



BOLETIM DA REPÚBLICA

PUBLICAÇÃO OFICIAL DA REPÚBLICA DE MOÇAMBIQUE

IMPRENSA NACIONAL DE MOÇAMBIQUE, E.P.

AVISO

A matéria a publicar no «Boletim da República» deve ser remetida em cópia devidamente autenticada, uma por cada assunto, donde conste, além das indicações necessárias para esse efeito, o averbamento seguinte, assinado e autenticado: **Para publicação no «Boletim da República».**

SUMÁRIO

Ministério da Energia:

Diploma Ministerial n.º 184/2014:

Aprova o Código da Rede Eléctrica Nacional.

Ministério da Planificação e Desenvolvimento:

Diploma Ministerial n.º 185/2014:

Aprova o Regulamento Interno das Delegações Provinciais do Centro de Promoção de Investimentos.

MINISTÉRIO DA ENERGIA

Diploma Ministerial n.º 184/2014

de 12 de Novembro

Tornando-se necessário estabelecer as regras e procedimentos para a operação, planeamento da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica e respectivas ligações; ao abrigo do artigo 58 do Decreto n.º 42/2005, de 29 de Novembro, determino:

Artigo 1. É aprovado o Código da Rede Eléctrica Nacional.

Art. 2. O presente Código entra em vigor na data da sua publicação.

Ministério da Energia, em Maputo, 27 de Agosto de 2014. —
O Ministro da Energia, *Salvador Namburete*.

Código da Rede Eléctrica Nacional

CAPÍTULO I

Disposições gerais

ARTIGO 1

Siglas e definições

Para efeitos de aplicação do presente Código, as siglas e termos usados têm o significado constante do Anexo e do qual fazem parte integrante.

ARTIGO 2

Objecto

O presente Código estabelece as condições técnicas de ligação das instalações da Rede Eléctrica Nacional, daqui em diante também designada apenas por REN, bem como as condições técnicas de planeamento e de exploração da REN.

ARTIGO 3

Âmbito

Estão abrangidos pela aplicação do presente Código o Gestor da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica, os Concessionários de Transporte e de Distribuição e os utilizadores ligados à REN.

ARTIGO 4

Princípios gerais da exploração

1. A REN deve ser explorada em conformidade com as normas técnicas nacionais aplicáveis ou outras a nível internacional a definir pela Entidade Competente ou pelo Gestor da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica se delegado por esta.

2. O Gestor da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica, os Concessionários de Transporte e de Distribuição e cada utilizador com ligação física à REN devem possuir procedimentos internos aplicáveis aos diversos trabalhos inerentes à exploração das instalações eléctricas sob a sua responsabilidade.

3. O Gestor da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica, os Concessionários de Transporte e de Distribuição e cada utilizador com ligação física à REN, no âmbito da exploração das instalações eléctricas sob a sua responsabilidade, são responsáveis pela formação do respectivo pessoal.

ARTIGO 5

Planeamento e desenvolvimento da REN

1. O Gestor da Rede Nacional de Transporte deve proceder atempadamente ao planeamento e desenvolvimento da REN de modo a garantir a satisfação das necessidades do Sistema Eléctrico Nacional, observando o disposto no Decreto n.º 42/2005, de 29 de Novembro, no Capítulo IV do presente Código e demais legislação aplicável, com vista à manutenção de uma adequada qualidade de serviço no abastecimento dos clientes, numa óptica de eficiência económica no quadro da concessão da Gestão da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica.

2. Os Critérios de planeamento e de desenvolvimento da REN são revistos pelo menos de cinco em cinco anos.

ARTIGO 6

Identificação de Instalações

1. Compete ao Gestor da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica elaborar e manter actualizado o “Normativo para identificação de instalações”, que estabeleça as metodologias para a atribuição de uma designação que permita identificar as instalações da REN, o qual é de uso obrigatório para os Concessionários de Transporte e de Distribuição e para todos os utilizadores da REN.

2. O Normativo para identificação de instalações deve ser depositado na Entidade Competente do Ministério responsável pela área da Energia.

ARTIGO 7

Acesso às Instalações

1. Os agentes dos Concessionários de Transporte, devidamente identificados, têm direito ao livre acesso aos locais das instalações dos utilizadores ligados à REN onde estão instalados os seus equipamentos, os seus sistemas de medição e contagem de energia e de registo e transmissão de dados, para efeitos de leitura, de conservação ou de substituição destes.

2. O livre acesso referido no número anterior só pode ser exercido dentro do período de funcionamento das instalações dos utilizadores ligados à REN ou em horário a combinar para as que não laboram diariamente ou laboram em regime abandonado.

3. No caso de instalações partilhadas entre o Concessionário de Transporte e os utilizadores da REN, devem ser estabelecidas no contrato de ligação à REN referido no artigo 23:

- a) A identificação clara dos limites de propriedade;
- b) As regras de actuação para garantir a delimitação da responsabilidade técnica associada a acções de operação e manutenção.

4. As condições de acesso dos Concessionários de Transporte às instalações dos Concessionários de Distribuição a eles ligados e às instalações partilhadas entre o Concessionário de Transporte e o Concessionário de Distribuição são estabelecidas no contrato de ligação previsto no artigo 8 deste Código.

ARTIGO 8

Relacionamento entre Concessionários de Transporte e de Distribuição

1. O Concessionário de Transporte e o Concessionário de Distribuição, para efeitos da gestão da ligação entre as respectivas redes de transporte e de distribuição, devem celebrar um contrato de ligação, com conhecimento do Gestor da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica, designado por “Contrato de ligação entre Concessionários de Transporte e de Distribuição”.

2. O contrato de ligação terá por base uma minuta homologada pelo Gestor da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica.

ARTIGO 9

Língua de relacionamento

No relacionamento entre o Gestor da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica, os Concessionários de Transporte e de Distribuição e os utilizadores ligados à REN decorrente da aplicação do presente Código deve ser utilizada a língua portuguesa.

CAPÍTULO II

Composição e características da Rede Eléctrica Nacional

ARTIGO 10

Composição da Rede

1. A REN compreende as redes de alta tensão (AT) e muito alta tensão (MAT), as interligações, as instalações para a operação da REN e a Rede de Telecomunicações de Segurança.

2. As redes de AT e MAT são constituídas pelas instalações de:

- a) Recepção em AT e MAT da energia eléctrica produzida por instalações de produção a ela ligadas;
- b) Transporte de energia eléctrica em corrente alternada e em corrente contínua em AT e MAT, incluindo as estações de conversão;
- c) Entrega de energia eléctrica às redes de distribuição;
- d) Entrega de energia eléctrica em AT e MAT a consumidores.

3. As interligações da REN são as linhas de AT e MAT que estabelecem a ligação entre a REN e a rede de transporte dos países vizinhos.

4. As instalações para a operação da REN são as que permitem realizar a operação remota da REN e a gestão técnica global do Sistema Eléctrico, a qual consiste na coordenação sistémica das instalações que o constituem, tendo em vista a segurança e a continuidade do abastecimento de energia eléctrica.

5. A Rede de Telecomunicações de Segurança (RTS) é composta pelos equipamentos e instalações de telecomunicações indispensáveis à realização da operação remota da REN e a gestão técnica global do Sistema Eléctrico.

ARTIGO 11

Características da onda de tensão

1. As tensões nominais da REN incluem a Alta Tensão (AT) e a Muito Alta Tensão (MAT) ao abrigo do definido pelo Decreto n.º 8/2000, de 20 de Abril.

2. A frequência da Rede tem o valor nominal de 50 Hz.

3. As características da onda de tensão no que se refere a frequência, valor eficaz, tremulação (flicker), distorção harmónica, desequilíbrio do sistema trifásico e cavas de tensão devem respeitar os limites estabelecidos no Regulamento da Qualidade de Serviço.

ARTIGO 12

Correntes de curto-circuito

1. O valor máximo da corrente de curto-circuito e o correspondente tempo de eliminação de defeito a considerar, para efeitos de projecto das novas instalações e de ampliações em instalações já existentes da REN deverá ser proposto pelo Concessionário de Transporte de Energia Eléctrica, e sujeito à aprovação do Gestor da Rede Nacional de Transporte, tendo em atenção os níveis de tensão e a zona de rede em que a instalação se insere e cumprindo as orientações do “Normativo para definição dos níveis de correntes de defeito para projecto de instalações”.

2. Os cabos subterrâneos da Rede ligados às instalações da REN devem ter a sua bainha dimensionada para uma corrente de curto-circuito assimétrica à terra com valor não inferior ao estabelecido pelo Concessionário de Transporte, em coordenação com o Gestor da Rede Nacional de Transporte, tendo em atenção

os níveis de tensão e a zona de rede em que a instalação se integra, e cumprindo as orientações do “Normativo para definição dos níveis de correntes de defeito para projecto de instalações”.

ARTIGO 13

Informação a disponibilizar pelo Gestor da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica para acesso

O Gestor da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica deve:

- a) Facultar aos utilizadores da REN as informações de que necessitem para o acesso à Rede;
- b) Fornecer ao operador de outra qualquer rede vizinha à qual a REN esteja ligada e aos Concessionários do Sistema Eléctrico Nacional as informações necessárias ao desenvolvimento coordenado das diversas redes, bem como ao seu funcionamento seguro e eficiente.

SECÇÃO I

Sistemas de Protecção, Controlo e Monitorização

ARTIGO 14

Objecto

1. Os sistemas de protecção têm como objectivo proteger a REN na presença de correntes de defeito susceptíveis de danificar os seus equipamentos, procurando evitar dano irreversível pelo efeito das referidas correntes, minimizando o seu impacto na qualidade de serviço e na estabilidade transitória da REN. Para esse efeito, os sistemas de protecção são constituídos por funções de protecção capazes de detectar e discriminar os equipamentos sede de defeito, actuando rápida e selectivamente, promovendo as ordens de disparo aos disjuntores estritamente necessários para a conveniente eliminação do defeito.

2. Os sistemas de controlo e monitorização têm como objectivo permitir a supervisão, monitorização, comando e controlo das instalações da REN, permitindo ao Gestor da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica a obtenção de alarmes, medidas e registos, quer em tempo real, quer de forma diferida, necessários à operação e gestão da REN.

3. Os sistemas indicados nos números anteriores, juntamente com os meios de comunicação, sistemas de telecomunicações, maxime a Rede de Telecomunicações de Segurança (RTS), mas não limitados a esta, sistemas de alimentação em BT, sensores/transformadores de medida, disjuntores, demais aparelhagem de corte e seccionamento, constituem um corpo sistémico, coordenado e interdependente cujo desempenho tem um impacto relevante na fiabilidade global da REN, quer na vertente da sua operação, quer na vertente da sua gestão, merecendo análise sistemática, integrada, conjunta e não desagregada.

4. Os sistemas ou esquemas especiais de protecção que visam proteger ou controlar áreas ou zonas de rede mais abrangentes e/ou o sistema de energia eléctrica na sua globalidade, ainda que se possa colher, nas disposições da presente secção, inspiração para a definição dos seus requisitos, constituem matéria a dispor em sede própria, sem prejuízo de se adoptar os requisitos, critérios e condições aqui presentes, desde que adequados, na ausência de outros especificamente delineados para o mesmo efeito.

5. Todas as partes intervenientes nos processos de concepção, projecto, operação e manutenção deverão ter em conta a precedência que a protecção de pessoas e dos equipamentos das instalações de utilização de energia eléctrica têm sobre as funções de operação e controlo.

ARTIGO 15

Responsabilidades

1. O Gestor da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica, os Concessionários de Produção, de Transporte ou de Distribuição e os utilizadores da REN devem manter-se actualizados, devem adoptar as boas regras do Sector e da arte na concepção, projecto, construção, monitorização, operação e manutenção dos sistemas de protecção, controlo e monitorização da REN e das instalações a esta ligadas com impacto relevante para o desempenho daquela, procurando implementar, de forma sustentável, as soluções técnicas mais adequadas aos fins prosseguidos com vista à obtenção de elevados padrões de fiabilidade e de confiança no desempenho dos próprios sistemas e da REN.

2. O Gestor da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica deve procurar manter-se actualizado e ser conhecedor do estado da arte no domínio dos sistemas de protecção, controlo e monitorização para que, no esteio de um desenvolvimento sustentável e observadas as condições específicas e estratégicas do contexto nacional, possa ser promotor e orientador de processos de melhoria e de optimização.

3. A responsabilidade pela protecção, controlo e monitorização dos equipamentos constituintes de cada instalação de utilização de energia eléctrica de produção, transporte e distribuição constituintes da REN ou a esta ligadas é cometida ao respectivo Concessionário de Produção, de Transporte ou de Distribuição.

4. A responsabilidade pela protecção, controlo e monitorização dos equipamentos constituintes de cada instalação de utilização de energia eléctrica de utilizadores da REN a esta ligadas e que não sejam simultaneamente instalações de concessão de produção, transporte ou distribuição, é cometida ao respectivo utilizador da REN.

5. A responsabilidade pela operação e manutenção dos sistemas de protecção, controlo e monitorização implementados em cada instalação de utilização de energia eléctrica é cometida aos respectivos proprietários ou Concessionários consoante se trate de instalações de utilizadores da REN ou de Concessionários de Produção, de Transporte ou de Distribuição, respectivamente, assumindo os custos inerentes das acções que se desencadeiem, quer por força das suas próprias estratégias de operação e manutenção ou dos Códigos e Regulamentos aplicáveis, quer as mesmas decorram de determinações emitidas pelo Gestor da Rede Nacional de Transporte de Energia eléctrica na sequência de análise de incidentes ou de alterações topológicas que afectem os respectivos sistemas implementados.

6. Sem prejuízo das respectivas responsabilidades, as partes interessadas indicadas nos números anteriores devem estabelecer entre si relações de profícua cooperação, alicerçadas em processos transparentes de partilha de experiências, pautadas pela prossecução de abordagens convergentes, procurando obter eficiência em matéria de formação, capacitação de equipas, gestão e cedência de equipamentos em caso de avaria grave e urgente.

ARTIGO 16

Requisitos fundamentais

1. A concepção, projecto e construção dos sistemas de protecção e dos que a este se encontram conexos desempenhando funções críticas para o seu desempenho, devem obedecer ao critério *n-1*, para que qualquer falha simples num qualquer constituinte de toda a cadeia de valor relacionado com a operacionalidade e disponibilidade do sistema de protecção não retire a capacidade deste de se comportar com o nível de fiabilidade requerido.

2. Como requisito formal, o critério *n-1* referido no número anterior deverá salvaguardar o sistema de protecção e demais

sistemas críticos a este conexos de serem expostos a falhas simples de modo comum, pelo que aqueles devem ser dimensionados sem que um único erro ou falha singular possa por em risco o desempenho global do sistema de protecção. Esta determinação aplica-se aos próprios processos inerentes às competências da entidade responsável pela exploração dos equipamentos e sistemas após a colocação em serviço, designadamente operação, monitorização e manutenção, para o que a concepção, projecto e construção dos sistemas devem integrar ab initio as condições que resultem da forma como os próprios sistemas vão ser explorados.

3. No âmbito deste critério de concepção *n-1*, incluem-se os núcleos e/ou elementos dos sensores de medida (os seus circuitos e/ou redes de ligação aos equipamentos que desempenhem as funções de protecção), as bobinas e/ou elementos de disparo dos disjuntores (e respectivos circuitos ou redes de transmissão das referidas ordens de disparo), os sistemas de alimentação em BT e respectivos circuitos.

4. O sincronismo horário dos sistemas, para efeitos de datação de eventos, será garantido com exactidão melhor ou igual a 10 ms desde que tecnicamente viável.

5. As disposições dos números anteriores aplicam-se a todos os sistemas de protecção afectos à REN, de forma directa ou induzidos para a protecção da REN, com vista à protecção dos equipamentos explorados nos níveis de tensão nominal iguais ou superiores a 220 kV.

