentes da rede elétrica vista do PAC.

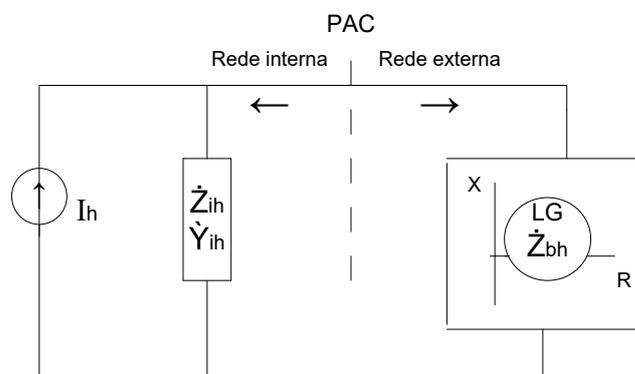


Figura 1 – Circuito básico para estudo de desempenho harmônico.

6.2.2.1.3 O valor da distorção harmônica máxima (V_{hmax}) no PAC é determinado pela divisão do valor da corrente do equivalente Norton (I_h) pelo módulo mínimo da soma das admitâncias representativas da rede interna (\dot{Y}_{ih}) e rede externa (\dot{Y}_{bh}), conforme Equação (1):

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos	2.3	Metodologia	2020.12	01/01/2021

$$(1) V_{hmax} = \frac{I_h}{|\dot{Y}_{ih} + \dot{Y}_{bh}|_{min}}$$

6.2.2.2. Representação da rede interna – fonte de corrente harmônica (I_h)

6.2.2.2.1 As correntes harmônicas (I_h) são determinadas a partir dos valores de correntes harmônicas geradas por cada um dos equipamentos não lineares presentes na instalação.

6.2.2.2.2 Os valores das correntes harmônicas de cada ordem (h) geradas por equipamento do tipo conversor devem corresponder aos máximos valores individuais teoricamente possíveis e independentes do ponto de operação, considerando tanto sua faixa de potência como seus modos de operação.

6.2.2.2.3 O cálculo das correntes harmônicas deve considerar as condições fora do ponto de operação teórico, como por exemplo:

- (a) diferenças, entre as fases dos transformadores conversores, dos valores de impedâncias e de relação de transformação; e
- (b) faixa de operação normal e erros relacionados aos ângulos de disparo e/ou extinção do processo de conversão.

6.2.2.2.4 A avaliação do desempenho harmônico de elementos não lineares do tipo aerogeradores e geradores fotovoltaicos, fornos a arco e dispositivos utilizados em instalações industriais baseados em eletrônica de potência pode ser feita a partir de valores de correntes harmônicas informados pelos fabricantes, baseados em medição, com as seguintes ressalvas:

- (a) para equipamentos do tipo aerogeradores e geradores fotovoltaicos, os valores devem ter sido certificados e obtidos por meio de procedimento estabelecido em norma [1];
- (b) nos demais equipamentos, do tipo fornos a arco e dispositivos utilizados em instalações industriais baseados em eletrônica de potência, não é necessária certificação; e
- (c) em todos os casos, o ONS poderá solicitar a confirmação dos valores utilizados por meio de medição em campo.

6.2.2.2.5 De cada fonte de corrente harmônica da instalação resulta uma contribuição à corrente do equivalente Norton (I_h). A combinação dessas contribuições, quando oriundas de fontes independentemente controladas, deve ser obtida por meio da formulação proposta em norma [2].

6.2.2.3. Representação da rede interna – admitância harmônica do equivalente Norton (\dot{Y}_{ih})

6.2.2.3.1 Na determinação de \dot{Y}_{ih} , devem ser considerados todos os elementos lineares que compõem a instalação, tais como linhas de transmissão, cabos, transformadores, reatores, bancos de capacitores etc.

6.2.2.3.2 Para os filtros, deve-se maximizar o efeito de dessintonia, de acordo com a variação de suas capacitâncias com a temperatura, falha de elementos internos de unidades capacitivas até o nível de “alarme”, desajustes por passo de tapas de reatores para ajuste de sintonia, desvio de frequência, tolerâncias de fabricação dos componentes do filtro etc.

