



07
ANEXOS

REN 

Página em Branco



07 ANEXOS

ANEXO 1

PADRÕES DE SEGURANÇA PARA
PLANEAMENTO DA RNT

REN 

Página em Branco

Portaria 596/2010 de 30 de Julho - Regulamento da Rede de Transporte

Capítulo 9 - “Padrões de Segurança para Planeamento da RNT”

2932

Diário da República, 1.ª série—N.º 147—30 de Julho de 2010

da zona de trabalho que não possam ser colocadas fora de tensão, devem ser tomadas medidas de precaução adicionais, como sejam: *a)* colocação de ecrãs, de barreiras, de invólucros ou de protectores isolantes; ou *b)* estabelecimento de distâncias de segurança e vigilância.

A ordem de execução das cinco regras anteriores pode ser alterada se existirem razões fundamentadas para isso.

7.3.5 — Trabalhos em tensão:

7.3.5.1 — Durante a execução do trabalho em tensão, 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.

7.3.5.2 — Deve ser estabelecido um programa específico de formação destinado a desenvolver e a manter a capacidade das pessoas para a realização de trabalhos em tensão. Após a realização com êxito dessa formação, deve ser atribuído um certificado destinado a comprovar a aptidão do pessoal. A manutenção desta competência deve ser assegurada por meio da prática continuada ou através de nova formação.

7.3.5.3 — Devem ser definidas as condições de execução do trabalho, as quais, em função da respectiva complexidade, podem incluir um ou mais dos 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) Medidas a serem tomadas para limitar as sobreensões de manobra na zona de trabalho, como, por exemplo, a interdição de reengates automáticos dos disjuntores;

c) Distâncias de trabalho no ar para o pessoal e para os objectos condutores usados durante o trabalho.

7.3.6 — Trabalhos na vizinhança de tensão. — 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.

7.3.7 — 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;

deve ser mantida em permanência uma distância apropriada, medida em relação aos condutores e às peças nuas em tensão que se encontrem mais próximos.

Dado que este tipo de trabalhos pode envolver pessoas comuns, esta distância deve ser superior àquela que define o trabalho na vizinhança para pessoas qualificadas ou instruídas.

7.4 — Lista das pessoas qualificadas. — O ORT e cada utilizador da RNT com ligação física a esta devem trocar entre si a lista das pessoas com capacidade para participar nos processos de criação de condições de segurança para

trabalhos que envolvam a respectiva ligação. Esta lista será parte integrante do Protocolo de Exploração a celebrar entre as partes referidas.

7.5 — 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.

CAPÍTULO 8

Relacionamento entre o ORT e o ORD

8.1 — Contrato de ligação entre o ORT e o ORD:

8.1.1 — O ORT e o ORD, para efeito da gestão da ligação entre as redes de transporte e de distribuição, devem celebrar um contrato, designado por contrato de ligação entre a RNT e a RND.

8.1.2 — O contrato de ligação entre a RNT e a RND deve estabelecer as relações entre o ORT e o ORD no âmbito da entrega e da recepção de energia eléctrica, do planeamento e da exploração das redes, de forma a permitir o funcionamento do mercado de electricidade em condições de equidade, eficiência, segurança e qualidade de serviço, nos termos da legislação e da regulamentação em vigor.

8.1.3 — O contrato referido nas secções anteriores substitui o contrato de vinculação celebrado nos termos do artigo 14.º do Decreto-Lei n.º 184/95, de 27 de Julho, e terá por base uma minuta homologada pela DGEG, mediante proposta conjunta apresentada pelo ORT e o ORD no prazo de 60 dias após a data de entrada em vigor do presente Regulamento.

8.1.4 — O ORT e o ORD podem propor à DGEG alterações ao contrato de ligação sempre que considerem necessário.

8.1.5 — O ORT e o ORD podem estabelecer mecanismos bilaterais de acompanhamento e facilitação da aplicação do contrato de ligação, nomeadamente através da constituição de comissões conjuntas, que reunirão com a periodicidade necessária.

8.2 — Protocolos de Operação e Condução:

8.2.1 — O operador da RND e o operador da RNT 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.