6. Todos os equipamentos da REN devem ter um sistema de protecção dedicado para o efeito, sem prejuízo de este ser duplicado, redundante ou singular.

7. Nenhum equipamento da REN deve ter a sua protecção dependendo apenas de um único sistema de protecção singular, ainda que se aceite, nos casos em que o Gestor da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica o permitir, o recurso a actuações em reserva local ou remota por sistemas constituídos por funções de protecção suficientemente sensíveis ou com lógicas integradas para o efeito e desde que o tempo operacional previsto garanta a protecção desses mesmos equipamentos da REN, ainda que tais actuações ocorram com perda de selectividade.

8. Sem prejuízo do disposto nos dois números anteriores, o sistema de protecção da REN no seu todo deve estar constituído com funções de protecção que coordenadamente entre si possibilitem o recurso a actuações de reserva local e remota perante falhas dos próprios sistemas de protecção dedicados a cada equipamento da REN.

9. O Gestor da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica poderá determinar a aplicação destes requisitos ou de outros que em cada caso seja justificável para salvaguarda da segurança global da REN e do sistema interligado de energia eléctrica, para serem observados pelos sistemas de protecção de equipamentos da REN, ou que a esta estejam directamente ligados, explorados a níveis de tensão nominal inferior a 220 kV.

ARTIGO 17

Requisitos definidos pelo Gestor da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica e pelo Concessionário de Transporte

1. Sem prejuízo do disposto no Artigo 16 e dos requisitos constantes no presente Código, o Gestor da Rede Nacional de Transporte determina os requisitos adicionais, condições e especificações técnicas e funcionais e níveis de desempenho e disponibilidade dos sistemas de protecção, controlo e monitorização da REN ou com esta relacionados a serem observados pelos utilizadores da REN e pelos Concessionários de Produção, de Transporte ou de Distribuição na implementação dos seus equipamentos, sistemas, processos, procedimentos, garantias e capacitação das equipas, com vista à prossecução de um sistema integrado de adequada fiabilidade e desempenho.

2. Sem prejuízo do disposto no artigo 16 e dos requisitos constantes no presente Código, o Concessionário de Transporte dos equipamentos da REN ligados às instalações de utilização de energia eléctrica de outras entidades, e sujeito à aprovação do Gestor da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica, pode determinar requisitos técnicos adicionais, condições e especificações técnicas e funcionais e níveis de desempenho e de disponibilidade a serem observados pelos equipamentos e sistemas de protecção, controlo e monitorização implementados nestas instalações desde que os mesmos melhorem o desempenho global REN.

3. A responsabilidade de garantia da devida conformidade dos sistemas face às condições e requisitos referidos nos números anteriores do presente Artigo fica cometida, respectivamente, ao utilizador da REN ou Concessionário, responsável pela instalação, operação e manutenção dos equipamentos e sistemas implementados nas respectivas instalações, conforme se trate de instalações de utilizadores da REN ou de instalações de Concessionários de Produção, de Transporte ou de Distribuição.

4. Sem prejuízo dos termos e processos que cada utilizador da REN ou Concessionário entender utilizar para a garantia de conformidade, o Gestor da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica e, em articulação com este, o Concessionário de Transporte dos equipamentos da REN ligados às instalações de utilização de energia eléctrica de outras entidades podem definir a forma como a conformidade dos sistemas face aos requisitos referidos nos números anteriores deve ser adicionalmente verificada, a qual poderá incluir a emissão de certificados específicos passados por entidades qualificadas para o efeito e a realização de acções de inspecção e ensaios.

5. A responsabilidade pela realização das acções definidas no número anterior e que visam a demonstração da conformidade, aquando dos processos de ligação à REN pela primeira vez, de remodelação dos equipamentos e sistemas respectivos, ou decorrentes de acções correctivas requeridas na sequência de análise de incidentes, incumbe aos respectivos utilizadores da REN ou Concessionários, conforme se trate de instalações de utilizadores da REN ou de concessões de produção, transporte ou distribuição.

6. Para efeitos de concretização de funções de protecção primárias, o Gestor da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica e, em articulação com este, o Concessionário de Transporte de uma linha de transmissão da REN de ligação entre quaisquer instalações de utilização de energia eléctrica podem utilizar, ou definir como requisito a observar e na forma como considerarem tecnicamente mais eficaz e fiável, os meios de comunicação, designadamente a fibra óptica integrada nos cabos de guarda das respectivas linhas, sem prejuízo de outros serviços de telecomunicações que sejam complementarmente requeridos, ou para efeitos de materialização dos critérios de redundância expressos no presente Código. A possibilidade de utilização de parte da fibra óptica dos cabos de guarda das linhas da REN dedicadas em exclusividade para efeitos de protecção das mesmas não deve inviabilizar outros serviços críticos para a segurança e gestão da REN.

ARTIGO 18

Dados, Estudos e Planos de Coordenação de Protecções

1. Os estudos de coordenação de funções de protecção com vista à parametrização dessas mesmas funções e dos respectivos equipamentos constituintes dos sistemas de protecção onde aquelas são desempenhadas deverão ser realizados pela entidade que determine a sua necessidade de implementação, maxime o Gestor da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica, devendo emitir, na sequência daqueles, os convenientes Planos de Coordenação de Protecções.

2. A parametrização dos equipamentos e sistemas que desempenham as funções de protecção aludidas no número anterior, em conformidade com os Planos de Coordenação de Protecções, é cometida à entidade responsável pela instalação daqueles equipamentos e sistemas, no caso de novos painéis, ou pela operação e manutenção dos mesmos, no caso de painéis em serviço.

3. Para os efeitos previstos nos números anteriores, o Gestor da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica deverá manter actualizada uma base de dados com toda a informação relevante, quer dos equipamentos da REN, quer de outros com impacto nos estudos de simulação de equipamentos ou modelos equivalentes, os planos de coordenação de protecções emitidos e os registos que atestam a conformidade da parametrização dos sistemas de protecção da REN.

ARTIGO 19

Desempenho dos sistemas de protecção, controlo e monitorização

1. A dependabilidade das funções e dos sistemas de protecção da REN e das funções e dos sistemas de protecção das instalações de utilização de energia eléctrica ligadas à REN, no mesmo nível de tensão do ponto de ligação à REN deve ter como objectivo um valor não inferior a 99%.

2. A segurança das funções e dos sistemas de protecção da REN e das funções e dos sistemas de protecção das instalações de utilização de energia eléctrica ligadas à REN, no mesmo nível de tensão do ponto de ligação à REN deve ter como objectivo um valor que promova níveis de confiança mensuráveis tendencialmente em linha com os níveis de dependabilidade, atendendo, neste caso, aos níveis de redundância da própria REN.

3. O Gestor da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica fixa, anualmente, os níveis dos indicadores de desempenho referidos nos números anteriores, sem prejuízo de outros indicadores que entenda considerar para a análise do desempenho do sistema de protecção, controlo e monitorização.

4. Compete ao Gestor da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica definir o universo de indicadores, as respectivas fórmulas e processos de apuramento e os períodos de análise de observação de referência para o respectivo cálculo, os modelos e formatos dos registos e a sintaxe da designação dos mesmos, a forma de aquisição e suporte tecnológico dos referidos registos, (e.g. registos cronológicos de acontecimentos, registos de osciloperturbografia, lista de eventos internos de alguns equipamentos, entre outros), sincronização da informação e prazo da sua retenção em arquivo.

ARTIGO 20

Taxas de disponibilidade dos sistemas de protecção, controlo e monitorização

1. Todos os sistemas de protecção, controlo e monitorização que obedeçam a requisitos de criticidade elevada e cuja concepção obrigue a materialização de sistemas redundantes sem falhas de modo comum devem apresentar uma taxa de disponibilidade anual global total, ainda que alguns dos seus constituintes individualmente (ou constituintes dos sistemas conexos ao sistema de protecção que suportem funções ou serviços críticos para este) possam apresentar taxas inferiores, desde que não ocorram indisponibilidades simultâneas dos mesmos que possam implicar a perda integral das funções vistas como resultado do sistema que constituam, maxime as funções de protecção previstas para a eliminação dos defeitos em tempos e no modo de funcionamento de 1.º nível.

2. Sem prejuízo do disposto no número anterior, cada constituinte individual não deve apresentar uma taxa de disponibilidade anual inferior a 96%.

3. Os sistemas que não requerem redundância local devem apresentar uma taxa de disponibilidade anual superior a 97%. Caso se opte pela duplicação deste tipo de sistemas, a taxa referida decorre da disponibilidade efectiva das funções que desempenham independentemente em qual dos sistemas aquelas se encontram activas e operacionais.

4. Sem prejuízo das taxas de disponibilidade acima indicadas, nenhum sistema de protecção, seu constituinte ou constituinte de outros sistemas que desempenhem funções ou serviços associados às funções de protecção requeridas, deverá ter, por ano, mais do que três eventos que promovam indisponibilidade de funções de protecção com a mesma causa origem, sem que seja desencadeada uma investigação e constituído um processo de resolução específico e dedicado com relatório auditável enunciando as acções realizadas para a supressão da causa originadora dos referidos eventos, as medidas tomadas para evitar a reincidência dos mesmos ou mitigação das suas consequências, bem como as acções e o processo de controlo de verificação de conformidade e eficácia das referidas acções e medidas.

5. Para efeitos de contagem dos eventos mencionados no número anterior, considera-se que um evento de indisponibilidade é aquele que resulta num período ou numa sequência de períodos de indisponibilidade limitada independentemente da sua duração seguido de um período de, pelo menos, 24 horas sem que ocorra nova indisponibilidade originada pela mesma causa.

6. Não são contabilizados para o cálculo das taxas de disponibilidade ou dos eventos de indisponibilidade previstos no número anterior as seguintes indisponibilidades:

- a) As indisponibilidades programadas para efeitos de realização de acções previstas nos planos de manutenção, de acções de melhoria dos sistemas ou decorrente de solicitações do Gestor da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica, do Concessionário das linhas de ligação à REN ou de outras entidades com poder bastante para tal ou com interesse relevante para o Sistema Eléctrico Nacional, desde que não coloquem em risco desnecessário a segurança de pessoas e bens.
- b) As indisponibilidades dos sistemas que ocorram aquando das indisponibilidades dos equipamentos de rede respectivos e desde que não provocadas indevidamente por aqueles;
- c) As indisponibilidades que resultem de causa de força maior e que não pudessem ser evitadas, com razoabilidade, pelos utilizadores da REN ou Concessionários de Produção, de Transporte ou de Distribuição relevantes, conforme a responsabilidade que lhes esteja cometida.

CAPÍTULO III

Condições técnicas de ligação à Rede Eléctrica Nacional

ARTIGO 21

Condições técnicas particulares

1. O Gestor da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica, em coordenação com o Concessionário de Transporte, deve definir condições técnicas particulares de ligação à REN para cada ponto de ligação à REN, devendo disponibilizar essa informação a quem a solicite de forma a possibilitar os estudos na fase anterior à ligação e que constituirão um pré-registo de características e parâmetros.

2. Na fase de preparação do projecto da instalação e na fase prévia à sua ligação, o utilizador que pretende ligar-se à REN deve disponibilizar ao Gestor da Rede Nacional de Transporte os dados e informação técnica por este solicitado.

3. A título excepcional e sempre que isso signifique melhoria, havendo acordo entre o Gestor da Rede Nacional de Transporte e os utilizadores da REN, poderão ser aceites valores dos parâmetros diferentes dos estabelecidos no presente capítulo quando devidamente justificados.

ARTIGO 22

Prestação de informação

1. Na fase de preparação do projecto da instalação, o utilizador da REN deve facultar as características e elementos técnicos sobre a mesma, que permitam ao Concessionário de Transporte onde a sua instalação se irá ligar, realizar as análises de viabilidade que, em coordenação com o Gestor da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica, sejam necessárias. Todo o conjunto de características e informação técnica de base a solicitar aos utilizadores da REN que se pretendam ligar à REN estará sistematizado em documentos que serão facultados aos utilizadores da REN.

2. O utilizador que se pretende ligar à REN deve cumprir os requisitos funcionais e directivas técnicas estabelecidas pelo Concessionário de Transporte em coordenação com o Gestor da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica bem como as condições técnicas particulares de ligação necessárias à adequada integração da sua instalação no Sistema Eléctrico Nacional.

3. Na fase prévia à ligação da instalação à REN, e com uma antecedência mínima de seis meses relativamente à data de entrada em serviço, o utilizador que se pretende ligar à REN deve enviar ao Concessionário de Transporte as características específicas de projecto da instalação, dos equipamentos, sistemas de comando, controlo, protecção, medição e contagem. O utilizador que se pretende ligar à REN pode vir a ter de prestar informações complementares caso o Gestor da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica ou o Concessionário de Transporte em coordenação com este considerem necessário.

4. O utilizador que pretende ligar-se à REN deve ainda indicar as características e parâmetros sujeitos a revisão condicionada pelos ensaios prévios à efectivação da ligação à Rede ou pelos ensaios de comissionamento.

ARTIGO 23

Contrato de ligação à REN

1. Os utilizadores que pretendam efectuar uma ligação à REN devem celebrar, com o Concessionário de Transporte ao qual a sua instalação se irá ligar, um contrato de ligação à REN, e submeter para aprovação do Gestor da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica.

2. No contrato de ligação à REN devem constar as disposições que regem o relacionamento entre o utilizador da REN e o Concessionário de Transporte, nomeadamente as seguintes informações:

- a) Identificação das partes;
- b) Início do contrato;
- c) As condições para suspensão e cessação do contrato;
- d) Informação técnica;
- e) Acessibilidade à instalação;
- f) Regras aplicáveis na fase de ensaios de funcionamento, desde o primeiro paralelo com a Rede até à entrada em serviço industrial;
- g) Fornecimento de serviços de sistema (quando aplicável);

h) Informação em tempo real;

i) Sistema de medição;

j) Ensaios periódicos, manutenção e outros procedimentos de natureza técnica;

k) Danos, responsabilidades e cauções;

l) Obrigação de actualização da informação.

3. Devem também constar do documento os seguintes anexos:

a) Condições técnicas particulares de ligação;

b) Declarações ou demonstrações de conformidade quando exigíveis;

c) Outros documentos considerados relevantes.

4. O contrato de ligação à REN deve ser elaborado submetendo-se às regras constantes da legislação e regulamentos em vigor.

5. Os utilizadores que se pretendam ligar à REN serão sujeitos a um tarifário estabelecido no Regulamento de Relações Comerciais de Ligação à Rede Eléctrica Nacional, o qual define os encargos que permitam assegurar o bom funcionamento da Rede Eléctrica Nacional, em termos da sua segurança, estabilidade, operação e qualidade de serviço, garantindo que todas as ligações sejam efectuadas em condições técnicas e económicas adequadas. Entre estes encargos salientam-se os associados à ligação à Rede e à necessidade do seu eventual reforço, aos sistemas de protecção e esquemas especiais de protecção, às resistências de frenagem, aos sistemas estáticos de compensação dinâmica de reactiva, aos sistemas de telecomunicações, aos sistemas de medição e telecontagem, aos sistemas autónomos de alimentação (em corrente contínua e em corrente alternada), ao Despacho Nacional e aos Serviços Complementares de Sistema.

6. O Gestor da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica deverá disponibilizar a minuta do contrato de ligação à REN a todos os interessados.

ARTIGO 24

Condições técnicas gerais de medição e contagem de energia

1. A medição de energia eléctrica é efectuada nos pontos de ligação entre a REN e outras redes ou entidades, nomeadamente nos seguintes pontos fronteira:

- a) Ligações das instalações de produtores à REN;
- b) Ligações entre instalações de Concessionários de Transporte;
- c) Ligações entre a REN e as redes fora do território nacional;
- d) Ligações da REN à Rede de Distribuição;
- e) Ligações das instalações de consumidores à REN.

