

Submódulo 2.9

Requisitos mínimos de qualidade de energia elétrica para acesso ou integração à Rede Básica

Requisitos

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

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos mínimos de qualidade de energia elétrica para acesso ou integração à Rede Básica	2.9	Requisitos	2020.12	01/01/2021

ÍNDICE

1. OBJETIVO	3
2. REQUISITOS PARA OS EQUIPAMENTOS DE MEDIÇÃO	3
3. REQUISITOS DE DESEMPENHO QUANTO AOS INDICADORES DE QEE	4
3.1. Indicadores de continuidade de serviço.....	4
3.2. Indicadores de frequência.....	5
3.3. Indicadores de tensão de atendimento em regime permanente	5
3.4. Indicadores de desempenho da flutuação, desequilíbrio e distorção harmônica de tensão.....	6
3.4.1. Requisitos gerais.....	6
3.4.2. Flutuação de tensão	7
3.4.3. Desequilíbrio de Tensão	8
3.4.4. Distorção Harmônica de Tensão.....	9
3.5. Indicadores de Variação de Tensão de Curta Duração – VTCD	10
4. AVALIAÇÃO DO IMPACTO DE INSTALAÇÃO QUE CONTENHA ELEMENTO NÃO LINEAR OU ESPECIAL EM PROCESSO DE ACESSO OU DE INTEGRAÇÃO À REDE BÁSICA QUANTO A QEE	11
4.1. Individualização de instalação não linear ou especial para avaliação de desempenho	11
4.2. Estudos para avaliação de desempenho quanto a QEE	11
4.3. Campanha de medição para avaliação de desempenho quanto a QEE	11
4.4. Sistema de monitoração contínua.....	12
4.5. Desempenho harmônico de elementos não lineares integrantes da Rede Básica, como compensador estático (CER)	13
4.5.1. Aspectos gerais.....	13
4.5.2. Avaliação do desempenho harmônico	14
4.5.3. Avaliação do rating dos filtros	14
4.5.4. Critério N-1 para filtros.....	15
5. REFERÊNCIAS	15

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos mínimos de qualidade de energia elétrica para acesso ou integração à Rede Básica	2.9	Requisitos	2020.12	01/01/2021

1. OBJETIVO

1.1. Apresentar os requisitos a serem atendidos por instalações que contenham elementos cujas características não lineares ou especiais possam vir a ocasionar distorções relativas à Qualidade de Energia Elétrica (QEE) na Rede Básica.

2. REQUISITOS PARA OS EQUIPAMENTOS DE MEDIÇÃO

2.1. O desempenho do instrumento de medição utilizado no processo de apuração dos indicadores deve ser compatível com equipamento classe A de norma IEC[1], bem como seguir o estabelecido nas publicações listadas a seguir, o que deve ser comprovado segundo critérios a serem estabelecidos pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS:

- (a) Flutuação de tensão: norma IEC [2]; e
- (b) Distorção harmônica de tensão: norma IEC [3].

2.2. Não obstante o estabelecido no item 2 deste submódulo, a adequação do desempenho dos equipamentos de medição e transdutores pode ser avaliada, a critério do ONS, por meio de testes em laboratório. Além disso, os instrumentos a serem usados na campanha de medição devem estar calibrados, sendo que o período entre a última calibração e a data da campanha de medição deverá ser inferior a dois anos. O certificado de calibração deverá ser emitido por laboratório credenciado pelo INMETRO ou outro órgão certificador internacional. O referido certificado deverá ser anexado ao relatório da medição.

2.3. Podem ser utilizados módulos específicos de QEE nos medidores do Sistema de Medição para Faturamento (SMF), como estabelecido no Submódulo 2.14 – Requisitos mínimos para Sistemas de Medição para Faturamento. Tais módulos devem registrar as grandezas elétricas necessárias para o cálculo dos indicadores de QEE estabelecidos no presente submódulo relativos à tensão de atendimento em regime permanente e Variação de Tensão de Curta Duração (VTCD). Podem ainda registrar as grandezas elétricas necessárias para o cálculo dos indicadores de QEE estabelecidos no Submódulo 9.7 – Indicadores de qualidade de energia elétrica da Rede Básica relativos à flutuação de tensão, desequilíbrio de tensão e distorção harmônica de tensão.

2.3.1. A apuração dos valores dos indicadores se faz através de procedimentos e métodos de medição que neste documento nomeia-se por "protocolos de medição". Dentre outros aspectos, os protocolos de medição incluem parâmetros tais como: taxa de amostragem do sinal medido e a resolução da conversão analógica/digital, tipo e intervalo de janela para cálculo de valores eficazes de tensão, critérios de detecção/disparo (*trigger*) e reset para registro de VTCD.

2.3.2. Os agentes devem informar os protocolos de medição utilizados pelos equipamentos de medição adotados.

2.3.3. Os arquivos de saída devem ser apresentados em linguagem XML com caracteres ASCII.

2.3.4. No que se refere à tensão de atendimento em regime permanente, deve ser disponibilizado o valor da tensão eficaz, fase-neutro, para cada fase, em intervalos de integração programáveis de 5 (cinco) a 60 (sessenta) minutos. Esse valor deve resultar da média quadrática dos valores apurados a partir de janelas consecutivas ao longo de todo esse intervalo.