6.2.2.4. Representação da rede externa – LG (\dot{Z}_{bh})

6.2.2.4.1 Para determinação do LG representativo da rede elétrica, deve-se calcular, primeiramente, as impedâncias harmônicas vistas do PAC para cada harmônica, considerando desconectada a instalação sob análise.

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos	2.3	Metodologia	2020.12	01/01/2021

6.2.2.4.2 O conjunto de impedâncias que deve compor o LG é determinado considerando diferentes configurações da Rede Básica, incluindo, pelo menos, os cenários do PAR e da EPE para compensadores estáticos e Corrente Contínua de Alta Tensão (CCAT), para diferentes patamares de carga, na rede completa e sob contingência (critério N-1) de todos os elementos da rede elétrica, conectados aos barramentos localizados pelo menos até a terceira vizinhança do PAC.

6.2.2.4.3 O cálculo da impedância da rede externa deve considerar o máximo valor do componente de tensão de sequência negativa.

6.2.2.4.4 A rede externa para avaliação do desempenho de cargas não lineares do tipo compensadores estáticos e conversores CCAT deve ser representada por um setor anular circular, caracterizado por raio máximo, raio mínimo, ângulo máximo e ângulo mínimo para cada ordem harmônica (h) e conjuntos de ordens harmônicas vizinhas (no mínimo h-1 e h+1).

6.2.2.4.5 A rede externa para avaliação do desempenho de cargas não lineares do tipo geração eólica, solar fotovoltaica e instalações industriais baseados em eletrônica de potência deve ser representada por um setor circular ou polígono de n lados para cada ordem harmônica (h) e conjuntos de ordens harmônicas vizinhas (no mínimo h-0,5 e h+0,5h com passo de $\pm 0,1h$ ou $h \pm 6$ Hz).

6.2.2.4.6 Bancos de capacitores e filtros de correntes harmônicas presentes na rede externa, até a 3ª vizinhança, devem ser representados pelos seus componentes R, L e C, na frequência fundamental, e conforme detalhado em [3].

6.2.2.4.7 Preferencialmente, o cálculo de \dot{Z}_{bh} para cargas não lineares do tipo compensadores estáticos e conversores CCAT não deve incluir o efeito das cargas. Eventuais casos especiais devem atender ao estabelecido no instrumento técnico dos documentos de outorga, particularmente no que se refere ao seguinte:

- (a) o agente deve submeter à aprovação do ONS um ou mais modelos para representação da carga em seus estudos;
- (b) de maneira geral, a carga deve ser representada onde está concentrada, ou seja, principalmente na distribuição primária; e
- (c) os modelos dos ramais de distribuição também devem incluir os bancos de capacitores utilizados para correção do fator de potência.

6.2.2.4.8 Para os cálculos da determinação de \dot{Z}_{bh} de outros tipos de cargas não lineares como geração eólica, fotovoltaica, consumidores livres e distribuidoras, há duas alternativas para considerar o efeito das cargas representadas nos casos do PAR, conforme descrito a seguir:

- (a) não representar a carga; ou
- (b) representar a carga, de forma razoavelmente segura com um nível de detalhamento do sistema elétrico (linhas de transmissão, transformadores, equipamentos de compensação de reativos) até a 3ª vizinhança do PAC, representando, pelo menos, até a primeira barra de 13,8 kV, conforme [3].

6.2.2.5. Apresentação dos resultados do estudo

6.2.2.5.1 O agente responsável deve apresentar em relatório as seguintes informações:

- (a) dados da rede interna da instalação, incluindo sua topologia e parâmetros elétricos dos cabos, transformadores, filtros, banco de capacitores etc;
- (b) valores das impedâncias/admitâncias harmônicas da rede interna (Z_{ih}/Y_{ih}) consideradas na simulação;

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos	2.3	Metodologia	2020.12	01/01/2021