2. A medição é realizada por sistemas de medição, que são constituídos essencialmente por transformadores de medida (tensão e corrente), por contadores de energia eléctrica activa e reactiva e os equipamentos e acessórios necessários à telecontagem, designando-se também por unidades remotas de telecontagem (URT), que devem ter características adequadas, nomeadamente protocolos de comunicação que permitam a integração com a unidade central de telecontagem (UCT) do Gestor da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica.

3. Os sistemas de medição, nomeadamente os contadores e as URT, devem permitir a parametrização dos períodos e ciclos horários e tarifários previstos e dispor de tabelas parametrizáveis de feriados, fixos e móveis. Devem ainda disponibilizar localmente através do mostrador o acesso à informação das variáveis relevantes para a facturação.

4. Os contadores devem ser do tipo estático, trifásicos e bidireccionais, com três elementos de medição, e com classe de

exactidão mínima de 0,2 (energia activa) e 0,5 (energia reactiva) e dispor ainda das seguintes características:

- a) Medição de energia activa nos 2 sentidos, com discriminação da energia reactiva nos 4 quadrantes;
- b) Possibilidade de parametrização das relações de transformação dos transformadores de medição a que estejam ligados, para que a leitura seja directa;
- c) Possibilidade de parametrização da data de fecho automático do período de facturação, mensal ou outra;
- d) Possibilidade de parametrização do período de integração, unidade de medida e sua resolução.
- e) Calendário e relógio interno de tempo real, sincronizável local ou remotamente, possibilitando as comutações tarifárias, e a datação da curva de carga e produção e registo de eventos;
- f) Memória não volátil, do tipo circular onde sejam guardados, os valores acumulados dos últimos períodos de facturação, os diagramas de carga e registos de eventos;
- g) Possibilidade de selagem no ponto de acesso à programação e no acesso aos terminais;
- h) Possibilidade de ligação aos transformadores de medida por intermédio de tomadas de corrente e tensão auto-curtocircuitáveis;
- i) Para além destas características, os contadores podem ainda incluir características que permitam a integração com outros sistemas locais de aquisição e ou controlo, nomeadamente:
- j) Emissores de impulsos de medição de energia eléctrica;
- k) Contactos livres de potencial para sinais de tarifas em curso e período de integração.

5. Os transformadores de medição devem ter a classe de exactidão mínima de 0.2, devendo os transformadores de corrente ser dedicados ou em alternativa ter núcleos dedicados exclusivamente à função contagem de energia. De forma a garantir que não sejam excedidos os erros definidos para a respectiva classe de exactidão, a potência de exactidão dos enrolamentos de contagem e o dimensionamento dos respectivos circuitos devem ser tais que a carga do enrolamento esteja compreendida entre 25% e 100% da potência de exactidão.

6. A comunicação remota para telecontagem efectua-se através de canal dedicado à função telecontagem (rede fixa comutada ou Ethernet através de protocolo IP), através da Rede de Telecomunicações de Segurança (RTS) da REN. Sem prejuízo desta disposição a REN e o detentor da instalação podem avaliar meios de comunicações alternativos que sejam economicamente mais vantajosos, nomeadamente:

- a) Canal de comunicação de operador de rede telefónica fixa;
- b) Canal de comunicação de operador da rede de telefone móvel;
- c) Ligações por rádio frequência;

7. Devem ser realizadas verificações periódicas aos contadores por laboratórios acreditados, que verifiquem a sua adequabilidade metrológica de acordo com a norma para a sua classe de exactidão. Sempre que exista uma suspeita sobre o funcionamento de um contador podem ser realizadas verificações extraordinárias. Os custos com as verificações periódicas são do respectivo proprietário do equipamento.

8. O Gestor da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica e os Concessionários de Transporte têm direito ao livre acesso aos locais das instalações dos utilizadores ligados à REN

onde estão instalados os seus sistemas de medição e contagem de energia e de registo e transmissão de dados, para efeitos de leitura, de manutenção e conservação e verificação da conformidade metrológica ou substituição destes.

9. O livre acesso só pode ser exercido dentro do período de funcionamento das instalações dos utilizadores ligados à REN ou em horário a combinar no caso das que não laboram diariamente ou laboram em regime abandonado.

SECÇÃO I

Ligação de instalações de Produção

ARTIGO 25

Requisitos técnicos de geradores com ligação síncrona à Rede – Geral

1. As condições técnicas particulares de ligação à REN definidas pelo Gestor da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica têm por base os critérios técnicos definidos nos «Critérios de planeamento e de desenvolvimento da REN», bem como os requisitos e directivas técnicas relativas aos sistemas de protecção, controlo, medida e contagem, telecomunicações e serviços complementares de sistema.

2. O Gestor da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica poderá, desde que devidamente fundamentado e com aprovação da Entidade Competente, acrescentar outros requisitos técnicos bem como indicar alterações pontuais aos dispostos no presente Artigo tendo em vista o benefício sob o ponto de vista da segurança e da fiabilidade do funcionamento do Sistema Eléctrico Nacional.

3. O Gestor da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica, na sua função de gestão técnica global do Sistema, poderá solicitar que determinados grupos geradores possuam a capacidade de “arranque autónomo” (*‘black-start’*).

4. Os grupos que não disponham da capacidade de arranque autónomo deverão estar habilitados para funcionar em “ilha”.

5. Uma central e os seus grupos geradores devem ser desenhados, mantidos e operados por forma a minimizar o risco de disparo de mais do que um grupo gerador, por causas comuns, numa janela de tempo inferior a uma hora.

6. Os grupos geradores que tenham declarado a capacidade de arranque autónomo deverão demonstrá-la através da realização de testes definidos pelo Gestor da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica.

7. O Gestor da Rede Nacional de Transporte poderá acordar com o produtor a capacidade dos grupos geradores arrancarem automaticamente, num intervalo de tempo inferior a 10 minutos, perante situações de frequência baixa. Os níveis de frequência nos quais os arranques ocorrerão serão definidos pelo Gestor da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica, dentro do intervalo de frequências compreendidas entre os 49 e 50 Hz.

ARTIGO 26

Requisitos técnicos de geradores com ligação síncrona à Rede - Gerador

1. Todos os grupos geradores abrangidos pelo presente Artigo devem ser dotados de um estabilizador de potência (*Power System Stabilizer — PSS*), através da inclusão da função PSS no regulador automático de tensão do grupo (RAT), de forma a assegurar uma rápida estabilização do comportamento dinâmico do sistema de energia. A não inclusão desta função só será possível por indicação expressa do Gestor da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica.

2. Os requisitos relativos à regulação de tensão transformador mais alternador devem fazer parte das condições técnicas

particulares de ligação à REN, contemplando quer a capacidade de regulação de tensão aos terminais do alternador à carga nominal para qualquer temperatura ambiente e factor de potência quer a capacidade de regulação de tensão do transformador de grupo. Devem também cobrir as situações de exploração mais exigentes e a possibilidade de se efectuar o paralelo com a Rede.

3. Os grupos geradores devem ter permanentemente ligados os reguladores automáticos de tensão (RAT), devendo os RAT fornecer um controlo de tensão constante, à saída do grupo gerador, em todo o intervalo de operação do grupo.

4. Cada grupo gerador síncrono deve ser capaz de funcionamento estável, em qualquer ponto da sua característica P-Q, com uma tensão do lado da alta tensão definida pelas condições técnicas particulares de ligação à REN. Deve ainda garantir um funcionamento à potência activa máxima para factores de potência compreendidos, no mínimo, entre 1 a 0,85 (indutivo) e de 1 a 0,95 (capacitivo).

5. Os grupos geradores devem ser capazes de fornecer a sua potência nominal na faixa de frequência entre 48,5 Hz e 51,5 Hz, devendo ser possível fazer o paralelo dos grupos, pelo menos manualmente, entre 48 Hz e 51,5 Hz.

6. O mínimo técnico dos grupos geradores não deve ser superior a 40% da respectiva potência nominal.

7. Os grupos geradores devem permitir uma regulação primária na banda de, pelo menos, 5% da potência nominal em torno de cada ponto de funcionamento estável.

8. O estatismo dos grupos deve ser ajustável entre valores limite, nos quais se inclua o intervalo de 3% a 5%. A banda de insensibilidade dos reguladores dos grupos deve ser a mais pequena possível e, em todos os casos, inferior a ± 36 mHz.

9. Os grupos previstos para telerregulação devem ser capazes de variar continuamente a sua potência numa banda dentro da sua gama de potência de funcionamento e para além da banda disponível para regulação primária:

- a) Para os grupos térmicos esta banda de regulação deve ser de, pelo menos, 10% da sua potência nominal.
- b) Para os grupos hídricos esta banda de regulação deve ser de, pelo menos, 30% da potência nominal.

10. Devem também fazer parte integrante das condições técnicas particulares de ligação à REN as gamas de valores para a reactância transitória ($X'd$) do gerador, para constante de inércia (H) do conjunto turbina(s) mais alternador e ainda para reactância de curto-circuito e dos níveis de isolamento do transformador de grupo.

11. Os grupos geradores devem estar preparados para suportar perturbações sem saírem do paralelo nas seguintes condições:

- a) Desvios de frequência entre 47,5 Hz e 51,5 Hz;
- b) Componente inversa da corrente até 5% da corrente nominal;
- c) Tensões aos terminais do transformador de grupo do lado da REN no intervalo de 90% a 115% da tensão nominal.
- d) Curto-circuitos na Rede, com tensão nula aos terminais do transformador de grupo do lado da REN, com duração de eliminação até 150 ms. O Gestor da Rede Nacional de Transporte deverá definir, em coerência com este tempo de 150 ms, os tempos a garantir para curto-circuitos que originem tensões aos terminais do transformador de grupo do lado da REN superiores a 0% e inferiores a 90% da tensão nominal.

ARTIGO 27

Requisitos técnicos de geradores com ligação síncrona à Rede - Transformador

Os transformadores elevadores dos grupos geradores devem ser, quanto aos seus enrolamentos principais, estrela (do lado da Rede) e triângulo (do lado da instalação de produção), sendo o neutro do enrolamento em estrela ligado rigidamente à terra. No entanto, os transformadores elevadores de grupos geradores devem ser dimensionados de modo que a ligação do seu neutro à terra possa ser especificada através de uma impedância limitadora, por indicação do Gestor da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica.

ARTIGO 28

Requisitos técnicos de geradores com ligação assíncrona à Rede ou com ligação através de dispositivos de electrónica de potência-Geral

1. As condições técnicas particulares de ligação à REN definidas pelo Gestor da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica devem ter por base os critérios técnicos definidos nos «Critérios de planeamento e de desenvolvimento da REN», bem como os requisitos e directivas técnicas relativas aos sistemas de protecção, controlo, medida e contagem e telecomunicações.

2. O Gestor da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica poderá, desde que devidamente fundamentado e com aprovação da Entidade Competente, acrescentar outros requisitos técnicos bem como indicar alterações pontuais aos dispostos no presente Artigo tendo em vista o benefício sob o ponto de vista da segurança, da estabilidade e da fiabilidade do funcionamento do Sistema Eléctrico Nacional.

ARTIGO 29

Requisitos técnicos de instalações de produção com ligação assíncrona à Rede ou com ligação através de dispositivos de electrónica de potência - Geração

1. As instalações de produção com ligação assíncrona à Rede ou com ligação através de dispositivos de electrónica de potência devem fornecer, em regime normal de funcionamento, uma quantidade de energia reactiva, em função da energia activa produzida, a definir pelo Gestor da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica tendo em conta as necessidades da REN.

2. As instalações de produção com ligação assíncrona à Rede ou com ligação através de dispositivos de electrónica de potência devem suportar perturbações, sem se desligarem da Rede, nas seguintes condições:

- a) Desvios de frequência entre 47,5 Hz e 51,5 Hz;
- b) Componente inversa da corrente, até 5% da corrente nominal.
- c) Tensão no enrolamento do lado da Rede do transformador de interligação, da instalação de produção no intervalo de 90% a 115% da tensão nominal.

3. As instalações de produção abrangidas pelo presente artigo devem permanecer ligadas à rede para cavar de tensão decorrentes de defeitos trifásicos, bifásicos ou monofásicos sempre que a tensão, no enrolamento do lado da Rede do transformador de interligação da instalação de produção, esteja acima da curva apresentada na Figura 1 cuja parametrização relativamente aos

pontos (U1,0), (U1,T1), (U2,T2) e (U3,T3) deverá ser definida pelo Gestor da Rede Nacional de Transporte tendo como base a gama de valores seguinte:

- $0 < U1 \leq 0,2$ p.u. e $0,15 \text{ s} < T1 \leq 0,25 \text{ s}$
- $0,2 \text{ p.u.} < U2 \leq 0,85 \text{ p.u.}$ e $0,25 \text{ s} < T2 \leq 1,5 \text{ s}$
- $0,85 \text{ p.u.} < U3 \leq 0,9 \text{ p.u.}$ e $1,5 \text{ s} < T3 \leq 10 \text{ s}$

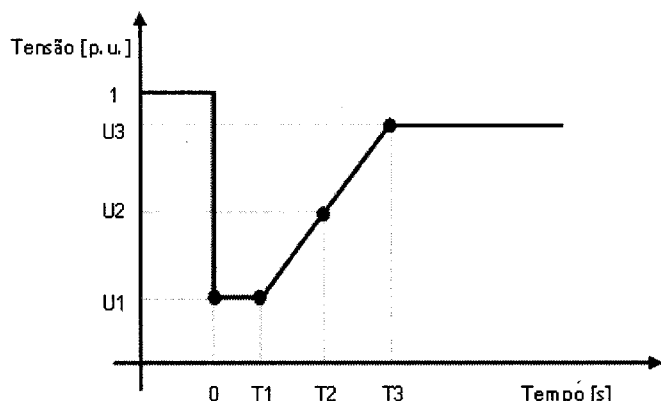


Figura 1 – Curva tensão-tempo da capacidade exigida às instalações de produção para suportarem cavas de tensão

Após a eliminação do defeito e início da recuperação da tensão, no enrolamento do lado da Rede do transformador de interligação da instalação de produção, a potência activa produzida deve recuperar de acordo com uma taxa de crescimento por segundo a definir pelo Gestor da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica mas não inferior a 5 % da sua potência nominal.

4. Por razões de segurança e estabilidade da REN, o Gestor da Rede Nacional de Transporte poderá, na definição da curva referida no número anterior ter em conta a potência do centro electroprodutor e o nível de tensão a que este se vai ligar à Rede.

5. As instalações de produção devem fornecer de acordo com as suas possibilidades técnicas a máxima corrente reactiva durante cavas de tensão, salvo indicações em contrário do Gestor da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica, proporcionando desta forma suporte para a tensão na Rede. Esta produção de corrente reactiva durante afundamentos de tensão pelas instalações de produção deve iniciar-se com o menor atraso possível.

ARTIGO 30

Requisitos técnicos de instalações de produção com ligação assíncrona à Rede ou com ligação através de dispositivos de electrónica de potência – Transformador

Os transformadores de interligação de instalações de produção abrangidas no âmbito do presente Artigo devem ser, quanto aos seus enrolamentos principais, estrela (do lado da Rede) e triângulo (do lado da instalação de produção), sendo o neutro do enrolamento em estrela ligado rigidamente à terra. No entanto, por indicação do Gestor da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica, os transformadores de interligação das instalações de produção podem ter de ser dimensionados de modo que a ligação do seu neutro à terra possa ser efectuada através de uma impedância limitadora.

ARTIGO 31

Sistemas de protecção na produção

1. Os utilizadores da REN devem observar as disposições constantes do presente Código e os requisitos e condições e especificações particulares de ligação a definir pelo Gestor da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica e, em articulação com este, pelo Concessionário de Transporte dos equipamentos da REN de ligação da instalação de produção à REN.