2.3.5. No que se refere à monitoração de VTCD, devem ser disponibilizadas as seguintes informações: instante de ocorrência do fenômeno, amplitude da tensão correspondente ao máximo desvio de cada fase e valor instantâneo (forma de onda) das três tensões fase-neutro por um intervalo de tempo suficiente para

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos mínimos de qualidade de energia elétrica para acesso ou integração à Rede Básica	2.9	Requisitos	2020.12	01/01/2021

permitir a determinação da duração do fenômeno. A lógica de disparo para detecção deve ser baseada em limites configuráveis de amplitude de tensão (valor eficaz da tensão), em função de um valor de referência fixo.

2.3.6. No que se refere à monitoração de flutuação de tensão, desequilíbrio de tensão e distorção harmônica de tensão, devem ser disponibilizadas as informações especificadas pelo ONS para a campanha de medição.

2.3.7. Para atender aos requisitos para avaliação da QEE, os medidores devem apresentar taxa de amostragem de pelo menos 16 amostras por ciclo e conversor A/D (Analogico/Digital) de pelo menos 12 bits.

2.3.8. Medidores específicos de QEE devem ser instalados em barramentos sob responsabilidade de concessionárias de transmissão de energia elétrica indicados pelo ONS, desde que não haja SMF instalado nesse barramento que contemple o indicador a ser monitorado. Caso o arranjo da subestação seja tal que barramentos de mesmo nível de tensão possam operar, permanentemente, de forma independente, deverá ser instalado um medidor de QEE em cada segmento de barramento correspondente.

3. REQUISITOS DE DESEMPENHO QUANTO AOS INDICADORES DE QEE

3.1. Indicadores de continuidade de serviço

3.1.1. A Qualidade de Energia Elétrica (QEE) quanto à continuidade do serviço, cujos requisitos estão estabelecidos neste submódulo, é monitorada em pontos de controle e representada pelos indicadores DIPC, FIPC, DMIPC e FMIPC definidos no Submódulo 9.7 e gerenciada conforme estabelecido no Submódulo 6.15 – Gerenciamento da qualidade da energia elétrica da Rede Básica.

3.1.2. Os valores de referência dos indicadores de continuidade, são estabelecidos pelo ONS a partir de cálculos preditivos de desempenho dos pontos de controle. Nesses cálculos preditivos, são considerados diversos fatores de influência, entre os quais o tipo de arranjo de barramento, o tipo e o número de instalações conectadas ao ponto de controle, as características da proteção efetivamente instalada, bem como os valores históricos apurados para os indicadores.

3.1.3. A avaliação do desempenho de um determinado ponto de controle deve ser realizada através da comparação dos indicadores de desempenho DIPC histórico e DIPC anual, FIPC histórico e FIPC anual, DMIPC histórico e DMIPC anual com os valores de DIPC referência, FIPC referência e DMIPC referência, respectivamente.

3.1.4. Os indicadores DIPC anual e FIPC anual, para cada ponto de controle, correspondem aos valores de DIPC e FIPC acumulados em um período consecutivo de 12 (doze) meses no ponto de controle. O indicador DMIPC anual, para cada ponto de controle, corresponde ao maior valor de DMIPC observado nesse período consecutivo de 12 (doze) meses no ponto de controle. Esses indicadores avaliam a dinâmica evolutiva de curto prazo do desempenho do ponto de controle.

3.1.5. Os indicadores DIPC histórico e FIPC histórico correspondem à média anualizada dos valores DIPC e FIPC acumulados ao longo de todo o período de apuração do desempenho do ponto de controle. O indicador DMIPC histórico corresponde à média anualizada dos maiores valores de DMIPC observados nesse período de apuração do desempenho do ponto de controle. Esses indicadores retratam a dinâmica evolutiva de longo prazo do desempenho do ponto de controle.

3.1.6. Os valores de DIPC referência, FIPC referência e DMIPC referência são determinados a partir de simulação preditiva ou do desempenho histórico do ponto de controle. Na simulação, são considerados os seguintes parâmetros que influenciam no desempenho do ponto de controle e são obtidos a partir de dados apurados pelo ONS e/ou fornecidos pelos agentes:

- (a) taxa de falha de equipamentos;

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos mínimos de qualidade de energia elétrica para acesso ou integração à Rede Básica	2.9	Requisitos	2020.12	01/01/2021

(b) configuração de barra; e

(c) tempos de indisponibilidade para manobra e reparo de equipamentos.

3.1.7. Esses indicadores estabelecem o desempenho médio de longo prazo do ponto de controle e se mantêm inalterados até que se altere algum parâmetro utilizado na sua determinação ou alguma característica da instalação.

3.2. Indicadores de frequência

3.2.1. A QEE quanto à frequência, cujos requisitos estão estabelecidos no presente submódulo, é representada pelos indicadores de frequência em regime permanente e durante distúrbios, DFP e DFD, respectivamente, definidos no Submódulo 9.7, e gerenciada conforme estabelecido no Submódulo 6.15.

3.2.2. Em condições normais de variação de carga, em regime permanente, os desvios da frequência instantânea (valores absolutos sem integralização) em relação ao valor nominal não poderão exceder a +/- 0,1 Hz.

3.2.3. O indicador DFP deve ser igual ou superior a 99% a cada dia, portanto não deve apresentar mais que 14 valores da integral do desvio de frequência superior a 0,1 Hz.min a cada dia (1% dos 1440 minutos do dia).

3.2.4. O indicador DFD deve ser contabilizado para o período de 1 (um) ano, e ser inferior ou igual aos limites apresentados na Tabela 1.