- (c) valores das correntes harmônicas consideradas para cada fonte de corrente harmônica da instalação, medidos ou calculados;
- (d) valores das correntes harmônicas (I_h) consideradas na simulação do circuito equivalente Norton;
- (e) valores das impedâncias “vistas” do PAC para cada condição de Rede Básica considerada (rede completa e condição n-1), indicando ano de estudo e patamar de carga;
- (f) valores dos parâmetros dos lugares geométricos considerados para cada harmônico ou grupo de harmônicos considerados no estudo;
 - (1) Ressalta-se que, a informação de valores dos parâmetros do lugar geométrico para geração eólica, solar fotovoltaica, consumidores livres e distribuidoras é para cada ordem harmônica.
- (g) caso tenha sido identificada a necessidade de instalação de mais de um filtro harmônico, os resultados de desempenho quando da perda de cada um deles (critério n-1).
 - (1) Para aplicações envolvendo compensadores estáticos e conversores CCAT, deve-se analisar a suportabilidade (*rating*) dos filtros remanescentes.

6.3. Estudos de flutuação de tensão

6.3.1. Considerações gerais

6.3.1.1 Os estudos de flutuação de tensão têm o objetivo de:

- (a) determinar os valores de flutuação de tensão representativos do nível de severidade de cintilação (*flicker*) no PAC; e
- (b) determinar as medidas mitigadoras dos efeitos de flutuação de tensão provocados pela instalação, quando necessário.

6.3.2. Metodologia para avaliação do desempenho da instalação quanto a flutuação de tensão

6.3.2.1 Os estudos de flutuação de tensão devem caracterizar as fontes responsáveis pelo efeito de cintilação e avaliar os níveis de severidade de cintilação para o menor nível de curto, correspondente ao critério n-1 da Rede Básica, considerando o horizonte de estudo disponível no PAR.

6.3.2.2 Nas avaliações relacionadas a fornos a arco, deve ser utilizada a metodologia de cálculo baseada no fator de severidade.

6.3.2.3 Nas avaliações relacionadas a parques eólicos, deve ser utilizada a metodologia de cálculo estabelecida em norma [1].

6.3.2.4 Caso necessário, devem ser indicadas medidas mitigadoras necessárias para correção de eventuais violações dos limites individuais, estabelecidos no Submódulo 2.9 para os indicadores P_{st} e P_{lt} .

6.3.2.5 Esclarecimentos adicionais sobre a aplicação da metodologia podem ser obtidos por meio de consulta ao ONS.

6.3.3. Apresentação dos resultados do estudo

6.3.3.1 O agente responsável deve apresentar em relatório as seguintes informações:

- (a) valores de potência de curto-circuito “vista” do PAC, indicando o ano correspondente ao horizonte do estudo, patamar de carga (leve ou pesada) e condição n-1 considerada;

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos	2.3	Metodologia	2020.12	01/01/2021

- (b) valores dos parâmetros associados à instalação (fornos a arco, centrais de geração eólicas etc.) que influenciem o cálculo da flutuação de tensão;
- (c) valores de P_{st}/P_{ft} determinados para cada configuração de sistema considerada no estudo; e
- (d) caso necessário, as medidas mitigadoras necessárias para compensar eventuais violações dos critérios estabelecidos.

6.4. Estudos de variações de tensão de curta duração (VTCD)

6.4.1. Considerações gerais

6.4.1.1 Os estudos de VTCD permitem subsidiar, no que se refere ao atendimento dos padrões de desempenho da Rede Básica, os usuários conectados ou que desejem se conectar às instalações de transmissão.

6.4.1.2 Em conjunto com resultados de medições efetuadas em alguns pontos do sistema, é possível estimar os afundamentos experimentados pelos demais barramentos, permitindo o acompanhamento dos impactos resultantes na rede de transmissão e nos usuários conectados.

6.4.2. Metodologia para avaliação do desempenho da instalação quanto a VTCD

6.4.2.1 Os estudos de VTCD devem determinar as variações de tensão nos barramentos do sistema quando da ocorrência de curtos-circuitos.

6.4.2.2 A ferramenta computacional básica para a realização desses estudos são programas para cálculo de curto-circuito e das tensões resultantes.

6.4.2.3 Na determinação de tais variações devem ser agregados atributos estatísticos, de forma a qualificar a probabilidade de ocorrência de determinado nível de afundamento de tensão em um barramento.