2. Sem prejuízo dos requisitos, condições e especificações determinados no presente Código, os definidos pelo Gestor

da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica e, em articulação com este, os definidos pelo Concessionário de Transporte dos equipamentos da REN de ligação da instalação de produção à REN, o utilizador da REN é integralmente responsável pela protecção de pessoas à luz da legislação vigente e dos seus próprios equipamentos e instalações de utilização de energia eléctrica.

3. Os utilizadores da REN devem respeitar os critérios condicionantes do Plano de Coordenação de Protecções referido no Artigo 18 para a determinação das parametrizações e regulações que estão obrigados a implementar nos equipamentos de sua propriedade ou sob sua responsabilidade, bem como outros requisitos de concepção, nomeadamente a necessidade de teleprotecção, teledisparo e/ou canais de transmissão adequados às funções de protecção, controlo e monitorização que deles necessitem.

4. Para efeitos de realização dos estudos necessários para o estabelecimento dos Planos de Coordenação de Protecções, os utilizadores da REN devem fornecer os dados e informação indispensáveis com o detalhe e em tempo útil definidos pelo Gestor da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica.

ARTIGO 32

Aquisição de medidas, estados, alarmes e emissão de telecomandos na produção

1. O Gestor da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica, para o cumprimento das suas obrigações no âmbito da gestão técnica global do sistema, tem de receber, em tempo real, um conjunto de informações provenientes das instalações que constituem o Sistema Eléctrico Nacional, nomeadamente de medidas, de estados de órgãos de manobra e de alarmes.

2. Na fase de projecto e execução, o Gestor da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica deverá apresentar ao utilizador que pretende ligar-se à REN as condições técnicas particulares de ligação necessárias à adequada integração da sua instalação no Sistema Eléctrico Nacional, as quais detalharão as informações e facilidades de telecomando requeridas pelo Gestor da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica, que deverão ser suportadas numa infra-estrutura local da propriedade dessa entidade.

3. Sem prejuízo da procura de soluções técnica e economicamente adequadas, conjuntamente pelo Gestor da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica e pelo utilizador que pretende ligar-se à REN, este último está obrigado a fornecer as informações e facilidades de telecomando requeridas pelo Gestor da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica, como condição necessária para o estabelecimento da ligação à REN.

ARTIGO 33

Medição e contagem de energia na produção

1. O fornecimento e instalação de equipamentos de medição, designadamente: transformadores de medida, contadores de energia eléctrica activa e reactiva e os equipamentos e acessórios necessários à telecontagem, devem ser fornecidos e instalados, pelos produtores no respectivo ponto de ligação à Rede.

2. Para efeitos de dupla medição ou verificação, o Concessionário de Transporte, pode instalar por sua iniciativa um segundo equipamento, desde que as características desse equipamento sejam idênticas ou superiores às do equipamento do Produtor. Cada instalação de produção deve ter um sistema de medição constituído no mínimo por um contador por gerador, no nível de tensão de ligação à REN ou em alternativa por ponto de ligação à REN, designando-se por contador de emissão. De acordo com as características técnicas da instalação de produção e modelos

comerciais instituídos pode haver necessidade de instalação de contadores noutros pontos de medição, tais como alimentação a serviços auxiliares, compensação síncrona e bombagem.

3. Cada instalação de produção deve ter pelo menos um armário de telecontagem de uso exclusivo para instalação do sistema de medição devendo, para tal ser instalados em compartimento ventilado, bem iluminado e com dimensões que permitam a movimentação de pessoas para verificações e ensaios. Os armários de telecontagem bem como cada contador devem possuir uma identificação inequívoca do ponto de contagem.

4. Os encargos com a manutenção e aluguer dos meios de comunicação para a telecontagem são da responsabilidade do produtor.

5. Antecipadamente à colocação em serviço dos sistemas de medição, os produtores devem obter junto do Gestor da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica, os requisitos de parametrização e comissionamento do novo sistema de medição. Durante o processo de comissionamento devem ser realizados ensaios de comunicações com o Gestor da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica que testem as parametrizações e a respectiva compatibilidade entre a URT do produtor e a UCT. Previamente à colocação em serviço do sistema devem ser realizados ensaios de conformidade por laboratórios acreditados que certifiquem o correcto funcionamento do sistema de medição.

ARTIGO 34

Telecomunicações na Produção

1. O Gestor da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica deve dispor de uma rede de telecomunicações de segurança (RTS) para garantir a transmissão fiável de sinais entre as instalações que constituem o Sistema Eléctrico Nacional e os seus sistemas informáticos centrais, utilizados no âmbito da gestão técnica global do sistema, e ainda para garantir a comunicação por voz entre as instalações que constituem o Sistema Eléctrico Nacional.

2. Sem prejuízo da procura de soluções técnica e economicamente adequadas, a responsabilidade pela instalação, a operação e a manutenção das infra-estruturas de telecomunicações necessárias à transmissão das informações e facilidades de telecomando requeridas pelo Gestor da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica, no caso de produtores ligados à REN, é:

- a) Do produtor, desde a instalação de produção até ao ponto de ligação à REN;
- b) Do Concessionário de Transporte, a partir do ponto de ligação à REN.

3. Na fase de projecto, o Concessionário de Transporte em articulação com o Gestor da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica deverá apresentar ao utilizador que pretende ligar-se à REN os requisitos dos sistemas de telecomunicações necessários para assegurar a fiabilidade e a compatibilidade com a rede de telecomunicações de segurança (RTS) do Gestor da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica.

4. As condições de instalação, de operação e de manutenção das infra-estruturas de telecomunicações necessárias à transmissão de informações e de comunicações entre a REN e a Rede de Distribuição são estabelecidas entre o Gestor da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica e o Gestor da Rede de Distribuição em protocolos específicos, se necessário.

5. Ligação entre Centros de Controlo ou de Despacho:

- a) Nos casos em que um produtor seja responsável por várias instalações ligadas à REN e disponha de um centro remoto para essas instalações onde estejam disponíveis as informações bem como das facilidades de telecomando de que o Gestor da Rede Nacional

de Transporte de Energia Eléctrica necessita, pode, por mútuo acordo, estabelecer-se um circuito de transmissão de dados entre esse centro e os sistemas informáticos do Gestor da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica.

- b) No caso previsto na alínea anterior, a responsabilidade pela instalação da infra-estrutura de telecomunicações é dividida em partes iguais entre o Gestor da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica e a referida entidade. A propriedade e a correspondente responsabilidade pela operação e manutenção dessa infra-estrutura serão objecto de acordo entre essa entidade o Gestor da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica.
- c) As condições de ligação entre Centros de Controlo ou de Despacho da REN e da Rede de Distribuição serão estabelecidas por acordo entre o Gestor da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica e o Gestor da Rede de Distribuição.

ARTIGO 35

Modelos de simulação

O Gestor da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica poderá solicitar, para efeitos de realização de estudos a nível de planeamento e operação da REN, modelos de simulação que permitam representar o funcionamento das instalações de produção tanto em regime permanente como em regime dinâmico. Esta solicitação deve incluir ainda a indicação do formato no qual os modelos deverão ser fornecidos bem como a sua documentação de suporte.

SECÇÃO II

Ligação de redes de Distribuição e de consumidores

ARTIGO 36

Sistemas de protecção na Distribuição e nos consumidores

1. Os utilizadores da REN e os Concessionários de Distribuição devem observar as disposições constantes do presente Código e os requisitos e condições e especificações particulares de ligação a definir pelo Gestor da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica e, em articulação com este, pelo Concessionário de Transporte dos equipamentos da REN de ligação, à REN, das respectivas instalações de utilização de energia eléctrica dos utilizadores da REN ou dos Concessionários de Distribuição.

2. Sem prejuízo dos requisitos, condições e especificações determinados no presente Código, os definidos pelo Gestor da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica e, em articulação com este, os definidos pelo Concessionário de Transporte dos equipamentos da REN de ligação, à REN, das respectivas instalações de utilização de energia eléctrica dos utilizadores da REN ou dos Concessionários de Distribuição, o utilizador da REN e o Concessionário de Distribuição respectivo é integralmente responsável pela protecção de pessoas à luz da legislação vigente e dos seus próprios equipamentos e instalações de utilização de energia eléctrica.

3. Para os efeitos do disposto no número anterior, os respectivos utilizadores da REN e Concessionários de Distribuição devem definir as funções de protecção e níveis de redundância necessários a implementar nos painéis de protecções dos Concessionários de Transporte na ligação das instalações daqueles à REN.

4. Os utilizadores da REN ou os Concessionários de Distribuição respectivos devem respeitar os critérios condicionantes de actuação operacional das funções de protecção implementadas ou a implementar para a protecção da REN e a definir pelo Gestor da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica, como

critérios operacionais mínimos perante defeitos com origem em equipamentos, externos à REN, das instalações dos utilizadores da REN ou dos Concessionários de Distribuição, na elaboração dos estudos de coordenação de protecções a que ficam obrigados a realizar.

5. Os utilizadores da REN e os Concessionários de Distribuição respectivos devem propor um Plano de Coordenação de Protecções a ser implementado nos painéis de protecções dos respectivos Concessionários de Transporte, na ligação das instalações daqueles à REN. Estes planos são analisados pelo respectivo Concessionário de Transporte e deve ser alvo de aprovação por este no que aos critérios condicionantes de actuação operacional referidos supra diz respeito.

6. Os casos de discordância entre os utilizadores da REN ou Concessionários de Distribuição e os respectivos Concessionários de Transporte devem ser alvo de arbitragem pelo Gestor da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica após solicitação por qualquer uma das referidas partes.

ARTIGO 37

Aquisição de medidas, estados, alarmes e emissão de telecomandos na Distribuição e nos consumidores

As ligações de redes de distribuição e de consumidores à REN ficam sujeitas às mesmas disposições previstas no Artigo 32.

ARTIGO 38

Medição e contagem de energia na distribuição e nos consumidores

1. O fornecimento e instalação de equipamentos de medição, que podem incluir transformadores de medida, designadamente os contadores de energia eléctrica activa e reactiva e os equipamentos e acessórios necessários à telecontagem, devem ser fornecidos e instalados:

- a) Pela REN, nos pontos de ligação à Rede de Distribuição e a outras Redes de Transporte fora do território nacional;
- b) Pelas Redes de Transporte que constituem a REN, nos pontos de ligação entre si;
- c) Pela REN, nos pontos de ligação dos clientes fisicamente ligados à Rede;
- d) Para efeitos de dupla medição ou verificação, a outra entidade pode instalar por sua iniciativa um segundo equipamento, desde que as características desse equipamento sejam idênticas ou superiores às do equipamento da REN.

2. Em cada subestação de ligação à Rede Distribuição e/ou a outras Redes de Transporte, deve existir um sistema de medição constituído no mínimo por um contador por ponto de ligação no respectivo nível de tensão de ligação.

3. Nas instalações de consumidores ligados fisicamente à REN, deve existir um sistema de medição constituído no mínimo por um contador por ligação à REN, no nível de tensão de ligação.

4. Em cada instalação deve existir, pelo menos, um armário de telecontagem de uso exclusivo para instalação do sistema de medição. Esse armário deve ser instalado em compartimento ventilado, bem iluminado e com dimensões que permitam a movimentação de pessoas para verificações e ensaios. Nas instalações de consumidores a reserva de espaço para a instalação do armário e o seu fornecimento é da responsabilidade do consumidor, devendo para tal obter junto do Gestor da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica as características e dimensões. Os armários de telecontagem bem como cada contador devem possuir uma identificação inequívoca do ponto de contagem.

5. Os encargos com a manutenção e aluguer dos meios de comunicação para a telecontagem são da responsabilidade do respectivo Concessionário de Transporte.

6. Previamente à colocação em serviço do sistema, o Gestor da Rede Nacional de Transporte deve garantir a realização de ensaios de conformidade por laboratórios acreditados que certifiquem o correcto funcionamento do sistema de medição.

ARTIGO 39

Telecomunicações na distribuição e nos consumidores

1. O Gestor da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica deve utilizar uma rede de telecomunicações de segurança (RTS), quer para transmissão de fonia (diálogo entre instalações), quer para transmissão de medidas, dados e telecomandos.

2. O disposto na alínea anterior não prejudica a utilização de outros meios de comunicação e de transmissão de dados.

ARTIGO 40

Factor de potência

Os Concessionários de Distribuição e os consumidores finais ligados à REN devem tomar as medidas necessárias para garantir que o factor de potência no ponto de fornecimento é em todos os momentos igual ou superior a 0,9 indutivo, salvo acordo em contrário a estabelecer com o Concessionário de Transporte em articulação com o Gestor da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica.

SECÇÃO III

Controlo e operações

ARTIGO 41

Gestão técnica global do sistema

O Gestor da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica, na sua função de gestão técnica global do Sistema, deve proceder à coordenação sistémica das instalações que constituem o Sistema Eléctrico Nacional e à gestão dos serviços de sistema, por forma a assegurar o seu funcionamento integrado e harmonizado a segurança e a continuidade do abastecimento de energia eléctrica, competindo-lhe:

- a) A coordenação do funcionamento da REN, incluindo a gestão das interligações em MAT e AT e dos pontos de entrega de energia eléctrica à Rede de Distribuição e a clientes ligados directamente à REN, observando os níveis de segurança e de qualidade de serviço estabelecidos.
- b) Coordenação das indisponibilidades dos grandes centros electroprodutores e monitorização das cotas das grandes albufeiras, podendo, nos casos em que a garantia de abastecimento esteja em causa, alterar os planos de indisponibilidade dos centros electroprodutores e propor reservas mínimas para as albufeiras e verificar o seu cumprimento.
- c) A verificação técnica da operação do Sistema Eléctrico Nacional, tendo em conta os programas de produção e de consumo previstos.
- d) Gestão das interligações, nomeadamente a determinação da capacidade de interligação disponível para fins comerciais e a resolução de congestionamentos, nos termos dos mecanismos de gestão conjunta da interligação que venham a ser estabelecidos com os países vizinhos.
- e) Previsão da utilização dos equipamentos de produção e do nível das reservas hidroeléctricas necessários à garantia de segurança de abastecimento e à segurança da operação no curto e no médio prazo.

- f) Identificação das necessidades de serviços de sistema.
- g) Gestão dos serviços de sistema necessários ao equilíbrio entre produção e consumo e à operação em segurança do Sistema Eléctrico.

ARTIGO 42

Manual de Procedimentos da gestão técnica global do Sistema

1. Considerando o disposto no presente Código e no “Regulamento de Despacho”, o Manual de Procedimentos da gestão técnica global do Sistema estabelece as regras relativas, designadamente, às seguintes matérias:

- a) Critérios de segurança e de funcionamento do Sistema Eléctrico Nacional
- b) Programação e verificação técnica da programação;
- c) Comunicação de instruções de despacho e respectivo conteúdo;
- d) Comunicação de declarações de disponibilidade e respectivo conteúdo;
- e) Pedidos de ensaios e de regimes especiais de exploração;
- f) Actuação em caso de alteração da frequência;
- g) Actuação em caso de alteração do estado de funcionamento dos grupos;
- h) Comunicação entre o Gestor da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica, na sua função de gestão técnica global do Sistema e os produtores;
- i) Comunicação entre o Gestor da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica, na sua função de gestão técnica global do Sistema, e os Concessionários de Transporte, Gestor da Rede de Distribuição e utilizadores da Rede;
- j) Gestão das interligações;
- k) Identificação das necessidades, gestão e contratação de serviços de sistema;
- l) Planos de reposição do serviço;
- m) Actuação durante situações excepcionais ou de emergência;
- n) Planos de deslastre de cargas;
- o) Gestão de cargas;
- p) Caracterização das situações de carência de energia eléctrica ou de potência;
- q) Descrição dos procedimentos associados à recolha, registo e divulgação da informação;
- r) Verificação da garantia de abastecimento e da segurança da operação no curto e médio prazo.