Tabela 1– Limites para avaliação do desempenho da frequência durante distúrbios

DFD	Tempo acumulado máximo de exposição a desvios de frequência (seg)
$f > 66,0 \text{ Hz}$	0
$63,5 \text{ Hz} < f \leq 66,0 \text{ Hz}$	30,0
$62,0 \text{ Hz} < f \leq 63,5 \text{ Hz}$	150,0
$60,5 \text{ Hz} < f \leq 62,0 \text{ Hz}$	270,0
$58,5 \text{ Hz} \leq f < 59,5 \text{ Hz}$	390,0
$57,5 \text{ Hz} \leq f < 58,5 \text{ Hz}$	45,0
$56,5 \text{ Hz} \leq f < 57,5 \text{ Hz}$	15,0
$f < 56,5 \text{ Hz}$	0

3.3. Indicadores de tensão de atendimento em regime permanente

3.3.1. A QEE quanto à tensão de atendimento em regime permanente, cujos requisitos são estabelecidos no presente submódulo, é representada pelos indicadores DRP e DRC definidos no Submódulo 9.7 e gerenciada conforme estabelecido no Submódulo 6.15.

3.3.2. O desempenho da tensão de atendimento em regime permanente em base mensal é avaliado a partir da comparação dos indicadores DRP e DRC com os seguintes valores de referência:

(a) Duração Relativa da Transgressão Máxima de Tensão Precária (DRPM), estabelecida como 3%; e

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos mínimos de qualidade de energia elétrica para acesso ou integração à Rede Básica	2.9	Requisitos	2020.12	01/01/2021

(b) Duração Relativa da Transgressão Máxima de Tensão Crítica (DRCM), estabelecida como 0,5%.

3.3.3. Deve ser classificado como crítico o desempenho no ponto de observação que apresentar, simultaneamente, no período mensal, valores dos indicadores DRP e DRC superiores aos valores de referência DRPM e DRCM, respectivamente.

3.4. Indicadores de desempenho da flutuação, desequilíbrio e distorção harmônica de tensão

3.4.1. Requisitos gerais

3.4.1.1. Em solicitações de acesso de agentes de geração, distribuição, importação/exportação e consumidores cujas instalações contenham elementos não lineares ou especiais que possam comprometer o desempenho da Rede Básica, devem ser realizadas análises fundamentadas em indicadores de QEE. O mesmo tratamento deve ser dado às integrações de novas instalações da Rede Básica que apresentem característica não linear. Nesses casos, os fenômenos de flutuação, desequilíbrio e distorção harmônica de tensão são os de maior interesse. Esse processo está detalhado no Submódulo 7.8 – Avaliação do impacto do acesso ou integração à Rede Básica de instalações que contenham elementos não lineares ou especiais.

3.4.1.2. Deve ser realizado monitoramento contínuo ou por meio campanhas de medição, a partir de sistema de medição instalado pelo agente.

3.4.1.3. Deve ser realizado monitoramento contínuo no Ponto de Acoplamento Comum (PAC) onde o desempenho de elementos não lineares ou especiais implique a ocorrência de valores expressivos de flutuação, desequilíbrio e distorção harmônica de tensão.

3.4.1.4. Os resultados da apuração devem ser apresentados ao ONS, em formato e prazo estabelecidos nos Submódulos 6.15 e 7.8.

3.4.1.5. Os limites de desempenho estabelecidos neste submódulo devem ser obedecidos no PAC, tanto pelas instalações que contenham elementos não lineares ou especiais dos agentes que se conectam às instalações sob responsabilidade de concessionária de transmissão como pelas instalações de transmissão com característica não linear. Tais limites devem ser respeitados em todos os modos de operação possíveis, ou seja, tanto em operação normal como degradada. Como exemplo de operação degradada, pode-se citar, no caso de instalações conversoras, a situação em que alguma ponte conversora do conjunto esteja fora de serviço, seja por manutenção seja por defeito. Nesse caso, via de regra, perde-se a compensação entre harmônicas resultantes de pontes alimentadas por tensões com diferentes ângulos de defasamento.

3.4.1.6. Para os agentes de distribuição, aplicam-se os requisitos de medição estabelecidos no item 4.3 deste submódulo, com as seguintes particularidades:

- (a) tais requisitos têm caráter obrigatório para cada agente de distribuição que se conecte a um barramento localizado em uma subestação sob responsabilidade de concessionária de transmissão;
- (b) nos demais casos, o ONS deve avaliar, com base nas peculiaridades de cada conexão, se há necessidade de medição; e
- (c) caso as medições indiquem violação dos limites globais, o ONS deve coordenar processo para determinação das causas da violação por meio de estudos e/ou medições adicionais.

3.4.1.7. Para os agentes de geração, aplicam-se os requisitos de estudo e medição estabelecidos, respectivamente, nos itens 4.2 e 4.3 deste submódulo, com as seguintes particularidades:

- (a) tais requisitos têm caráter obrigatório para instalações de geração que:
 - (1) tenham unidade geradora do tipo eólica/solar fotovoltaica; ou

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos mínimos de qualidade de energia elétrica para acesso ou integração à Rede Básica	2.9	Requisitos	2020.12	01/01/2021

(2) utilizem unidade cicloconversora auxiliar para partida da turbina.

(b) Nos demais casos, o ONS deve avaliar, com base nas peculiaridades de cada conexão, se há necessidade de medição.