6.4.2.4 É necessário incorporar na metodologia de cálculo informações estatísticas relacionadas à taxa de ocorrência de curto-circuito nas linhas de transmissão e equipamentos do sistema.

6.4.2.5 Essas informações estatísticas devem ser fornecidas pelos agentes, de acordo com os procedimentos estabelecidos no Submódulo 6.12 – Análise estatística de desligamentos forçados e de desempenho dos sistemas de proteção.

7. ESTUDOS DE SEGURANÇA DE TENSÃO

7.1 De forma geral, as técnicas estáticas são utilizadas na definição das margens de segurança de tensão (MST), na seleção de contingências críticas e na identificação de áreas e controles críticos em termos de segurança de tensão. As simulações no domínio do tempo servem para confirmar as margens de segurança apontadas pela análise estática e estudar a interação entre os controles.

7.2 A segurança de tensão é tradicionalmente avaliada por meio de métodos determinísticos. Contudo, métodos de avaliação probabilísticos podem ser necessários em função do grau de incertezas.

7.3 Os dados para os estudos de segurança de tensão são os constantes no banco de dados do ONS.

7.4 As ferramentas computacionais utilizadas nesses estudos – *Modelo para análise de redes em regime permanente*, *Modelo de fluxo de potência ótimo* e *Modelo para análise de estabilidade eletromecânica* – estão apresentadas no item 10.

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos	2.3	Metodologia	2020.12	01/01/2021

8. ESTUDOS DE RESERVA DE POTÊNCIA OPERATIVA

8.1. O cálculo da reserva de potência operativa (RPO) é feito por método probabilístico com o objetivo de racionalizar o dimensionamento da reserva girante, admitindo-se um risco aceitável de não atendimento à carga.

8.2. Para o cálculo da reserva de potência operativa por método probabilístico, é necessário o conhecimento da carga, do risco considerado aceitável de não atendimento à carga e das taxas de falha das unidades geradoras do sistema.

8.3. A reserva de potência operativa é constituída pelos seguintes tipos:

(a) Reserva primária (R1): destinada à regulação da frequência do sistema interligado pela atuação dos reguladores de velocidade das unidades geradoras;

(b) Reserva secundária (R2): destinada a recuperação da frequência do sistema para os valores nominais por atuação do Controle Automático de Geração (CAG), quando ocorrem variações da carga ou de geração eólica. Para garantir a correta atuação do CAG, independentemente do sentido das variações de carga, é necessário dispor simultaneamente de:

- (1) reserva secundária para elevação de geração (R2e); e
- (2) reserva secundária para redução de geração (R2r).

(c) Reserva terciária (R3): destinada a complementar a Reserva de Potência Operativa do Sistema para Elevação de Geração (R1 + R2e), sendo calculada probabilisticamente, quando esta ultrapassar o valor de 5% da carga do sistema.

- (1) É considerada igual a zero se a reserva calculada probabilisticamente for igual ou inferior a 5% da carga do sistema.

8.4. Uma vez calculada, a reserva de potência operativa é repartida entre as áreas de controle do SIN, conforme o estabelecido no documento de critérios deste submódulo.

8.5. A ferramenta computacional utilizada nesses estudos – *Modelo para cálculo da reserva de potência girante probabilística* – está apresentada no item 10.

9. ESTUDOS DE CONTROLE CARGA-FREQUÊNCIA

9.1. Os estudos de controle carga-frequência devem analisar os impactos naturais de carga e os impactos de perturbação no sistema, conforme as seguintes definições:

(a) impactos naturais de carga: são aqueles aplicados de modo a retratar os aumentos naturais de carga, verificados em função da evolução da curva de carga diária do sistema.

- (1) Embora as variações naturais de carga tenham um comportamento em rampa, devem ser consideradas conservadoramente como degraus.
- (2) Para isso, aplica-se em cada área de controle estudada um degrau positivo de variação de carga correspondente à sua parcela de ponta instantânea dentro da demanda horária integralizada (2,5% da responsabilidade própria de geração da área), coincidentemente com um aumento imprevisto de carga (1,5% da carga da área).

(b) impactos de perturbação no sistema: correspondem à perda de unidades geradoras de porte.