8.2.2 — Os Protocolos de Operação e Condução deve estabelecer a caracterização dos pontos de ligação entre a RNT e a RND, 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.

8.2.3 — Os Protocolos referidos nas secções anteriores deverão ser revistos, por iniciativa de qualquer das partes, com uma periodicidade mínima de um ano.

CAPÍTULO 9

Padrões de segurança para planeamento da RNT

9.1 — O presente capítulo estabelece as regras e os critérios que definem os «padrões de segurança para planeamento da RNT», previstos no artigo 36.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto, e referidos na secção 1.5, nos termos a seguir indicados.

9.1.1 — A necessidade de construção de novas estruturas da RNT ou o reforço das existentes deve ser proposta para datas de entrada em serviço que assegurem:

9.1.1.1 — O cumprimento de critérios técnicos em todas as situações típicas de funcionamento previsional da RNT ao longo do horizonte de simulação.

9.1.1.2 — A otimização económica global do SEN, 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.

9.1.1.3 — A conformidade com as políticas de ordenamento do território e de minimização de impacte ambiental ou cumprimento de objectivos nacionais e comunitários de política energética.

9.1.2 — As regras enunciadas nas secções 9.1.1.1 e 9.1.1.2 definem outros tantos níveis de actuação que devem presidir ao planeamento da RNT. Assim:

9.1.2.1 — O planeamento deve reger as suas propostas de reforço da RNT mediante o cumprimento dos princípios e das regras explicitadas neste documento como salvaguarda do bom funcionamento das redes interligadas e da garantia da adequada qualidade no abastecimento dos consumos.

9.1.2.2 — Deve ser tida em conta a vertente económica dos diversos projectos alternativos, privilegiando o que tem maior valor actual.

9.1.2.3 — O mesmo se aplica na identificação de outros projectos que, mesmo não justificados por razões estritas de cumprimento das regras de segurança, possam ter valia técnico-económica.

9.1.3 — Para cumprimento dos critérios técnicos referidos na secção 9.1.1.1, os resultados da simulação da RNT, integrada no conjunto mais global do SEN, devem, em linhas gerais, cumprir os seguintes requisitos:

9.1.3.1 — As variáveis eléctricas tensão e intensidade de corrente deverão respeitar os limites de aceitabilidade de gamas de tensão admissíveis e de carga máximas apontadas na secção 9.4.1 em regime normal, em regime de contingência *n-1*, e no número restrito de contingências *n-2* adiante definidas na tabela n.º 1.

9.1.3.2 — Em nenhum caso de regime normal ou dos regimes de contingência definidos na secção anterior se devem verificar cortes de consumos.

9.1.3.3 — Para os regimes de contingência *n-2* admite-se, no entanto, o recurso a redespachos de produção e reconfigurações topológicas da rede, conforme referido na secção 9.6.

Em particular, no que diz respeito às cargas monoalimentadas a partir da RNT ou à capacidade de transformação garantida em contingência *n-1* nas subestações de entrega à distribuição, deverá ser tido em conta, sempre que relevante, o recurso de alimentação através das redes

da RNT. A enumeração das capacidades de recurso a considerar consta do PDIRT.

9.2 — Condições topológicas a considerar:

9.2.1 — A RNT deve ser ensaiada nas três condições de rede a seguir indicadas e os resultados deverão respeitar sempre os limites de aceitabilidade de tensão e de sobrecarga descritos na secção 9.4:

9.2.1.1 — Situação *n*. — Consideram-se todos os elementos da RNT em serviço.

9.2.1.2 — Regime de contingência *n-1*. — Considera-se a falha de um qualquer elemento da RNT (linha simples, circuito de linha dupla, grupo gerador, autotransformador, transformador, bateria de condensadores), devendo nos restantes, sem excepção, não se verificarem violações dos critérios de tensão e de sobrecarga, sem qualquer reconfiguração topológica a nível da RNT.