3.4.1.8. Para os agentes de transmissão, aplicam-se os requisitos de medição estabelecidos no item 4.3 deste submódulo, com as seguintes particularidades:

(a) tais requisitos têm caráter obrigatório para instalações de transmissão que contenham elementos não lineares como os compensadores estáticos e sistemas de corrente contínua em alta tensão.

3.4.1.9. Para a avaliação do desempenho da Rede Básica quanto aos fenômenos de flutuação, desequilíbrio e distorção harmônica de tensão são dois os limites de desempenho global: limite global inferior e limite global superior.

3.4.1.10. O limite de desempenho individual corresponde ao valor máximo de perturbação que pode ser causado no sistema por um único agente.

3.4.1.11. A avaliação do desempenho global é realizada por meio da comparação dos valores dos indicadores obtidos através de processo de apuração, por fase, com os valores dos limites globais inferior e superior desses indicadores, quando aplicável. Para a avaliação do desempenho, adota-se o seguinte procedimento:

- (a) quando o valor apurado do indicador for menor ou igual ao limite global inferior, o desempenho é considerado adequado;
- (b) quando o valor apurado do indicador encontra-se entre os limites globais inferior e superior, o desempenho é considerado em estado de observação; e
- (c) quando o valor apurado do indicador for maior que o limite global superior, o desempenho é considerado inadequado.

3.4.1.12. A QEE quanto à flutuação, desequilíbrio e distorção harmônica, cujos requisitos estão estabelecidos no presente submódulo, é representada por indicadores definidos no Submódulo 9.7 e gerenciada conforme estabelecido no Submódulo 6.15.

3.4.2. Flutuação de tensão

3.4.2.1. Aspectos gerais

3.4.2.1.1. O desempenho da Rede Básica quanto à flutuação de tensão é avaliado a partir da comparação dos indicadores PstD95% e PltS95% com os respectivos limites global e individual.

3.4.2.1.2. Os limites globais, obtidos por meio de campanhas de medição, aplicam-se ao PAC. Da mesma forma, aplicam-se também ao PAC os limites individuais, os quais são determinados por meio de cálculos específicos para cada instalação que contenha equipamentos com características não lineares ou especiais que produzam tais efeitos.

3.4.2.2. Limites globais

3.4.2.2.1. Os limites globais inferior e superior, considerados para avaliar a qualidade da tensão quanto à flutuação de tensão, estão apresentados na Tabela 2. Esses valores são expressos em função dos limites globais para tensão secundária de distribuição (220 V ou 127 V) e da atenuação esperada quando a flutuação de tensão se propaga para os barramentos da rede secundária de distribuição.

3.4.2.2.2. FT é o fator de transferência aplicável entre o barramento sob responsabilidade de concessionária de transmissão sob avaliação e o barramento da rede secundária de distribuição eletricamente mais próximo.

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos mínimos de qualidade de energia elétrica para acesso ou integração à Rede Básica	2.9	Requisitos	2020.12	01/01/2021

FT é calculado pela relação entre o valor do PltS95% do barramento sob avaliação e o valor do PltS95% do barramento da rede secundária de distribuição. No caso de os FT entre os barramentos envolvidos não terem sido medidos, os FT apresentados na Tabela 3 devem ser aplicados para a avaliação da flutuação de tensão nos barramentos sob responsabilidade de concessionária de transmissão.

3.4.2.2.3. Os limites globais apresentados na Tabela 3 foram estabelecidos com a premissa de que o limite global inferior para as tensões secundárias nos sistemas de distribuição (220 V ou 127V) é 1 pu. Caso esse limite seja alterado, por determinação da ANEEL, os valores estabelecidos devem ser revisados.

Tabela 2 – Limites globais para os indicadores de flutuação de tensão

Limite	PstD95%	PltS95%
Limite global inferior	$1pu/FT$	$0,8pu/FT$
Limite global superior	$2pu/FT$	$1,6pu/FT$

Tabela 3 – Fatores de transferência, em função da tensão nominal de barramento sob responsabilidade de concessionária de transmissão.

Tensão Nominal do barramento (kV)	Fator de Transferência
<i>Tensão Nominal ≥ 230 kV</i>	$FT = 0,65$
$69 \text{ kV} \leq \textit{Tensão Nominal} < 230 \text{ kV}$	$FT = 0,8$
<i>Tensão Nominal < 69 kV</i>	$FT = 1,0$

3.4.2.3. Limites individuais

3.4.2.3.1. Os limites individuais de flutuação de tensão, que consideram um nível de saturação de 80% dos limites globais inferiores estabelecidos na Tabela 2, estão indicados na Tabela 4.

Tabela 4 – Limites individuais para os indicadores de flutuação de tensão

PstD95%	PltS95%
$0,8pu/FT$	$0,6pu/FT$

3.4.3. Desequilíbrio de Tensão

3.4.3.1. Aspectos gerais

3.4.3.1.1. O desempenho da Rede Básica quanto ao desequilíbrio de tensão é avaliado a partir da comparação do indicador KS95% com os limites global e individual.

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos mínimos de qualidade de energia elétrica para acesso ou integração à Rede Básica	2.9	Requisitos	2020.12	01/01/2021

3.4.3.1.2. Os limites globais, obtidos por meio de campanha de medição, aplicam-se ao PAC. Da mesma forma, aplicam-se também ao PAC os limites individuais, determinados por meio de cálculos específicos para cada instalação que contenha equipamentos com características que produzam tais efeitos.