2. O Gestor da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica submeterá a aprovação da Entidade Competente, por sua iniciativa ou precedendo solicitação desta, propostas de alteração do Manual de Procedimentos da gestão técnica global do Sistema.

3. As entidades abrangidas pela aplicação do presente Código devem cumprir as disposições estabelecidas no Manual de Procedimentos da gestão técnica global do Sistema, designadamente prestando a este toda a informação com impacto na exploração do sistema e na coordenação de indisponibilidades.

ARTIGO 43

Instalações para a gestão da Rede

1. O Gestor da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica deve dispor de sistemas informáticos e de telecomunicações que assegurem a aquisição e processamento de dados das instalações que compõem o Sistema Eléctrico Nacional, os quais permitem realizar a coordenação sistémica das instalações do referido sistema e a operação remota das instalações da REN.

2. O Gestor da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica e demais intervenientes do Sistema Eléctrico Nacional deverão assegurar a comunicação entre si das informações necessárias ao controlo e operação das instalações que compõem o referido sistema.

ARTIGO 44

Programação de trabalhos

1. Quando um Concessionário ou utilizador da REN necessitar de realizar trabalhos na sua instalação que possam ter reflexos nessa rede deverá, antecipadamente, informar do facto o Gestor da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica. Esta informação deverá incluir a descrição do trabalho e as suas implicações para a operação, com identificação das partes afectadas e da situação em que terão de ser colocadas (condicionamento de geração, indisponibilidade de geração, indisponibilidade de elemento da rede, regime especial de exploração ou regime de ensaios)

2. O Gestor da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica, no âmbito das suas competências, dará aprovação aos termos finais em que o trabalho poderá ser realizado.

3. As condições da programação e da realização de trabalhos na REN ou na Rede de Distribuição com reflexos na entrega de energia eléctrica nos pontos de ligação entre aquelas redes são acordadas entre o Gestor da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica e o Gestor da Rede de Distribuição nos Protocolos de Operação e Condução previstos no artigo 50.

ARTIGO 45

Plano anual de indisponibilidades

1. Os Concessionários e utilizadores da REN e o Gestor da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica devem acordar entre si um plano anual de indisponibilidades para acções de manutenção ou outras de modo a reduzir ao mínimo as indisponibilidades dos elementos da Rede.

2. As condições de elaboração e de execução do plano anual de indisponibilidades da REN ou da Rede de Distribuição com reflexos na entrega de energia eléctrica nos pontos de ligação entre aquelas redes constam dos Protocolos de Operação e Condução previstos no artigo 50.

ARTIGO 46

Execução de manobras em regime normal ou regime de incidente

1. Quando o Concessionário ou utilizador da REN necessitar de realizar manobras na sua instalação com reflexos na REN deverá estabelecer contacto com o Gestor da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica de modo a garantir a necessária coordenação das mesmas. O Gestor da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica actuará de forma recíproca.

2. Os Concessionários ou utilizadores da REN e o Gestor da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica devem possuir procedimentos escritos que caracterizem e orientem a realização de manobras tanto em regime normal como em regime de incidente. Estes procedimentos devem ser apresentados por cada Concessionário e utilizador da REN e aprovados pelo Gestor da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica quando essas manobras tenham reflexos na REN.

3. Em particular, a actuação em caso de incidente deve ter em vista a minimização das suas consequências e a reposição o mais rápido possível do abastecimento dos consumos.

4. As manobras no âmbito de processos de criação de condições de segurança para trabalhos nas instalações eléctricas devem cumprir o disposto em regulamento específico.

5. Os operadores locais de instalações da REN, ou de instalações a esta ligadas, podem executar as manobras necessárias para preservar a segurança de pessoas ou bens sem aviso prévio.

ARTIGO 47

Análise de incidentes

1. O Gestor da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica é responsável pela actividade de análise dos incidentes que afectarem a REN. Para esse efeito manterá uma base de dados permanentemente actualizada com o registo de todos os incidentes que ocorrerem na REN, incluindo os elementos de ligação com outras redes e com as instalações dos utilizadores da REN.

2. Todos os Concessionários e utilizadores da REN deverão fornecer ao Gestor da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica, de forma expedita, os elementos necessários para a análise de incidentes. Nesse sentido terão de possuir nas suas instalações equipamentos que efectuem a datação e o registo dos eventos relevantes, designadamente mudanças de estado de órgãos de manobra, alarmes e medidas.

3. A aplicação do referido na secção anterior no que se refere à Rede de Distribuição é efectuada nos termos dos Protocolos de Operação e Condução previstos no artigo 50.

4. Por sua iniciativa ou por solicitação de um Concessionário ou utilizador da REN, o Gestor da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica poderá convocar as partes envolvidas num incidente para reuniões técnicas de análise, a realizar no prazo máximo de quatro semanas. Destas reuniões sairão decisões sobre acções a levar à prática pelos Concessionários e utilizadores da REN ou pelo Gestor da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica no sentido de evitar a repetição de incidentes com características similares.

5. O Gestor da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica elaborará e publicará, anualmente, uma estatística de perturbações na REN, onde se identificarão as principais causas dos incidentes e se apresentarão os indicadores da qualidade de serviço.

ARTIGO 48

Protocolo de exploração

1. Os Concessionários e os utilizadores que estão ou pretendem vir a ligar-se à Rede Nacional Transporte deverão elaborar um documento que garanta a necessária coordenação da exploração das instalações sob sua responsabilidade, designado por Protocolo de Exploração, que deverá conter as matérias seguintes:

- a) Identificação dos interlocutores e respectivos meios de contacto;
- b) Caracterização da instalação do Concessionário ou do utilizador e da ligação à REN (incluindo informações sobre protecções, telecomunicações e sinais trocados com o Gestor da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica);
- c) Regras para a execução de manobras (incluindo reposição em serviço após incidente);
- d) Regras para a programação de trabalhos.

2. Sem prejuízo do número anterior do Protocolo de Exploração, nos casos em que um utilizador seja responsável por várias instalações ligadas à REN, admite-se a elaboração de um único protocolo de exploração entre esse Concessionário ou utilizador e o Gestor da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica. Bem assim que as matérias previstas para o Protocolo de Exploração sejam tratadas em protocolos parcelares.

3. A aplicação do referido na secção anterior no que se refere à Rede de Distribuição é efectuada nos termos dos Protocolos de Operação e Condução previstos no Artigo 50.

ARTIGO 49

Estabelecimento de malhas envolvendo a Rede de Distribuição

O estabelecimento de malhas com carácter permanente, envolvendo subestações e linhas da REN e da Rede de Distribuição, pressupõe a realização por parte do Gestor da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica de um estudo prévio de simulação para um horizonte temporal estabelecido, em situações de ponta e vazio de consumo de cada um dos períodos anuais, Verão e Inverno, e tendo em conta os regimes de hidraulicidade.

ARTIGO 50

Protocolos de Operação e Condução

1. O Gestor da Rede de Distribuição e o Gestor da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica deverão elaborar um ou mais protocolos tendo por objectivo assegurar a coordenação da exploração das instalações sob a sua responsabilidade e designados por Protocolos de Operação e Condução.

2. Os Protocolos de Operação e Condução devem estabelecer a caracterização dos pontos de ligação entre a Rede Nacional Transporte de Energia Eléctrica e a Rede de Distribuição, incluindo informações sobre protecções, telecomunicações e sinais trocados entre os respectivos operadores, as regras para a execução de manobras, incluindo reposição em serviço após incidente, e as regras para a programação de trabalhos.

3. Os Protocolos referidos nas secções anteriores deverão ser revistos, por iniciativa de qualquer das partes, com uma periodicidade mínima de um ano e deverão ser do conhecimento dos Concessionários de Transporte e de Distribuição.

CAPÍTULO IV

Critérios de Planeamento e de Desenvolvimento da Rede Eléctrica Nacional

ARTIGO 51

Necessidade de desenvolvimento da REN

1. A necessidade de construção de novas estruturas da REN ou o reforço das existentes deve ser proposta para datas de entrada em serviço que assegurem:

- a) O cumprimento de critérios técnicos em todas as situações típicas de funcionamento previsional da REN ao longo do horizonte de simulação.
- b) A optimização económica global do Sistema Eléctrico Nacional, a qual pode conduzir à proposta de antecipação do projecto de investimento identificado de acordo com o princípio anterior, ou mesmo, à proposta de investimentos adicionais.
- c) A conformidade com as políticas de ordenamento do território e de minimização de impacto ambiental ou o cumprimento de objectivos nacionais e regionais de política energética.

2. Nas análises de reforço da REN devem ser tidos em conta, não só os princípios e as regras explicitadas neste documento, como salvaguarda do bom funcionamento das redes interligadas e da garantia da adequada qualidade no abastecimento dos consumos, como também a vertente económica dos diversos projectos alternativos de acordo com o Artigo 52, privilegiando o que tem maior valor actualizado.

3. Para efeitos de garantia de continuidade e qualidade de serviço, os consumos abastecidos pelas subestações da REN

podem ser classificados em três zonas (A, B e C) definidos de acordo com a localização e o estado de desenvolvimento da rede em que se inserem:

- a) Na zona A, em nenhum caso de regime normal ou dos regimes de contingência definidos no artigo 53 se devem verificar cortes de consumos. Para o efeito e sempre que relevante, deve ser tido em conta o recurso de alimentação disponível através das redes de distribuição.
- b) Nas zonas B e C é assumida a possibilidade de interrupção no abastecimento dos respectivos consumos em regime de contingência. No caso particular das subestações em que a referida interrupção seja devida à existência de apenas um transformador de interligação entre a REN e a Rede de Distribuição, e seja insuficiente a capacidade de recurso de alimentação dos consumos através da Rede de Distribuição, a decisão de reforço da sua capacidade de transformação deverá ser tomada recorrendo a uma avaliação económico-social, tendo como referência o horizonte para o qual a previsão da ponta de consumo atinge 50% e 75% da capacidade de transformação, respectivamente, para as zonas B e C.

4. O reforço do apoio à Rede de Distribuição, nomeadamente a abertura de uma nova subestação MAT/MT ou AT/MT, deverá ter por base uma análise técnico-económica conjunta realizada pelos gestores das respectivas redes, procurando uma solução otimizada para o Sistema Eléctrico Nacional como um todo, de acordo com a sua estratégia de evolução.

5. É da responsabilidade do Gestor da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica a elaboração do Plano de Desenvolvimento da REN de acordo com os princípios e os critérios enumerados neste Código.

ARTIGO 52

Análise económica

1. Todos os projectos de reforço da REN deverão ser submetidos a uma análise técnico-económica de suporte à decisão, sendo necessária a apresentação de alternativas.

2. Para soluções economicamente semelhantes, deverão ser tidos em conta outros factores como a flexibilidade futura do projecto para fazer face às incertezas da evolução do Sector Eléctrico, assim como o impacto deste projecto ao nível ambiental e de ordenamento do território.

3. Os projectos deverão ser avaliados tendo em atenção as seguintes variáveis:

- a) Período de análise (25 anos)
- b) Tempo de vida útil do equipamento MAT, AT e MT (30 anos)
- c) Custo de aquisição dos equipamentos
- d) Taxa de actualização
- e) Valorização da variação da energia de perdas
- f) Encargos de operação e manutenção dos equipamentos
- g) Faseamento do investimento

4. Podem ser, pontualmente, adoptados períodos diferentes dos referidos nas alíneas a) e b) do número anterior, desde que devidamente justificados.

SECÇÃO I

Crítérios Técnicos de Planeamento

ARTIGO 53

Condições topológicas

A topologia prevista para a REN nos diversos horizontes de análise, deverá respeitar sempre os limites de aceitabilidade de

tensão e de sobrecarga descritos no Artigo 55 para os seguintes regimes de operação:

- a) Regime normal de operação 'n': Consideram-se todos os elementos da REN em serviço.
- b) Regime de contingência ' $n-1/2$ ': Falha de uma linha de Muito Alta Tensão em Corrente Alternada (400 kV) ou do sistema de Muito Alta Tensão em Corrente Contínua entre a zona de Matambo e de Maputo. Nestas situações é admitida a possibilidade de redução da geração na região do Zambeze até um montante global de 2000MW.
- c) Regime de contingência ' $n-1$ ': Falha de um qualquer elemento da REN (linha simples, um circuito de linha dupla, grupo gerador, auto transformador, transformador, bateria de condensadores, reactâncias), sem qualquer reconfiguração topológica ao nível da REN.
- d) Regime de contingência ' $n-1-1$ ': Falha não simultânea de um qualquer elemento da REN e de um grupo gerador. Admite-se que, após a primeira falha, a reposição do nível de segurança de funcionamento ' $n-1$ ' possa ser conseguida com recurso a medidas de redespacho de geração ou de reconfiguração de rede. Em algumas situações particulares assume-se, como último recurso, a possibilidade de uma redução no montante dos consumos abastecidos para satisfação dos critérios de segurança de operação do Sistema Eléctrico Nacional.
- e) Regime de contingência ' $n-2$ ': Falha simultânea de dois circuitos que se encontrem no mesmo apoio ou de duas linhas que se encontrem no mesmo corredor distanciadas por menos de 1km, com possibilidade de redespacho de geração e de reconfiguração de rede.

ARTIGO 54

Casos especiais de contingências mais severas

1. Deverão ser analisados casos especiais de contingências mais severas como a perda de todos os circuitos num determinado corredor ou a perda de um barramento de uma subestação, na presença ou não de um defeito trifásico simétrico eliminado por funcionamento em 1.º nível do sistema de protecção.

2. Em qualquer um dos casos referidos no número anterior, deverá ser evitado o risco, quer de instabilidade global do sistema, quer de colapsos de tensão em zonas extensas ou importantes do sistema. Admitem-se eventuais instabilidades limitadas espacialmente ou perdas de grupos que fiquem isolados em antena ou em pequenas "ilhas" do sistema. No que respeita a colapsos de tensão apenas se admitem perdas de zonas ou nós da Rede geograficamente limitados.

3. Não se pretende que, por regra, sejam tomadas medidas de investimento que eliminem na totalidade as consequências destas situações de contingência mais severa, o que seria proibitivo do ponto de vista económico. As conclusões que daqui se extraem deverão ser ponderadas, no sentido de influenciar algumas decisões de planeamento com o objectivo de minorar as consequências, dentro do possível, ou de alertar a operação da Rede para a necessidade de criar medidas de limitação dessas mesmas consequências.

ARTIGO 55

Limites de aceitabilidade de sobrecarga, tensão, desvio angular e frequência

1. Para os diferentes regimes de operação, normal ou de contingência, os valores estabilizados da tensão, desvio angular

e desvio de frequência, não devem, salvo em situações restritas resultantes de características particulares de equipamentos, violar os limites indicados na Tabela 1:

Tabela 1 – Critérios de aceitabilidade para desvios de tensão, ângulo e frequência

		Regime de operação		
		'n'	'n-1', 'n-½' e 'n-1-1'	'n-2'
Tensão	400 kV	-5% 380 +4% 416	-7% 372 +5% 420	-10% 360 +5% 420
	275 kV	- 5% 261 +5% 289	-7% 256 +9% 300	-10% 248 +9% 300
	220 kV	-5% 209 +5% 231	-7% 205 +11% 245	-10% 198 +11% 245
	132 kV	-5% 125 +5% 139	-7% 123 +10% 145	-10% 119 +10% 145
	110 kV	-5% 105 +5% 116	-7% 102 +12% 123	-10% 99 +12% 123
	66 kV *	-5% 63 +5% 69	- 5% 63 +5% 69	-7% 61 +5% 69
	MT	-3% +3%	-5% +5%	-7% +5%
Desvio angular **		-	30/60° para linhas na REN a uma distância, respectivamente, inferior/superior a 100km de centrais em serviço, após redespachos de geração efectuados em 10 minutos	
Desvio de frequência		A estabelecer de acordo com as regras definidas pelo Gestor da Rede Nacional de Transporte tendo ainda em atenção os princípios acordadas no âmbito do "Southern African Power Pool" (SAPP)		

* Tendo em conta a actuação de tomadas de transformadores MAT/MT e AT/MT.