9.2.1.3 — Regime de contingência *n-2*. — Supõe-se a falha, simultânea ou não, de dois elementos da RNT. O regime de contingência *n-2* não é aplicado genericamente a toda a rede. Deverão apenas ser avaliados os casos apontados na tabela seguinte:

TABELA N.º 1

Condições de simulação do regime de contingência *n-2*

| Tipo de falha | Campo de aplicação |
|--|---|
| Falha simultânea de dois circuitos do mesmo apoio (contingência <i>n-2</i>). | Linhas duplas que ponham em causa o abastecimento das áreas da Grande Lisboa, incluindo a península de Setúbal, e do Grande Porto. Qualquer outra linha dupla de mais de 35 km, excepto «antenas». |
| Falha de dois elementos quaisquer, não simultânea, com possibilidade de redespacho de produção e reconfiguração da rede, após a primeira falha (contingência <i>n-1-1</i>). | Em toda a rede de 400 kV. Nos autotransformadores inseridos nos eixos com função de grande transporte (todos os ligados nos 400 kV). |

No critério proposto para a contingência *n-1-1* admite-se que, após a primeira falta, a reposição do nível de segurança de funcionamento *n-1* possa ser conseguida com recurso a medidas de redespacho ou de reconfiguração de rede.

9.3 — Critérios de estabilidade:

9.3.1 — Considerando todos os elementos da RNT disponíveis e sem qualquer tipo de restrição, o sistema deverá ser transitoriamente estável, apresentando estabilidade na 1.ª oscilação, para os diferentes tipos de defeito e localização descritos na tabela n.º 2 e, ainda, ser dinamicamente estável com um adequado amortecimento das oscilações subsequentes:

TABELA N.º 2

Estabilidade da RNT — Critérios de simulação

Funcionamento dos sistemas de protecção em 1.º nível

| Local do defeito | Condições iniciais | Tipo de defeito | | | | Tempo morto (s) | Religação |
|------------------|--------------------------|---|-----------------------|---|----------|---|-----------|
| | | Tipo | Eliminação do defeito | | | | |
| | | | Tempo (s) | Forma | | | |
| 400 kV | Sem restrições | Trifásico Fase-terra | 0,1 0,1 | 2 extremos 2 extremos monofásico . . | - 0,9 | Não. Mal sucedida com abertura trifásica definitiva. | |

2934

Diário da República, 1.ª série—N.º 147—30 de Julho de 2010

| Local do defeito | Condições iniciais | Tipo de defeito | | | | Religação |
|------------------|--------------------------|----------------------|-----------------------|---------------------------|-----------------|---|
| | | Tipo | Eliminação do defeito | | Tempo morto (s) | |
| | | | Tempo (s) | Forma | | |
| 220 kV | Sem restrições | Trifásico | 0,10 | 2 extremos | - | Não. Mal sucedida com abertura trifásica definitiva. |
| | | Fase-terra | 0,10 | 2 extremos monofásico . . | 0,9 | |
| 150 kV | Sem restrições | Trifásico | 0,15 | 2 extremos | - | Não. Mal sucedida com abertura trifásica definitiva. |
| | | Fase-terra | 0,15 | 2 extremos monofásico . . | 0,9 | |

TABELA N.º 3

A tabela n.º 2 comporta defeitos, trifásicos e fase-terra, eliminados por funcionamento dos sistemas de protecção em 1.º nível, isto é, no tempo de actuação mais rápido dos sistemas, e sem religação ou com religação mal sucedida, no caso de defeitos trifásicos ou de defeitos fase-terra, respectivamente.

Para as perturbações referidas anteriormente, não é aceitável que os grupos geradores (excepto eólicos) ligados à rede percam o sincronismo ou se desliguem da mesma.

9.3.2 — No caso dos geradores eólicos é tida em consideração nas simulações a capacidade ou não dos mesmos resistirem às cavas de tensão resultantes de defeitos na rede. Os geradores eólicos que tenham capacidade para suportarem cavas de tensão (*fault ride through capability* — FRTC) devem-se manter ligados perante cavas de tensão resultantes de defeitos na rede 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 constante da secção 3.7.4:

Para os geradores eólicos que não tenham capacidade de resistência aos defeitos, a sua resposta perante defeitos na rede é simulada tendo em conta as parametrizações especificadas para as suas protecções.

9.3.3 — Para além das perturbações referidas anteriormente e que servem de base à análise da estabilidade transitória da RNT, são também 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 RNT em 2.º nível, correspondentes à actuação da protecção de falha de disjuntor ou à falha de teleprotecção, que conduzem aos tempos de eliminação de defeitos indicados na tabela n.º 2 e que são superiores àqueles que resultam do funcionamento dos sistemas de protecção em 1.º nível.