3.4.3.1.3. Caso as tensões de sequência negativa variem de forma intermitente e repetitiva, é permitido ultrapassar os limites especificados em até o dobro, desde que a duração cumulativa das tensões de sequência negativa, acima dos limites contínuos estabelecidos, não ultrapasse 5% do período de monitoração.

3.4.3.2. Limite global

3.4.3.2.1. O limite global é de:

$$KS_{95\%} \leq 2\%$$

3.4.3.3. Limite individual

3.4.3.3.1. O limite individual é de:

$$KS_{95\%} \leq 1,5\%$$

3.4.4. Distorção Harmônica de Tensão

3.4.4.1. Aspectos gerais

3.4.4.1.1. O desempenho da Rede Básica quanto à distorção harmônica de tensão é avaliado a partir da comparação dos indicadores DTHI e DTHTS95% com os respectivos limites global e individual.

3.4.4.1.2. Os limites globais, obtidos por meio de campanhas de medição, aplicam-se ao PAC. Da mesma forma, aplicam-se também ao PAC os limites individuais, determinados por meio de cálculos específicos para cada instalação que contenha equipamentos com características que produzam tais efeitos.

3.4.4.2. Limites globais

3.4.4.2.1. Os limites globais inferiores para os indicadores DTHI e DTHTS95% estão apresentados na Tabela 5.

3.4.4.2.2. Os limites globais superiores são determinados pela multiplicação dos limites globais inferiores correspondentes pelo fator 4/3. Por exemplo, os limites globais superiores relativos aos indicadores DTHTS95% para $V < 69$ kV e $V \geq 69$ kV são, respectivamente, 8% e 4%.

3.4.4.2.3. Para cada ordem harmônica h , a tensão harmônica resultante em qualquer ponto do sistema é obtida com a combinação dos efeitos provocados por diferentes agentes.

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos mínimos de qualidade de energia elétrica para acesso ou integração à Rede Básica	2.9	Requisitos	2020.12	01/01/2021

Tabela 5 – Limites globais inferiores para os indicadores DTHI e DTHTS95%

V < 69 kV				V ≥ 69 kV			
DTHI, h ímpar		DTHI, h par		DTHI, h ímpar		DTHI, h par	
Ordem	Valor (%)	Ordem	Valor (%)	Ordem	Valor (%)	Ordem	Valor (%)
3, 5, 7	5%			3, 5, 7	2%		
		2, 4, 6	2%			2, 4, 6	1%
9, 11, 13	3%			9, 11, 13	1,5%		
		≥8	1%			≥8	0,5%
15 a 25	2%			15 a 25	1%		
≥27	1%			≥27	0,5%		
DTHTS95% = 6%				DTHTS95% = 3%			

3.4.4.3. Limites individuais

3.4.4.3.1. Os limites individuais para os indicadores DTHI e DTHTS95% estão apresentados na Tabela 6.

Tabela 6 – Limites individuais para os indicadores DTHI e DTHTS95%

13,8 kV ≤ V < 69 kV				V ≥ 69 kV			
DTHI, h ímpar		DTHI, h par		DTHI, h ímpar		DTHI, h par	
Ordem	Valor (%)	Ordem	Valor (%)	Ordem	Valor (%)	Ordem	Valor (%)
3 a 25	1,5%			3 a 25	0,6%		
		todos	0,6%			todos	0,3%
≥27	0,7%			≥27	0,4%		
DTHTS95% = 3%				DTHTS95% = 1,5%			

3.5. Indicadores de Variação de Tensão de Curta Duração – VTCD

3.5.1. A esse fenômeno não são atribuídos limites de referência, de acordo com a experiência internacional. O ONS, através de processo de apuração e gerenciamento, detalhado no Submódulo 6.15, acompanhará e divulgará o desempenho dos pontos de observação da tensão e dos barramentos sob responsabilidade de concessionária de transmissão com base nos indicadores supracitados.

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos mínimos de qualidade de energia elétrica para acesso ou integração à Rede Básica	2.9	Requisitos	2020.12	01/01/2021

4. AVALIAÇÃO DO IMPACTO DE INSTALAÇÃO QUE CONTENHA ELEMENTO NÃO LINEAR OU ESPECIAL EM PROCESSO DE ACESSO OU DE INTEGRAÇÃO À REDE BÁSICA QUANTO A QEE

4.1. Individualização de instalação não linear ou especial para avaliação de desempenho

4.1.1. As instalações que contenham elementos não lineares ou especiais que se conectam às instalações sob responsabilidade de concessionária de transmissão, diretamente ou através de um sistema de transmissão de uso exclusivo, compartilhado ou não, devem ser tratadas de forma individual, no que diz respeito à avaliação no PAC do seu desempenho quanto à QEE. No caso de expansão da instalação existente, tanto os estudos como as campanhas de medição devem ser atualizados considerando a instalação como um todo, ou seja, a instalação existente acrescida de sua expansão.

4.1.2. No caso em que centrais de geração eólica/solar fotovoltaica tenham obtido junto a ANEEL autorização para compartilhamento de suas instalações de interesse restrito com outras centrais geradoras de mesma fonte, tais centrais serão caracterizadas como uma única instalação individual, no que diz respeito à avaliação do seu desempenho quanto à QEE. O mesmo se aplica a consumidores que venham a compartilhar instalações de interesse restrito, como, por exemplo, subestação abaixadora.