** Para as linhas de interligação os valores serão acordados entre os gestores das respectivas redes.

2. Os valores máximos de carga admissíveis em linhas e transformadores da REN, tendo como referência a respectiva capacidade nominal, são apresentados na Tabela 2.

Tabela 2 – Critérios de aceitabilidade para sobrecargas temporárias

Sobrecargas temporárias admissíveis [%] (*)					
	Época sazonal	t ≤ 20 min		20 min < t < 2 h	
		LINHAS	TRANSF	LINHAS	TRANSF
Sem falha 'n'	Todas	0	0	0	0
Em situação de falha 'n-1', 'n-1/2', 'n-1-1' ou 'n-2'	Inverno	15	25	0	20
	Intermédia	15	15	0	10
	Verão	15	10	0	5

(*) Valores indicativos da sobrecarga temporária admissível, os quais podem ter pequenas variações em torno do valor indicado, em função da especificidade dos equipamentos constituintes dos elementos das redes.

3. Os valores indicativos das sobrecargas temporárias têm como referência as capacidades nominais dos equipamentos em cada período sazonal.

4. A capacidade temporária de sobrecarga só pode ser considerada nos casos em que, após a ocorrência de uma qualquer contingência, for possível proceder a medidas de redespacho de geração ou de reconfiguração de rede no período indicado.

5. Por questões de fiabilidade e segurança de operação da REN, não deverão ser consideradas quaisquer sobrecargas temporárias nos eixos de Muito Alta Tensão em Corrente Contínua e Muito Alta Tensão em Corrente Alternada (400 kV) de ligação entre a zona de Matambo e de Maputo assim como em todas as linhas de interligação.

6. No caso das linhas, os valores de sobrecargas temporárias admissíveis apresentados na Tabela 2 têm aplicabilidade somente no que diz respeito à capacidade do elemento linha, não sendo aplicáveis aos respectivos painéis terminais.

7. Nos barramentos aos quais estejam ligadas linhas de interligação, a tensão não poderá atingir valores fora do intervalo de $\pm 5\%$ da nominal, tanto em regime normal de operação como de contingência.

8. A acção programada de ligar/desligar baterias de condensadores e/ou reactâncias na REN não deverá provocar variações da tensão superiores a 3% ou 5%, dependendo do local e nível de tensão, nos barramentos aos quais se encontrem ligados produtores ou consumidores.

9. O controlo do perfil de tensões na REN, nomeadamente para a sua redução, deverá ser conseguido por outros meios que não o recurso a desligar linhas que se encontrem em serviço.

ARTIGO 56

Critérios de estabilidade

1. Considerando todos os elementos da REN disponíveis e sem qualquer tipo de restrição, o sistema deverá ser transitariamente estável, apresentando estabilidade na 1.ª oscilação, para defeitos simétricos e assimétricos na REN eliminados no 1.º nível de funcionamento dos sistemas de protecção, isto é, no seu tempo mais rápido. O sistema deverá ainda, ser dinamicamente estável com um adequado amortecimento das oscilações subsequentes. Os tempos de simulação associados ao 1.º nível de funcionamento dos sistemas de protecção a considerar deverão ter em conta a zona de rede onde o defeito é simulado, bem como o respectivo nível de tensão. Para as perturbações referidas anteriormente, não é aceitável que os grupos geradores síncronos ligados à Rede percam o sincronismo ou se desliguem da mesma.

2. Para além das perturbações referidas anteriormente e que servem de base à análise da estabilidade transitória da REN, poderão também ser consideradas perturbações mais severas mas de acontecimento menos provável, com o objectivo da caracterização do seu efeito no funcionamento da Rede e da tomada de medidas para minimização da sua probabilidade de ocorrência e impacte. Estas perturbações encontram-se associadas a funcionamentos dos sistemas de protecção da REN em 2.º nível que conduzem a tempos de eliminação de defeitos que são superiores àqueles que resultam do funcionamento dos sistemas de protecção em 1.º nível.

ARTIGO 57

Cargas mono-alimentadas

1. Para efeitos de garantia de continuidade e qualidade de serviço, as 'antenas' e casos equivalentes de ligações em 'T' para alimentação de cargas, ou de transformadores únicos em subestações, são aceitáveis temporariamente desde que qualquer falha de alimentação pela REN possa ser integralmente compensada, mediante acordo prévio por recurso à Rede de Distribuição em tempo adequado, desde que:

- a) A reposição dos consumos possa ser efectuada por telecomando das redes de MT da Rede de Distribuição, por forma a minimizar o tempo de reconfiguração.
- b) A carga servida não ultrapasse um limite máximo de ponta de 15 MW. Poderão vir a ser admitidas

eventuais excepções, limitadas no tempo, desde que devidamente sustentadas por uma análise técnico-económica que, nomeadamente, deverá ter em conta a fiabilidade da própria alimentação da REN e a eficácia de disponibilização de recurso por parte da Rede de Distribuição.

2. Excluem-se do número anterior as subestações que se encontrem nas zonas B e C, sendo assumida, para efeitos de planeamento da Rede, a possibilidade de perda de uma parte dos referidos consumos em regime de contingência.

ARTIGO 58

Deslastre de carga

1. Perante um cenário de contingência e se as medidas de reconfiguração topológica da Rede assim como de redespatch de geração forem insuficientes para o cumprimento dos critérios de aceitabilidade de sobrecarga, tensão, desvio angular e frequência, poderão ser tomadas medidas de deslastre de carga de modo a evitar a instabilidade do Sistema Eléctrico Nacional.

2. A medida de deslastre de carga referida no número anterior só deverá ser equacionada quando os reforços de rede que a permitem obviar se revelarem economicamente inviáveis face à probabilidade da ocorrência da mesma.

ARTIGO 59

Arranque autónomo

O Sistema Eléctrico Nacional deverá ser dotado dos meios necessários para, em caso de inexistência de tensão total ou parcial na REN, possa recuperar o perfil de tensões mesmo sem qualquer contribuição proveniente das linhas de interligação.

ARTIGO 60

Projecto e dimensionamento dos equipamentos

1. A capacidade nominal dos equipamentos resultará de uma análise técnico-económica tendo por base o valor mínimo pretendido, a padronização de equipamentos adoptada assim como uma margem para fazer face às incertezas da previsão e da evolução do Sistema Eléctrico Nacional no curto/médio prazo.

2. Todos os equipamentos a serem instalados na REN devem ser dimensionados de modo a que possam ser operados em qualquer valor da sua correspondente banda de tensão referida no artigo 55, sem qualquer limite de tempo.

3. Nas zonas em que a Rede tenha uma operação do tipo 'radial', a aproximação das linhas às subestações deverá ser projectada de modo a que, num curto espaço de tempo e em caso de defeito grave na subestação que coloque em causa a continuidade do trânsito de potência para jusante, seja possível efectuar um 'by-pass' à referida instalação, minimizando o impacto da perda do fornecimento de energia eléctrica.

ARTIGO 61

Tipologia de subestações

1. A tipologia e configuração das subestações da REN, independentemente dos seus níveis de tensão, devem ser definidas de modo a não colocar em causa o abastecimento dos consumos, mesmo nas situações de contingência previstas na alínea c, do artigo 53.

2. Encontram-se dispensadas do número anterior as subestações criadas com carácter provisório.

ARTIGO 62

Ligação de centrais eléctricas

1. As centrais a ligar à REN deverão, preferencialmente, ter ligações individuais (linha e respectivos painéis terminais) para cada grupo gerador. Dependendo da potência de cada grupo, o Gestor da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica poderá autorizar a agregação de grupos na mesma ligação desde que não ultrapasse o valor da potência nominal do maior grupo ligado na REN.

2. O montante de ligação de centrais eléctricas na Rede de Distribuição não deverá induzir, em qualquer situação, variações superiores a 3% na tensão do barramento de interface nas subestações da REN.

3. Para efeitos do número anterior, entende-se como montante de ligação de centrais eléctricas na Rede de Distribuição o valor de potência de geração que pode vir a ser ligado/desligado, intempestivamente e de modo simultâneo, da Rede.

SECÇÃO II

Cenários para simulação

ARTIGO 63

Horizontes temporais

De acordo com o âmbito do projecto a ser analisado, deverão ser estudados os horizontes temporais de curto, médio e longo prazo, correspondendo, respectivamente, ao momento inicial mais 2, 5 e 10/15 anos.

ARTIGO 64

Topologia da Rede

1. Para efeitos de simulação do comportamento da REN, devem ser criadas topologias de rede de acordo com os horizontes temporais referidos no artigo 63, considerando a perspectiva de conclusão dos projectos de reforço da REN.

2. Deverão ser incorporados os modelos representativos das outras redes de transporte com as quais a REN se encontra electricamente interligada, devendo os mesmos serem actualizados com a periodicidade adequada mediante a informação disponibilizada pelos respectivos gestores das redes.

ARTIGO 65

Previsão de cargas

1. A previsão de cargas (potências activa e reactiva) a alimentar pela REN é elaborada para condições de carga máxima e mínima simultânea em cada subestação, com base no registo histórico dos últimos anos e na previsão de crescimento nacional/individual. Quando relevante serão tratados os meses típicos de cada uma das épocas sazonais.

2. Numa perspectiva individual de cada subestação, os seus registos de carga máxima (ou mínima) podem atingir valores que sejam superiores (ou inferiores) aos que constam da previsão de carga simultânea, pelo facto dos mesmos não estarem referidos a instantes síncronos com os das outras subestações. Para efeitos de avaliação da adequação da capacidade de transformação, deverá ser tida em conta a previsão de carga máxima não simultânea de cada subestação.

3. O factor de potência típico em cada subestação a considerar para o estabelecimento das cargas reactivas, é calculado com base nos registos históricos dos últimos anos e nas informações recolhidas junto do gestor da rede de distribuição sobre as suas políticas futuras no que respeita à compensação daquele factor nas suas redes.

ARTIGO 66

Condições ambientais

As condições ambientais influenciam as capacidades térmicas de carga dos elementos da REN. No sentido de adequar e otimizar a utilização dos elementos da Rede, para efeitos de simulação devem-se utilizar condições ambientais típicas de referência, diferentes consoante as épocas sazonais e a zona geográfica onde se situam os elementos da REN.

ARTIGO 67

Planos de produção

1. Na óptica do planeamento e análise da REN, os casos de referência para simulação do Sistema Eléctrico Nacional devem ter em conta, desde que relevante, as seguintes situações típicas de funcionamento, resultantes do cruzamento entre a época sazonal, o patamar de carga e o regime hidrológico:

- a) Inverno: Situações de carga para os períodos de ponta e de vazio, cruzados com os regimes hidrológicos seco e húmido.
- b) Verão: Situações de carga para os períodos de ponta e de vazio, cruzados com os regimes hidrológicos seco e húmido.

2. Para efeitos do número anterior, considera-se um regime hidrológico húmido ou seco aquele que, em relação à média, apresenta, respectivamente, uma maior ou menor produção hidroeléctrica.

3. Os Planos de Produção para efeitos de simulação serão determinados de modo a avaliar situações de maior fluxo nos elementos da REN, de acordo com a prática da operação do Gestor da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica consoante o regime hidrológico e com os custos variáveis previstos para o médio e longo prazo.

4. Deverá ser tida em conta a existência de contratos de fornecimento de energia entre produtores e consumidores.

ARTIGO 68

Indisponibilidades de geração

Para efeito de análise dos trânsitos máximos na REN, deverá ser sempre considerado indisponível um dos grupos mais potentes instalados no Sistema Eléctrico Nacional, na localização mais desfavorável consoante as condições de carga/situação hidrológica da REN a ser ensaiada. Esta regra é aplicada 'a anteriori', devendo ser levada em conta na elaboração dos respectivos Planos de Produção mencionados no artigo 67.

ARTIGO 69

Saldo de troca nas interligações

A verificação da adequação das situações previsionais de funcionamento da REN deverá contemplar cenários de saldo de troca nas interligações de acordo com os objectivos definidos no âmbito do Southern African Power Pool (SAPP), assim como de contratos transfronteiriços existentes.

ARTIGO 70

Sistemas de comando, controlo e protecção

1. Para efeitos de análises de planeamento, pressupõe-se que os sistemas de comando, controlo e protecção, bem como os sistemas de comunicações que asseguram as suas funcionalidades, eliminam correctamente os defeitos que possam afectar a REN.

2. Algumas situações de funcionamento em 2.º nível destes sistemas poderão, no entanto, ser consideradas em análises particulares de contingências mais severas, referidas no artigo 54.

CAPÍTULO V

Manutenção da Rede Eléctrica Nacional

ARTIGO 71

Crítérios gerais

1. O Concessionário de Transporte deve garantir a segurança e o abastecimento dos consumos da rede em que opera, no devido respeito pelo meio ambiente.

2. O Concessionário de Transporte deve manter a sua rede eléctrica em bom estado de funcionamento e de manutenção preventiva (conservação) e garantir a segurança dos bens e meios afectos à rede, efectuando para tanto as manutenções correctivas (reparações), renovações e adaptações que forem necessárias à sua correcta exploração.

3. Os utilizadores da REN devem manter em bom estado de funcionamento, realizando a necessária manutenção, os equipamentos de sua propriedade, que efectuam a interligação com a REN.

4. Os utilizadores e o Concessionário de Transporte devem acordar entre si o plano anual de manutenção de modo a reduzir ao mínimo as indisponibilidades dos elementos da rede objecto de manutenção.

SECÇÃO I

Trabalhos em instalações eléctricas

ARTIGO 72

Generalidades

1. A presente secção estabelece as prescrições para garantir a segurança contra o perigo eléctrico nos trabalhos fora de tensão, em tensão ou na vizinhança de instalações eléctricas, baseando-se nas normas nacionais e internacionais aplicáveis.

2. Aplica-se às instalações que constituem a REN bem como às instalações com ligação física directa à REN.

3. Sem prejuízo do disposto no presente Código, deve ser igualmente observada a demais regulamentação aplicável, nomeadamente o "Regulamento de Segurança de Subestações e Postos de Transformação e Seccionamento".

ARTIGO 73

Organização

1. Cada instalação eléctrica deve ser colocada sob a responsabilidade de uma entidade que deverá, em cada momento, ser representada por uma pessoa — o "responsável de exploração". Entre os responsáveis de exploração de instalações com fronteiras comuns e propriedade de entidades distintas devem existir acordos formais que garantam a coordenação.

2. Cada trabalho deve ser confiado a um "responsável de trabalho".

3. Quando o trabalho tiver de ser subdividido, pode ser necessário subestabelecer a responsabilidade do trabalho em cada uma das partes, devendo, no entanto, o conjunto ficar sob a responsabilidade de uma pessoa que garanta a coordenação.

ARTIGO 74

Procedimentos de trabalho

1. Nenhum trabalho deve ser iniciado sem ter sido previamente planeado. Antes de iniciar o trabalho, o responsável de trabalho deve informar, por mensagem, o responsável de exploração acerca da natureza, local e consequências para a instalação eléctrica do

trabalho em causa (vide artigo 44 “Programação de Trabalhos”). Os responsáveis de trabalho e de exploração devem, considerando as normas aplicáveis, acordar entre si quais as disposições a tomar em relação à instalação por forma a permitir a execução do trabalho, decidindo quais devem ser as tarefas a realizar fora de tensão, em tensão ou na vizinhança da instalação eléctrica.