Condições de simulação mais severas

Funcionamento dos sistemas de protecção em 2.º nível

| Local do defeito | Tipo de defeito | | | | Religação |
|------------------|---------------------|------------------------|----------------------------|-----|-----------|
| | Tipo | Eliminação em tempo de | | | |
| | | Falha de disjuntor (s) | Falha de teleprotecção (s) | | |
| 400 kV | Trifásico | 0,25 | 0,35 | Não | |
| 220 kV | Trifásico | 0,30 | 0,50 | Não | |
| 150 kV | Trifásico | 0,30 | 0,50 | Não | |

Nas condições explicitadas nas tabelas n.ºs 2 e 3 deverão ser cumpridos os seguintes critérios de aceitabilidade das simulações:

9.3.3.1 — O SEN não deverá ser conduzido a situações de perda de geração superior a 2000 MW e o sistema síncrono da UCTE, em conformidade com o critério C3 do controlo primário (incidente de referência), não deverá ser conduzido a situações de perda de geração superior a 3000 MW (desvio máximo instantâneo entre geração e consumo).

9.3.3.2 — Não deverão ocorrer disparos de linhas de interligação.

9.4 — Limites de aceitabilidade de sobrecarga, de tensão e de desvio angular:

9.4.1 — Para os diferentes regimes, normal ou de contingência, os valores estabilizados da tensão, do desvio angular e do desvio de frequência nos barramentos e de carga nos elementos da RNT não devem, salvo em situações restritas resultantes de características particulares de equipamentos, violar os limites indicados nas duas tabelas seguintes:

TABELA N.º 4

Critérios de aceitabilidade para desvios de tensão, ângulo e frequência

| | Tensão | Desvio angular | Frequência |
|--------------------------------------|--|---|-------------------------------|
| Sem falha [N] | Dentro da banda estabelecida em funcionamento normal. | Sem restrições particulares | De acordo com regras da UCTE. |
| Em situação de falha [N-1] | 400 kV: 372-420 220 kV: 205-245 150 kV: 140-165 (* 63 kV: 60-66 | Máximo de 30º após redespachos realizáveis em quinze minutos. | Idem. |
| Em situação de falha [N-2] | 400 kV: 360-420 220 kV: 198-245 | Idem | Idem. |

| Tensão | Desvio angular | Frequência |
|------------------------------------|----------------|------------|
| 150 kV: 135-165 (* 63 kV: 59-66 | | |

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

TABELA N.º 5

Critérios de aceitabilidade para sobrecargas temporárias

Sobrecargas temporárias admissíveis [%] (*)

| | Época sazonal | t < 20 min Categoria A | | 20 min < t < 2 h Categoria B | |
|-------------------------------------|---------------|---------------------------|---------|---------------------------------|---------|
| | | Linhas | Transf. | Linhas | Transf. |
| Sem falha [N] | Todas | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Em situação de falha [N-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.

9.4.2 — Os valores indicativos das sobrecargas temporárias têm como referência as capacidades nominais dos transformadores e as máximas das linhas. No caso das linhas os valores de capacidade máxima de projecto são diferentes consoante a época sazonal, menores de Verão e mais elevados de Inverno.

9.4.3 — Todas as linhas da rede de 400 kV, e bem assim as restantes linhas que alimentam a «Grande Lisboa» e a península de Setúbal, estão incluídas na categoria de sobrecargas B, pelo que não podem ser objecto de sobrecargas temporárias. Contudo, a evolução da estrutura da RNT poderá levar à inclusão de outras linhas nesta categoria B, nomeadamente na zona do «Grande Porto» quando e se os 150 kV forem desactivados.

9.5 — Hipóteses para simulação:

9.5.1 — Previsão de cargas:

9.5.1.1 — A previsão de cargas (potências activa e reactiva) a alimentar pela Rede de Transporte é elaborada para condições de carga máxima e de carga mínima e ainda para situações de carga intermédia com base no registo histórico dos últimos anos. Quando relevante serão tratados os meses típicos de cada uma das épocas sazonais.