4.2. Estudos para avaliação de desempenho quanto a QEE

4.2.1. Estudos de QEE tratam, em geral, das avaliações de desempenho quanto à flutuação, desequilíbrio e distorção harmônica de tensão no PAC. Observa-se que, em função dos resultados obtidos pelos estudos, podem ser solicitados procedimentos complementares de medição, durante as campanhas de medição tratadas no item 4.3 deste submódulo.

4.2.2. Os requisitos de distorção harmônica de tensão devem ser atendidos para qualquer valor de impedância que pertença ao Lugar Geométrico representativo da rede externa, como detalhado no Submódulo 2.3 – Premissas, critérios e metodologias para estudos elétricos.

4.3. Campanha de medição para avaliação de desempenho quanto a QEE

4.3.1. As campanhas de medição de tensão têm por objetivo apurar os valores dos indicadores de flutuação, desequilíbrio e distorção harmônica de tensão no PAC.

4.3.2. Dependendo das características da instalação e da sua conexão, também devem ser medidos valores de correntes harmônicas obtidos através de campanha de corrente. Essas correntes harmônicas são obtidas na saída dos aerogeradores e dos inversores das células fotovoltaicas. As medições de corrente, especificamente para parques eólicos e solares fotovoltaicos deverão ser realizadas de acordo com os requisitos estabelecidos por norma IEC [4]. Quanto aos equipamentos elétricos com características não lineares dos consumidores livres, os valores de correntes harmônicas podem ser obtidos para uma verificação de sobrecarga, por exemplo e, por conseguinte, no dimensionamento final proposto para os filtros de correntes harmônicas do empreendimento.

4.3.3. Uma campanha de medição de tensão deve ter duração de 7 (sete) dias consecutivos, de acordo com protocolo de apuração estabelecido para o indicador em análise, considerando os valores dos indicadores integralizados em intervalos de 10 (dez) minutos. Entretanto, quando a campanha de medição for realizada para a conexão de agente de geração, com fonte eólica/solar fotovoltaica, esse período pode ser estendido, em função de sua característica de operação.

4.3.4. A campanha de corrente, por sua vez, tem por finalidade permitir reavaliar o estudo de desempenho da instalação quanto à distorção harmônica de tensão e é realizada somente para parques eólicos e solares fotovoltaicos, com as seguintes particularidades:

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos mínimos de qualidade de energia elétrica para acesso ou integração à Rede Básica	2.9	Requisitos	2020.12	01/01/2021

- (a) As correntes harmônicas no caso de parques eólicos devem ser medidas em uma unidade geradora representativa de cada central geradora eólica; e
- (b) As correntes harmônicas, no caso de parques solares fotovoltaicos, devem ser medidas em uma unidade fotovoltaica (inversor alimentado por um conjunto de células fotovoltaicas) representativa de cada usina geradora fotovoltaica.

4.3.5. Outra campanha a ser realizada para parques eólicos e solares fotovoltaicos é a de monitoramento dos níveis de distorções harmônicas de tensão, enquanto o(s) filtro(s) proposto(s) para determinada instalação ainda não tiver (tiverem) sido efetivamente instalado(s).

4.3.6. A campanha de monitoramento deve perdurar até a instalação definitiva do filtro ou até que seja justificado por meio de um estudo revisado com as correntes medidas que a instalação do filtro pode ser dispensada.

4.3.7. No caso de instalações que contenham elementos não lineares ou especiais com regime de operação definido, como, por exemplo, mineradoras, siderúrgicas, compensadores estáticos etc., a campanha de medição deve atender aos seguintes requisitos:

- (a) ser realizada imediatamente antes (pré-tensão) e após a entrada (pós-tensão) em operação da instalação e a cada implemento no patamar de demanda de carga da instalação por um período de 7 (sete) dias consecutivos, incluindo a apuração dos indicadores de tensão listados no item 4.3. deste submódulo; e
- (b) medir os valores de correntes harmônicas geradas pelos dispositivos não lineares da instalação com maior capacidade de potência, por períodos que englobem o seu ciclo de regime de operação nominal, quando da necessidade de realização de um estudo de desempenho harmônico.

4.3.8. No caso de instalação de geração eólica e solar fotovoltaica, tendo em vista que o impacto da sua operação na QEE do PAC depende do regime de ventos ou da irradiância solar da região onde se encontra instalada, a campanha a ser realizada após a entrada em operação da instalação deve atender aos seguintes requisitos:

- (a) a data de início da campanha de medição pós-tensão (após entrada em operação do complexo eólico ou solar fotovoltaico) e a sua duração (mínima de 7 (sete) dias), poderão ser postergadas/estendidas considerando os seguintes fatores:
 - (1) pelo menos noventa por cento das unidades geradoras que compõem o complexo eólico ou solar fotovoltaico devem estar em operação ao longo de todo o período de medição; e
 - (2) a produção do complexo eólico ou solar fotovoltaico, durante o período de medição, deverá corresponder, no mínimo, àquela estabelecida pelo seu fator de capacidade.

4.3.9. Esclarecimentos adicionais sobre os procedimentos de medição, tais como transdutores considerados adequados pelo ONS para a realização das campanhas, local e período de medição, recomendações práticas, formato de relatório e de arquivo para informação dos resultados das campanhas de medição etc. podem ser obtidos em [6].