2. Apenas o responsável de exploração pode conceder autorização para o início do trabalho. No caso de serem visíveis relâmpagos ou se ouvirem trovões ou no caso de aproximação de uma tempestade, o trabalho em condutores expostos de instalações eléctricas ou em aparelhos directamente ligados a condutores expostos deve ser interrompido imediatamente, sempre que necessário, para evitar o perigo e o responsável de trabalho deve informar o responsável de exploração desse facto por meio de mensagem. Se a visibilidade na zona de trabalho for má, nenhum trabalho deve ser iniciado ou prosseguido.

3. Os procedimentos de trabalho dividem-se em:

- a) Trabalhos fora de tensão
- b) Trabalhos em tensão
- c) Trabalhos na vizinhança de tensão

4. Todos estes procedimentos são baseados na utilização de medidas de protecção contra os choques eléctricos e ou os efeitos dos curto-circuitos e dos arcos. Os procedimentos para o trabalho em tensão e para o trabalho na vizinhança de tensão estão relacionados com duas zonas definidas em volta das peças nuas em tensão, denominadas zona de trabalho em tensão e zona de vizinhança de tensão. Para a determinação destas zonas, devem ter-se em conta as normas internacionais aplicáveis.

ARTIGO 75

Trabalhos fora de tensão

1. Os trabalhos realizados em instalações eléctricas que não estejam nem em tensão nem em carga, bem como os trabalhos em que forem tomadas as medidas necessárias para garantir que qualquer parte do corpo dos trabalhadores, as ferramentas, equipamentos ou dispositivos por eles utilizados, não penetram nas zonas de trabalho em tensão ou de vizinhança de tensão, são considerados trabalhos fora de tensão.

2. Os Trabalhos fora de tensão devem observar as regras estabelecidas no artigo 75.º do “Regulamento de Segurança de Subestações e Postos de Transformação e Seccionamento”.

ARTIGO 76

Trabalhos em tensão

1. Os trabalhos em que os trabalhadores entram em contacto com as peças nuas em tensão ou penetram na zona de trabalho em tensão, quer com partes dos seus corpos ou ferramentas quer com equipamentos ou dispositivos que manipulem, são considerados trabalhos em tensão.

2. Os trabalhos em tensão só poderão ser realizados por pessoal credenciado para o efeito. A credenciação deve ser atribuída por entidade acreditada, após formação específica, comprovando a aptidão do pessoal para a realização dos trabalhos em tensão que foram alvo dessa formação. A manutenção desta aptidão deve ser assegurada por meio da prática continuada ou através de nova formação de reciclagem. As ferramentas e equipamentos específicos para trabalhos em tensão devem, com a periodicidade adequada, ser objecto de verificação das características próprias necessárias à realização desses trabalhos.

3. Os Trabalhos em Tensão devem observar as regras estabelecidas no artigo 77º do “Regulamento de Segurança de Subestações e Postos de Transformação e Seccionamento”.

4. Devem ser definidas as condições de execução do trabalho, as quais, em função da respectiva complexidade, devem incluir os seguintes pontos:

- a) Descrição das relações entre o pessoal envolvido na realização do trabalho em tensão, nomeadamente entre o responsável de exploração, o responsável de trabalho e os restantes trabalhadores;
- b) Interdição de religações automáticas dos disjuntores e eventuais medidas adicionais a serem tomadas para limitar as sobretensões de manobra na zona de trabalhos;
- c) Distâncias de trabalho no ar para o pessoal e para os objectos condutores usados durante o trabalho.

ARTIGO 77

Trabalhos na vizinhança de tensão

1. Os trabalhos em que forem tomadas as medidas necessárias para garantir que qualquer parte do corpo dos trabalhadores, as ferramentas, equipamentos ou dispositivos por eles utilizados, não penetram nas zonas de trabalho em tensão, mas podem penetrar a zona de vizinhança de tensão, são considerados trabalhos na vizinhança de tensão.

2. Os trabalhos na vizinhança de tensão podem ser realizados quando as medidas de segurança adoptadas garantirem que não é possível penetrar na zona de trabalho em tensão. Com vista a controlar os perigos eléctricos na vizinhança de peças em tensão, a protecção pode ser garantida por meio de ecrãs, de barreiras, de invólucros ou de protectores isolantes. No caso de não se poderem adoptar estas medidas, a protecção deve ser garantida por meio da manutenção de uma distância de segurança em relação às peças nuas em tensão e garantindo uma vigilância adequada.

ARTIGO 78

Trabalhos de construção e outros trabalhos não eléctricos

Para os trabalhos de construção e não eléctricos realizados na proximidade de instalações eléctricas, como, por exemplo:

- a) Trabalhos com equipamentos de elevação de cargas, máquinas de construção ou máquinas de transporte;
- b) Trabalhos de construção, instalação e transporte;
- c) Trabalhos de pintura e restauro, nomeadamente das infra-estruturas da rede eléctrica;

Devem ser tomadas as medidas necessárias para garantir que é mantida, em permanência, a distância em relação aos condutores e às peças nuas em tensão que se encontrem mais próximos estabelecida pelo “Regulamento de Segurança de Subestações e Postos de Transformação e Seccionamento”.

ARTIGO 79

Lista das pessoas qualificadas

1. Os Concessionários de Transporte e de Distribuição e os Utilizadores da REN devem fornecer ao Gestor da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica a lista das pessoas com capacidade para participar nos processos de criação de condições

de segurança para a realização de trabalhos nas instalações da REN ou com ligação física a esta. Esta lista será parte integrante do Protocolo de Exploração.

2. A qualificação de pessoas deve incluir, relativamente à prestação de primeiros socorros, competências e evidências que permitam aferir o cumprimento do artigo 78º do “Regulamento de Segurança de Subestações e Postos de Transformação e Seccionamento”.

ARTIGO 80

Registos

Os processos de criação de condições de segurança para trabalhos no âmbito do presente capítulo, em circuitos de tensão superior a 1 kV, devem ser suportados em registos escritos. Estes registos devem ficar arquivados nas instalações onde forem produzidos por um período de cinco anos, devendo ser apresentados quando se realizem auditorias de segurança.

SECÇÃO II

Manutenção das Linhas eléctricas

ARTIGO 81

Inspeção das linhas eléctricas

1. A entidade responsável pela manutenção das linhas eléctricas deverá promover a realização de inspecções regulares às condições dos diversos componentes da infra-estrutura e dos condicionalismos existentes nas respectivas faixas de protecção.

2. A periodicidade das inspecções deverá ser adequada a cada infra-estrutura, tendo nomeadamente em conta o seu estado e criticidade, e às características do meio envolvente.

3. As inspecções deverão ter como principal objectivo:

- a) A detecção de anomalias, avarias, defeitos visíveis nos equipamentos constituintes da linha eléctrica, através de uma inspeção visual;
- b) A detecção de defeitos não visíveis através de, nomeadamente, inspecções termográficas para pesquisa de sobreaquecimentos;
- c) A identificação de obstáculos localizados na faixa de protecção da linha que possam pôr em causa a distância de segurança regulamentar aos condutores da mesma, nomeadamente árvores ou construções.

ARTIGO 82

Manutenção das linhas eléctricas

1. A entidade responsável pela manutenção das linhas eléctricas deverá, numa perspectiva preventiva, efectuar o planeamento das acções necessárias para garantir o bom estado dos elementos componentes das linhas eléctricas e o seu funcionamento nas condições de segurança regulamentarmente previstas.

2. A entidade responsável pela manutenção das linhas eléctricas deverá, tendo em conta o resultado das inspecções, garantir a realização das acções de manutenção necessárias para a eliminação das situações anómalas detectadas.

3. Nesse âmbito, deverão ser adoptados os critérios seguintes:

- a) As anomalias, avarias ou outros defeitos visíveis em equipamentos constituintes das linhas deverão ser alvo de intervenção correctiva em prazo adequado à criticidade do órgão afectado e da linha em causa e à gravidade da situação, por forma a garantir a segurança

da infra-estrutura e de pessoas e bens na proximidade, visando, igualmente, a optimização da qualidade de serviço e da disponibilidade da linha;

- b) Os sobreaquecimentos detectados em Inspecções Termográficas serão classificados em quatro níveis de criticidade, conforme indicado na tabela seguinte. As acções de vigilância ou correctivas a implementar deverão obedecer, no mínimo, aos prazos indicados na mesma tabela.

Tabela 3

Sobreaquecimento (*)	Criticidade		Acção a Implementar
	Atitude	Grau	
Menor ou = 10°C	Alerta	D	Vigiar no prazo máximo de até 1 ano
] 10 °C – 20 °C]	Prevenção	C	Reinspecionar no prazo máximo de 6 meses
] 20 °C – 30 °C]	Correcção a curto prazo	B	Reparar no prazo máximo de 3 meses
> 30 °C	Correcção urgente	A	Reparar no prazo máximo de 1 mês

* Valor de Δt_2 (sobreaquecimento corrigido para 50% da intensidade nominal da linha e para velocidade do vento igual a 0.6 m/s) calculado pela fórmula: $\Delta t_2 = (I_2^2/I_1^2) * (V_1/V_2)^{0.448} \Delta t_1$ em que:

I_2 = 50% da intensidade nominal da linha (valor Inverno)

I_1 = intensidade na linha à hora da inspecção

V_1 = velocidade do vento à hora da inspecção

V_2 = velocidade do vento igual a 0.6 m/s

Δt_1 = sobreaquecimento medido nas condições de inspecção

- c) Os obstáculos na faixa de protecção das linhas, do tipo arvoredo ou outra vegetação, que possam pôr em causa a distância de segurança regulamentar aos condutores dessas linhas, serão classificados em três níveis de criticidade, conforme indicado na tabela seguinte. As acções de vigilância ou correctivas a implementar deverão obedecer, no mínimo, aos prazos indicados na mesma tabela.

Tabela 4

Distâncias aos Obstáculos (DO)	Criticidade		Acção a Implementar
	Atitude	Grau	
Moderada ($DR+3m < DO < DR+6m$)*	Prevenção	C	Acompanhamento
Crítica ($DR+1m < DO < DR+3m$)*	Controle e correcção a curto prazo	B	Acompanhamento com intervenção em prazo máximo de 6 meses
Grave ($DO < DR+1m$)*	Correcção imediata	A	Confirmação e intervenção em prazo máximo de 1 mês

* DO-Distância ao obstáculo (arvoredo ou outra vegetação). DR-Distância de segurança estabelecida pelo “Regulamento de Segurança de Linhas Eléctricas de Alta Tensão” (promulgado pelo Decreto n.º 57/2011 de 11 de Novembro)

SECÇÃO III

Manutenção das subestações

ARTIGO 83

Inspecção das subestações

1. A entidade responsável pela manutenção das subestações deverá promover a realização de inspecções regulares à condição dos diversos equipamentos das instalações e dos condicionalismos existentes nas respectivas envolventes.

2. A periodicidade das inspecções deverá ser adequada a cada equipamento ou conjunto de equipamentos, tendo em conta o seu estado, regime de exploração ou funcionamento e criticidade.

3. As inspecções deverão ter como principal objectivo:

- a) A detecção de anomalias, avarias, defeitos visíveis nos equipamentos constituintes dos diferentes sistemas que constituem uma subestação: parque de alta tensão (painéis, transformadores, disjuntores), sistemas de comando controlo e protecção, sistemas de alimentação de corrente alternada e contínua, telecomunicações, sistemas de suporte como climatização e iluminação, sistemas de segurança, vedação, rede de terras, estado da infra-estrutura de construção civil, edifícios, abastecimento de água e outros através de uma inspecção visual e de um conjunto de ensaios de funcionamento.
- b) A detecção de defeitos não visíveis através de, nomeadamente, inspecções termográficas para pesquisa de sobreaquecimentos das ligações eléctricas de alta, média e baixa tensão, ensaios aos óleos isolantes dos transformadores e medição das resistências de terra.
- c) No caso específico da verificação dos eléctrodos de terra, devem ser cumpridas as disposições do artigo 31º do “Regulamento de Segurança de Subestações e Postos de Transformação e Seccionamento” (promulgado pelo Decreto n.º 66/2011, de 21 de Dezembro).

ARTIGO 84

Manutenção das subestações

1. A entidade responsável pela manutenção das subestações deverá, numa perspectiva preventiva, definir políticas e estratégias de manutenção e efectuar o planeamento das acções necessárias para garantir o bom estado dos seus equipamentos e sistemas e o seu funcionamento nas condições de segurança regulamentarmente previstas.

2. A entidade responsável pela manutenção das subestações deverá, tendo em conta o resultado das inspecções, garantir a realização das acções de manutenção necessárias para a eliminação das situações anómalas detectadas.

3. Nesse âmbito, deverão ser adoptados os critérios seguintes:

- a) As anomalias, avarias ou outros defeitos visíveis em equipamentos ou sistemas constituintes das subestações deverão ser alvo de intervenção correctiva em prazo adequado à criticidade do equipamento afectado e à gravidade da situação, por forma a garantir a segurança da instalação e de pessoas e bens na proximidade, visando, igualmente, a optimização da qualidade de serviço e da disponibilidade dos equipamentos.
- b) Os incidentes ou ocorrências que resultem numa anomalia e consequente intervenção correctiva deverão ser objecto de análise comportamental no sentido de apurar as causas e avaliar a necessidade de implementar um conjunto de medidas preventivas nos equipamentos dessa instalação e de todas as que

se revelem tecnologicamente similares, de forma a prevenir a reincidência e incrementar o controlo sobre o número de incidentes ou anomalias da mesma natureza.

- c) A descrição dos incidentes, sua resolução e eventuais programas de melhoria deverão ser objecto de reporte ao Gestor da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica, em conformidade com o disposto no artigo 47 do presente Código.

SECÇÃO IV

Sistemas de Protecção, Controlo e Monitorização – Manutenção

ARTIGO 85

Aplicação e Responsabilidades

1. Sem prejuízo de outra legislação e regulamentação aplicável, as disposições constantes na presente secção aplicam-se aos sistemas de protecção, controlo e monitorização da REN, bem como aos equipamentos e sistemas da mesma natureza implementados nas instalações de utilização de energia eléctrica dos utilizadores da REN e dos Concessionários de Produção e de Distribuição ligadas à REN (no mesmo nível de tensão desta).

2. A responsabilidade pela manutenção dos sistemas de protecção, controlo e monitorização compete às entidades identificadas no n.º 5 do artigo 15 nos respectivos domínios ali expressos.

3. Cada entidade responsável pela manutenção dos activos constituintes dos sistemas de protecção, controlo e monitorização, bem como dos processos associados à manutenção dos mesmos, deve definir as estratégias e os planos de manutenção para cada tipo de activo constituinte dos referidos sistemas e para aqueles a estes conexos que suportem funções e serviços críticos para o seu desempenho.

4. Para efeitos do disposto no número anterior, compete à entidade responsável pela manutenção destes sistemas, a constituição das condições seguintes:

- a) Garantir os meios humanos, processuais e materiais para a efectiva concretização dos planos de manutenção decorrentes da observação da estratégia definida.
- b) Providenciar e gerir a informação relevante para esse efeito.
- c) Deter a capacidade de demonstrar e fazer prova de cumprimento dos planos de manutenção através de certificação e registos rastreáveis das acções de inspecção, ensaio, monitorização, análise, conservação e/ou reparação dos activos-alvo dos referidos planos.

ARTIGO 86

Estratégias de manutenção

1. A manutenção pode ser desenvolvida em estratégias baseadas no tempo, com planos de inspecção e ensaios a realizar em intervalos de tempo fixos não superiores a quatro anos.

2. Em alternativa ou em complemento, a entidade responsável pela manutenção poderá suportar a sua estratégia de manutenção em abordagens preditivas baseadas na condição, na fiabilidade, no risco ou no desempenho, desde que os referidos sistemas sejam completa e continuamente monitorizados (desde a origem das medidas de corrente e tensão até aos circuitos de disparo, passando pelas fontes de alimentação de corrente contínua, e canais de telecomunicações), compreendam mecanismos de autodiagnóstico e de notificação espontânea de eventos de falha e avaria e, quando aplicável, complementados por processos auditáveis de monitorização e análise do comportamento e do desempenho.