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos	2.3	Metodologia	2020.12	01/01/2021

9.2. Nas investigações para a definição das melhores estratégias de controle, deve ser analisado o desempenho dinâmico do sistema para diferentes estruturas de áreas de controle e combinações de modos de controle, a saber:

- (a) todas as áreas operando em *Tie-line bias* (TLB);
- (b) áreas operando em TLB com uma das áreas operando em frequência constante, *Flat-frequency* (FF); e
- (c) áreas operando em TLB com áreas operando em intercâmbio constante, *Flat tie line* (FTL).

9.3. Após definidas as estratégias de controle mais adequadas, devem ser realizadas as análises de sensibilidade, com o objetivo de:

- (a) investigar a influência da reserva de potência girante sob controle no desempenho dinâmico;
- (b) investigar as unidades geradoras mais adequadas à participação no CAG sob o aspecto da resposta dinâmica e de fatores de natureza locacional; e
- (c) investigar o desempenho do sistema em condições de contingências no CAG, em que seja necessário incorporar áreas de controle.

9.4. A ferramenta computacional utilizada nestes estudos – *Modelo para análise de estabilidade eletromecânica* – está apresentada no item 10.

10. FERRAMENTAS COMPUTACIONAIS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS

10.1. Os sistemas e modelos computacionais – as ferramentas computacionais – listados a seguir dão suporte às atividades descritas no Submódulo 2.3 – Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos e estão contidas também no site do ONS e, na íntegra, na documentação referente a cada uma delas.

(a) ANAREDE:

- (1) Denominação de referência: Modelo para análise de redes em regime permanente.
- (2) Propriedade: CEPEL.

(b) ANATEM:

- (1) Denominação de referência: Modelo para análise de estabilidade eletromecânica.
- (2) Propriedade: CEPEL.

(c) PACDYN:

- (1) Denominação de referência: Modelo para análise de estabilidade dinâmica.
- (2) Propriedade: CEPEL.

(d) ATP:

- (1) Denominação de referência: Modelo para análise de transitórios eletromagnéticos.
- (2) Propriedade: uso livre.

(e) FLUPOT:

- (1) Denominação de referência: Modelo para fluxo de potência ótimo.
- (2) Propriedade: CEPEL.

(f) HARM:

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos	2.3	Metodologia	2020.12	01/01/2021

- (1) Denominação de referência: Modelo para análise de tensões e correntes harmônicas.
- (2) Propriedade: CEPEL.

(g) ANAFAS:

- (1) Denominação de referência: Modelo para análise de curto-circuito.
- (2) Propriedade: CEPEL.

(h) SINAPE:

- (1) Denominação de referência: Sistema integrado de apoio à análise de perturbações.
- (2) Propriedade: CEPEL.

(i) SIAP:

- (1) Denominação de referência: Sistema de análise e coleta de dados do desempenho da proteção.
- (2) Propriedade: ONS.

(j) SIPER:

- (1) Denominação de referência: Sistema integrado de cadastramento de perturbações.
- (2) Propriedade: ONS.

(k) NH2:

- (1) Denominação de referência: Modelo para análise de confiabilidade preditiva de geração e transmissão.
- (2) Propriedade: CEPEL.

(l) RESPROB:

- (1) Denominação de referência: Modelo para cálculo de reserva de potência girante probabilística.
- (2) Propriedade: ELETROBRAS Centrais Elétricas Brasileiras S.A.

(m) ORGANON:

- (1) Denominação de referência: Sistema para análise estática, dinâmica e avaliação de segurança de sistemas elétricos de potência.
- (2) Propriedade: HPPA Consultoria e Desenvolvimento em Engenharia LTDA.

11. REFERÊNCIAS

[1] Internacional Electrotechnical Commission. IEC 61400-21.

[2] Internacional Electrotechnical Commission. IEC 61000-3-6.

[3] ONS, “Instruções para realização de estudos e medições de QEE relacionados aos acessos à Rede Básica ou nos barramentos de fronteira com a Rede Básica para parques eólicos, solares fotovoltaicos, consumidores livres e distribuidoras”. Nota Técnica ONS nº 009/2016-Rev. 02 de março de 2018 ou edições mais recentes.