4.4. Sistema de monitoração contínua

4.4.1. Caso nova instalação sob responsabilidade de concessionária de transmissão (sistemas CCAT, compensadores estáticos etc.) ou instalação que se conecte às instalações sob responsabilidade de concessionária de transmissão (parques eólicos, solares fotovoltaicos, cargas industriais etc.) apresente equipamentos com característica elétrica não linear, o agente responsável pela instalação que contenha elemento com característica não linear deve instalar sistema de medição para monitorar de forma contínua

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos mínimos de qualidade de energia elétrica para acesso ou integração à Rede Básica	2.9	Requisitos	2020.12	01/01/2021

os indicadores de flutuação, desequilíbrio e distorção harmônica de tensão no PAC. Os equipamentos e métodos de medição devem estar de acordo com as diretrizes do ONS. O agente deve disponibilizar esses dados ao ONS, quando solicitado.

4.4.2. Para a realização das campanhas de medição, algumas precauções devem ser observadas quanto ao nível de precisão dos tipos de transdutores de tensão utilizados, conforme estabelecido em norma [5];

4.5. Desempenho harmônico de elementos não lineares integrantes da Rede Básica, como compensador estático (CER)

4.5.1. Aspectos gerais

4.5.1.1. A determinação do envelope de impedância harmônica da rede de corrente alternada (CA) deve considerar os diversos cenários de evolução da rede ao longo do período de concessão, nas configurações relativas aos patamares de carga leve, média e pesada. Cargas podem ser representadas, devendo-se, entretanto, demonstrar a adequação do modelo de carga adotado. A carga deve ser representada onde ela está concentrada, principalmente na distribuição primária. O envelope total pode ser subdividido em subenvelopes de harmônicos sucessivos. Além dos harmônicos do grupo, devem ser incluídos em cada subenvelope o harmônico imediatamente superior e imediatamente inferior às ordens harmônicas do grupo, com a finalidade de garantir a intersecção entre os conjuntos.

4.5.1.2. Os envelopes de impedância harmônica devem ser determinados considerando-se a metodologia do setor circular (anular), ou seja, esses envelopes devem ser definidos pelos seus raios máximo e mínimo e ângulos máximo e mínimo, conforme Figura 1. Esses lugares geométricos devem ser submetidos à aprovação do ONS, antes de serem incluídos no contrato de fornecimento do CER, como forma de garantir que o projeto dos filtros se baseie em envelopes válidos.

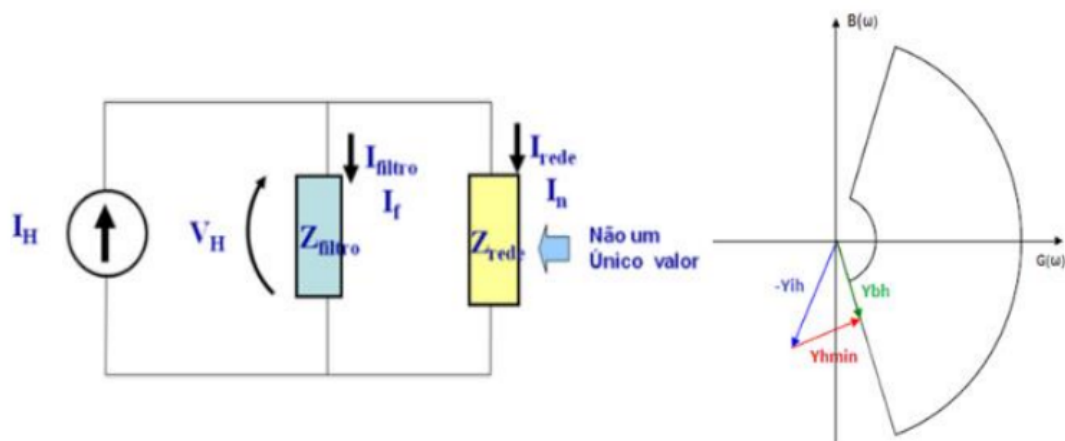


Figura 1 – Setor circular (anular) – Plano de admitâncias, com os vetores representativos da rede interna (Y_{ih}), da rede externa (Y_{bh}) e do resultante Y_{hmin} , visto do PAC.

4.5.1.3. Deve ser considerada a necessidade de atendimento ao desempenho harmônico para as configurações de rede completa e (N-1) da rede CA.

4.5.1.4. Os filtros devem ser dimensionados para que não haja necessidade de desligamento por overrating em condições operativas normal e de contingências simples (N-1) da rede externa.

4.5.1.5. Deve-se manter, para todas as etapas de implementação do empreendimento do qual o CER faz parte, o desempenho harmônico estabelecido no presente submódulo. Devem ser consideradas, para o

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos mínimos de qualidade de energia elétrica para acesso ou integração à Rede Básica	2.9	Requisitos	2020.12	01/01/2021

cálculo da distorção harmônica individual, as condições de máxima dessintonia dos filtros e as condições mais severas de geração de correntes harmônicas pelos TCR, condições essas ilustradas na Figura 2 a seguir.