3. Independentemente da estratégia de manutenção adoptada, nenhum sistema deverá ficar mais do que oito anos sem que tenha sido alvo de uma acção específica de inspecção e de verificação de conformidade da sua parametrização/configuração.

ARTIGO 87

Peças de Reserva

1. A definição do lote de peças de reserva e a gestão das mesmas devem observar os requisitos de disponibilidade definidas no presente Código ou outras se mais exigentes a definir em cada caso pelo Gestor da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica e/ou pelo Concessionário de Transporte relevante, sem prejuízo de outros que cada a entidade responsável pela manutenção entenda considerar para a gestão dos seus próprios activos.

2. As referidas peças de reserva devem ser armazenadas em condições adequadas e garantir-se que as mesmas estão aptas e operacionais para poderem ser colocadas em serviço a qualquer altura, estabelecendo-se para tanto um plano de inspecção, verificação operacional e de compatibilidade com os equipamentos que se encontram em serviço.

3. A entidade responsável pela manutenção deverá poder evidenciar às entidades competentes em matéria de inspecção, quer a existência das convenientes peças e adequação do lote ao universo dos activos em serviço, quer o estado de prontidão em que as referidas peças de reserva necessariamente se devem encontrar.

ARTIGO 88

Gestão do ciclo de vida dos equipamentos

1. A entidade responsável pela manutenção deve definir uma estratégia de gestão do ciclo de vida dos equipamentos constituintes dos sistemas de protecção, controlo e monitorização, prevendo a sua devida actualização, com eventual substituição integral em períodos tecnicamente admissíveis de forma a manter as taxas de falhas dos diversos componentes em níveis reduzidos e a taxa de disponibilidade global em níveis acima dos limites indicados no presente Código. Nessa medida, a estratégia de gestão do ciclo de vida deve estar definida e documentada com indicação do tempo máximo de vida técnica útil de referência para cada constituinte principal e os critérios de eventual prorrogação, sem prejuízo de uma decisão de substituição antes do fim do tempo de referência.

2. Em qualquer caso, a remodelação dos sistemas deverá ocorrer, findo o período de depreciação, no máximo e a expensas da entidade responsável pela sua manutenção, no prazo correspondente a 50% do referido período. O período de depreciação a considerar, para efeitos da presente norma, é de 10 anos se outro não estiver definido por lei ou pelas boas práticas da arte.

3. Sem prejuízo do disposto nos números anteriores, os sistemas poderão ser remodelados a qualquer altura por indicação do Gestor da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica e num prazo a acordar entre as partes, caso se verifique a sua necessidade para melhoria ou garantia da segurança e desempenho da REN.

4. Para efeitos do disposto no número anterior, a entidade responsável pela manutenção deste tipo de equipamentos deverá promover, sem recusa e a seu cargo, a conveniente remodelação se esta vier a ocorrer após o período de depreciação referido no

número 2 do presente Artigo, ou de amortização dos equipamentos que estiver definido para efeitos fiscais, ou não se tendo verificado o fim daqueles períodos, se a entidade responsável pela manutenção tiver manifestamente procedido com omissão ou negligência reiteradas para com as suas responsabilidades.

ARTIGO 89

Sistemas de informação e de gestão da Qualidade

Independentemente do tipo de estratégia adoptado, o processo global da gestão dos activos em sede de exploração e operação, compreendendo, mas não limitado, à manutenção, gestão de peças de reservas e do ciclo de vida, deve estar integralmente suportado em sistemas de informação auditáveis e disponíveis para inspecção pela Entidade Competente, de acordo com normas internacionais, se outras nacionais ou regulamentadas para o efeito não existirem.

CAPÍTULO VI

Disposições finais e transitórias

ARTIGO 90

Outra regulamentação

1. O Gestor da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica deve submeter à aprovação da Entidade Competente:

- O manual de Procedimentos da gestão técnica global do Sistema;
- O normativo para definição dos níveis de correntes de defeito para projecto de instalações;
- O normativo para identificação de instalações;
- O protocolo de Exploração;
- O protocolo de Operação e Condução;
- O regulamento da Qualidade de Serviço;
- O regulamento de Despacho;
- O regulamento de Relações Comerciais de Ligação à Rede Eléctrica Nacional.

2. Nos artigos que referem os regulamentos citados no número anterior e que ainda não se encontrem em vigor à data da publicação do presente Código deverão ser seguidas as seguintes disposições:

- a) Até à entrada em vigor do regulamento em questão deverão ser seguidas normas técnicas que sejam aplicáveis a nível internacional ou outras a definir pela Entidade Competente ou pelo Gestor da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica se delegado por esta.
- b) Quando apropriado deverão ser tidos em conta os princípios técnicos definidos e acordados no âmbito do “*Southern African Power Pool*” (SAPP).
- c) Até à entrada em vigor do “Regulamento Sancionatório” deverão ser aplicadas sanções transitórias de natureza administrativa e/ou monetária a definir pela Entidade Competente.
- d) Até à entrada em vigor do “Regulamento de Relações Comerciais de Ligação à Rede Eléctrica Nacional”, os utilizadores que se pretendam ligar à REN serão sujeitos a tarifário a definir pela Entidade Competente.

ARTIGO 91

Regulamentação de sistemas de Muito Alta Tensão em Corrente Contínua

O Gestor da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica deverá submeter à aprovação da Entidade Competente, por sua iniciativa ou após solicitação desta, proposta de elaboração de documentação que estabeleça as disposições essenciais do ponto de vista da segurança, estabilidade, operação, planeamento e manutenção dos sistemas de Muito Alta Tensão em Corrente Contínua da REN.

ARTIGO 92

Demonstração de conformidade

O Gestor da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica poderá, com aprovação da Entidade Competente, elaborar mecanismos para verificação e demonstração do cumprimento de requisitos técnicos que sejam considerados relevantes sob o ponto de vista da segurança da REN. Estes mecanismos poderão incluir testes, simulações ou a apresentação de declarações de conformidade.

ARTIGO 93

Resolução de conflitos

O Conselho Nacional de Electricidade (CNELEC) conciliará, mediará e arbitrará os eventuais conflitos emergentes das disposições dos Artigos do presente Código.

ARTIGO 94

Sanções

O incumprimento das disposições do presente Código é sancionado nos termos definidos no “Regulamento Sancionatório”:

ANEXO

Siglas e definições

Para efeitos do presente Código são utilizadas as seguintes definições:

- a) **Alta Tensão (AT)** – Tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 66 kV e igual ou inferior a 220 kV.
- b) **Arranque autónomo** (*‘black start’*) - Capacidade duma central iniciar o seu processo de operação sem qualquer contribuição externa, partindo duma situação de tensão zero total ou parcial do Sistema Eléctrico Nacional.
- c) **Banda de Insensibilidade** – Limite de frequências no qual o controlador primário do grupo gerador não responde.
- d) **Cava de tensão** - Diminuição brusca e acentuada da tensão seguida do restabelecimento da mesma depois de um curto lapso de tempo.
- e) **Concessionário de Distribuição** – Sociedade concessionária a quem foi atribuída pela Entidade Competente as actividades de distribuição e comercialização de energia eléctrica ao abrigo do Decreto n.º 8/2000, de 20 de Abril, e com as obrigações definidas no Decreto n.º 42/2005, de 29 de Novembro.
- f) **Concessionário de Transporte** – Sociedade concessionária a quem foi atribuída pela Entidade Competente a faculdade de transportar energia eléctrica bem como comercializar tal transporte ao abrigo do Decreto n.º 8/2000, de 20 de Abril, e com as obrigações definidas no Decreto n.º 42/2005, de 29 de Novembro.

- g) **Contingência** – Saída de serviço não programada de um elemento da REN.
- h) **Curto-circuito na Rede** - Anomalia na rede eléctrica resultante da perda de isolamento de um seu elemento, dando origem a uma corrente, normalmente elevada, que requer a abertura automática de disjuntores. Equivale a defeito eléctrico.
- i) **Dependabilidade (de funções ou sistemas de protecção)** – Vertente de fiabilidade de funções ou sistemas de protecção que exprime a tendência, probabilidade ou nível de confiança que as funções ou sistemas de protecção apresentam em actuarem correctamente quando solicitadas, i.e., não terem falhas de actuação de acordo com o esperado.
- j) **Desvio angular** – Diferença no valor do ângulo da tensão entre duas subestações interligadas por um elemento da rede eléctrica após contingência (saída de serviço) do mesmo.
- k) **Desvio de frequência** – Variação da frequência do Sistema Eléctrico Nacional após contingência (saída de serviço) de um qualquer elemento da REN ou de um centro electroprodutor.
- l) **Distorção harmónica** — Deformação da onda de tensão (ou de corrente) sinusoidal à frequência industrial, provocada, designadamente, por cargas não lineares.
- m) **Estatismo** – Parâmetro definido no controlador de velocidade primária de um grupo gerador, que traduz a razão entre a frequência quase em estado estacionário em relação à frequência de referência da Rede e a variação relativa da potência aos terminais do gerador associado à acção do controlador primário. Esta relação é expressa como uma percentagem.
- n) **Funcionamento em 1.º nível (do sistema de protecção)** – Detecção do defeito e conveniente actuação global do sistema de protecção, sem falhas maiores, traduzindo-se na subsequente eliminação do defeito com a máxima selectividade e tempos operacionais não superiores ao esperado. Neste sentido, a presença de uma ou mais falhas de alguns dos constituintes do sistema de protecção pode não implicar necessariamente a falha de actuação do sistema de protecção, do ponto de vista sistémico para a REN, nos moldes esperados.
- o) **Funcionamento em 2.º nível (do sistema de protecção)** – Detecção do defeito e conveniente actuação global do sistema de protecção, traduzindo-se na subsequente eliminação do defeito em tempos operacionais superiores e/ou com menor selectividade face ao esperado. Este modo de funcionamento implica a presença de uma falha do sistema de protecção e/ou do sistema de eliminação de defeitos quando este se encontra solicitado a actuar.
- p) **Funcionamento em ilha** - Funcionamento duma central ligada a uma rede eléctricamente isolada do restante Sistema Eléctrico Nacional.
- q) **Geradores com ligação síncrona à Rede** – Instalações de geração de energia eléctrica ligadas directamente à Rede Eléctrica Nacional.
- r) **Geradores com ligação assíncrona à Rede ou, com ligação através de dispositivos de electrónica de potência** - Instalações de geração de energia eléctrica que não se encontram ligadas directamente à Rede Eléctrica Nacional.
- s) **Gestor da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica** – Entidade Pública designada para Gestor

- da Rede de Transporte (equivalente a Gestor da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica), ao abrigo da Lei n.º 21/97, de 1 de Outubro. Conforme disposto no Decreto n.º 43/2005, de 29 de Novembro, a entidade designada para realizar o serviço público de Gestor da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica é a empresa Electricidade de Moçambique, E. P.
- t) **Média Tensão (MT)** - Tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 1 kV e igual ou inferior a 66 kV.
- u) **Muito Alta Tensão (MAT)** - Tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 220 kV.
- v) **Rede Eléctrica Nacional (REN)** - Linhas eléctricas, subestações de transformação e outras instalações que operando em MAT e AT, proporcionem um sistema interligado de transporte de energia eléctrica no território de Moçambique. Equivale a Rede Nacional de Transporte (RNT), definida nos termos do Decreto n.º 42/2005, de 29 de Novembro.
- w) **Rede de Distribuição** - Linhas eléctricas, subestações de transformação e outras instalações que operando a uma tensão igual ou inferior a 66 kV, sejam utilizadas para fornecimento de electricidade a consumidores.
- x) **Rede de Telecomunicações de Segurança (RTS)** - É uma rede de telecomunicações utilizada na transmissão de fonia, dados, telemédidas, telecomandos, suporte de funções de protecção, monitorização e supervisão, entre outras, para efeito de exploração e gestão da Rede Eléctrica Nacional. A rede de telecomunicações de segurança é composta pelos sistemas, equipamentos e infra-estruturas de telecomunicações indispensáveis à realização da operação remota da REN e à gestão técnica global do Sistema Eléctrico Nacional.
- y) **Regulador Automático de Tensão (RAT)** - É o equipamento que controla automaticamente e em permanência a tensão aos terminais de um gerador síncrono em função de um valor de referência.
- z) **Resistência de frenagem** - Equipamento destinado a absorver excesso de potência numa rede através da dissipação da energia rotativa das máquinas controlando assim a sua velocidade.
- aa) **Segurança (de funções ou sistemas de protecção)** - Vertente de fiabilidade de funções ou sistemas de protecção que exprime a tendência, probabilidade ou nível de confiança que as funções ou sistemas de protecção apresentam em não actuarem incorrectamente.
- bb) **Sistema de eliminação de defeitos** - Para além dos constituintes da cadeia de funcionamento do sistema de protecção em sentido estrito (em que se incluem os núcleos, enrolamento e respectivos circuitos secundários dos transformadores/sensores de medida, os meios de comunicação e serviços de telecomunicações essenciais para o desempenho das funções de protecção, as próprias protecções, os respectivos circuitos de alimentação em BT e os circuitos e respectivas bobinas de disparo dos disjuntores), o sistema de eliminação de defeitos compreende ainda os disjuntores propriamente ditos.
- cc) **Sistema Eléctrico Nacional** - Princípios, organização, agentes e instalações eléctricas relacionados com as actividades de produção, transporte, distribuição, comercialização e operação dos mercados organizados de electricidade.

- dd) **Sobrecarga temporária admissível** - Corrente, para além da capacidade nominal, a que determinado elemento REN pode ser submetido durante um determinado período de tempo.
- ee) **Tremulação (flicker)** - Impressão de instabilidade da sensação visual provocada por um estímulo luminoso, cuja luminância ou repartição espectral flutua no tempo.
- ff) **Utilizador da REN** - Pessoa singular ou colectiva que, directamente e sem mediação, entrega electricidade à REN ou que é abastecida através dela, com excepção dos Concessionários de Distribuição.

MINISTÉRIO DA PLANIFICAÇÃO E DESENVOLVIMENTO

Diploma Ministerial n.º 185/2014

de 12 de Novembro

A Resolução n.º 26/2009, de 16 de Dezembro da Comissão Interministerial da Função Pública, aprovou o Estatuto Orgânico do Centro de Promoção de Investimentos e através do Diploma Ministerial n.º 182/2012, de 22 de Agosto, aprovou o respectivo Regulamento Interno.

Havendo necessidade de regulamentar a organização e funcionamento interno das Delegações Provinciais do Centro de Promoção de Investimento, ao abrigo do disposto nas alíneas e) e f) do artigo 4 do Regulamento Interno do Centro de Promoção de Investimentos, determino:

Artigo 1. É aprovado o Regulamento Interno das Delegações Provinciais do Centro de Promoção de Investimentos anexo ao presente Diploma Ministerial e que dele faz parte integrante.

Art. 2. O presente Diploma Ministerial entra em vigor a partir da data da sua publicação.

Ministério da Planificação e Desenvolvimento, em Maputo, 3 de Setembro de 2014. - O Ministro da Planificação e Desenvolvimento, *Aiuba Cuereneia*.

Regulamento Interno das Delegações Provinciais do Centro de Promoção de Investimentos

CAPÍTULO I

Natureza, objecto, âmbito e atribuições

ARTIGO 1

(Natureza)

As Delegações Provinciais são extensão do Centro de Promoção de Investimentos a quem se subordinam, sem prejuízo da articulação e cooperação com o Governador e o Governo Provincial, nos termos estabelecidos nos n.ºs 3 e 4 do artigo 36 do Regulamento da Lei dos Órgãos Locais do Estado, aprovado pelo Decreto n.º 11/2005, de 10 de Junho.

ARTIGO 2

(Objecto)

O Presente Regulamento tem por objecto regular a organização e funcionamento interno das Delegações Provinciais do Centro