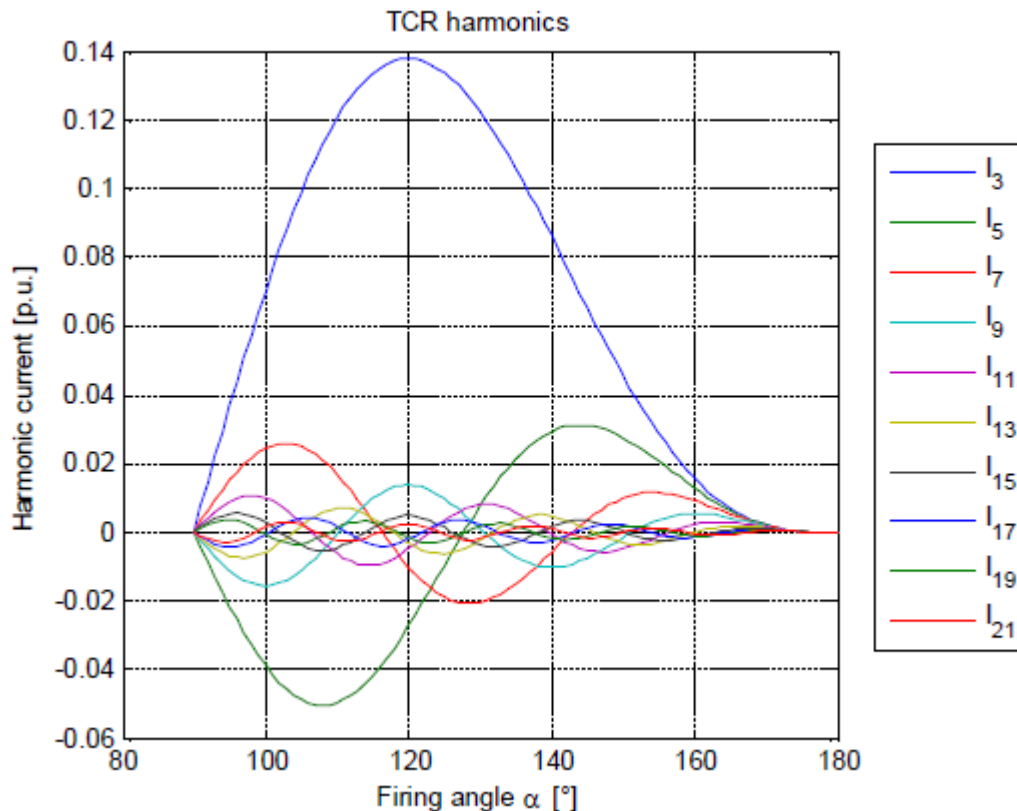


Figura 2 – Condições de máxima dessintonia dos filtros e condições mais severas de geração de correntes harmônicas pelos TCR

4.5.1.6. Deve ser considerada a possibilidade de operação da rede CA com um desbalanço máximo de sequência negativa de 2,0%. Nos casos de filtros ativos ou passivos de sintonia automática, devem ser considerados os erros de controle.

4.5.1.7. As correntes harmônicas nas linhas CA conectadas ao CER não devem produzir interferências acima dos limites das normas correspondentes nas linhas telefônicas que estejam em operação na data de comissionamento do CER.

4.5.2. Avaliação do desempenho harmônico

4.5.2.1. Os limites individuais de distorção harmônica a serem atendidos na conexão do CER devem atender aos limites individuais para Distorção de Tensão Harmônica Individual (DTHI) e Distorção de Tensão Harmônica Total (DTHTS95%) definidos neste submódulo. A Tabela 6 define os limites individuais de distorção harmônica a serem atendidos na conexão do CER, considerando o CER como o único gerador de harmônicos no ponto de conexão.

4.5.3. Avaliação do rating dos filtros

4.5.3.1. Para a definição do rating dos elementos dos filtros, o agente de transmissão deve avaliar as tensões harmônicas externas ao CER (*background harmonics*) que impliquem nos piores valores de corrente e tensão

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos mínimos de qualidade de energia elétrica para acesso ou integração à Rede Básica	2.9	Requisitos	2020.12	01/01/2021

nos componentes dos filtros, respeitado os seguintes limites globais de Distorção de Tensão Harmônica Total (DTHT), com base nos valores limite globais apresentados na Tabela 5:

- (a) $V < 69 \text{ kV}$: $DTHTS95\% \leq 6\%$; ou
- (b) $V \geq 69 \text{ kV}$: $DTHTS95\% \leq 3\%$.

4.5.4. Critério N-1 para filtros

4.5.4.1. A necessidade de instalação de filtros harmônicos e o desempenho da instalação deve ser avaliada por meio de estudos detalhados no Submódulo 2.3.

4.5.4.2. Caso o agente proprietário proponha ao ONS operar também em condição degradada, sem por exemplo um dos filtros, o atendimento aos requisitos de desempenho harmônico no ponto de conexão nesta situação continuará obrigatório.

5. REFERÊNCIAS

- [1] IEC, “Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 4-30: Testing and measurement techniques - Power quality measurement methods”. IEC 61000-4-30.
- [2] IEC, “Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 4-15: Testing and measurement techniques - Flickermeter - Functional and design specifications”. IEC 61000-4-15.
- [3] IEC, “Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-7: Testing and measurement techniques – General guide on harmonics and interharmonics measurements and instrumentation, for power supply systems and equipment connected thereto”. IEC 61000-4-7.
- [4] IEC, “Wind turbines - Part 21: Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines”. IEC 61400-21.
- [5] IEC, “Instrument transformers - The use of instrument transformers for power quality measurement”. IEC/TR 61869-103.
- [6] 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, consumidores livres e distribuidoras”. ONS NT 009/2016-Rev. 02, março de 2018