O ponto de partida desta previsão corresponde à estimativa, para o ano em curso, das cargas activas simultâneas em cada um dos pontos de entrega (PdE). O valor global da estimativa daqui resultante corresponde à situação de simultaneidade de carga em todos os pontos de entrega e está associado ao do cenário mais provável disponível no documento «Monitorização da segurança de abastecimento», da responsabilidade da DGEG.

9.5.1.2 — Numa perspectiva individual de cada PdE, os seus registos de carga máxima (ou mínima) podem atingir valores que sejam superiores (ou inferiores) aos que constam desta previsão de carga simultânea, pelo facto dos mesmos não estarem referidos a instantes síncronos com os dos outros PdE.

Este ponto de partida é ainda alvo de ajustes com base na informação fornecida pelo ORD, devendo esta entidade fornecer o detalhe dos valores de cargas das suas subestações de distribuição servidas por cada PdE, bem assim como as taxas de crescimento de cada uma delas.

9.5.1.3 — O factor de potência típico de cada PdE a considerar para o estabelecimento das cargas reactivas é calculado com base nos registos históricos dos últimos anos e nas infor-

mações recolhidas junto do ORD sobre as suas políticas futuras no que respeita à compensação daquele factor nas suas redes.

9.5.2 — Produção em regime especial (PRE):

9.5.2.1 — Centrais de cogeração. — A potência deste tipo de centrais é considerada como potência garantida, desde que a análise do seu diagrama anual de funcionamento permita concluir por um padrão de comportamento estável.

9.5.2.2 — Centrais mini-hídricas. — As centrais mini-hídricas são representadas por um equivalente ligado a cada subestação da RNT, que traduz o agregado daquele tipo de produção na área de influência dessa subestação.

Em função da época do ano e do regime de hidraulicidade são considerados factores de produtividade relativos, face ao valor de potência total agregada instalada em cada equivalente. Estes factores podem variar entre 100%, para situações de forte produção em regimes de grande hidraulicidade, até se anular em regimes secos, fora das horas CP.

Em função do comportamento estatístico, o valor máximo de potência garantida em cada um destes agregados de geração mini-hídrica poderá ser inferior ao somatório das potências instaladas.

9.5.2.3 — Centrais eólicas. — As centrais eólicas são representadas através de um equivalente por subestação da RNT, que simula um agregado coerente de toda a produção eólica na área de influência da respectiva subestação.

Esta central equivalente deve ser simulada, com produção entre 10% (mínimo) e 80% (máximo) da sua potência nominal, com vista a avaliar o seu impacto nos trânsitos e no comportamento da RNT, quer em regime permanente, quer em regime perturbado.

Para efeitos de planeamento da transformação mínima necessária em cada subestação para assegurar o abastecimento dos consumos, considera-se que, no estado actual de desenvolvimento da tecnologia deste tipo de centrais, a produção eólica não contribui com qualquer valor de potência garantida.

9.5.2.4 — Outras centrais ao abrigo da PRE. — São simuladas consoante a respectiva especificidade.

9.5.3 — Condições ambientais. — As condições ambientais influenciam as capacidades térmicas de carga dos elementos da RNT. No sentido de adequar e otimizar a utilização dos elementos da rede, o ORD utiliza condições ambientais típicas de referência, diferentes consoante as épocas sazonais e a zona geográfica onde se situam os elementos da RNT.

2936

Diário da República, 1.ª série—N.º 147—30 de Julho de 2010

Nas linhas eléctricas aéreas a determinação da corrente máxima admissível é efectuada de acordo com o modelo de Kuipers-Brown, o qual tem em conta a dissipação térmica da energia eléctrica nos condutores com o meio envolvente em termos de energia radiante:

$$I_{max} \cdot R_t + A \cdot R \cdot D = 8,55 \cdot (T_p - T_a) \cdot (V \cdot D)^{0,448} + \pi \cdot E \cdot C \cdot D (T_p^4 - T_a^4)$$

em que:

I_{max} — intensidade de corrente máxima no condutor: A;

R_t — resistência do condutor: Ω/m ;

A — coeficiente de absorção solar: 0,5;

R ;

Intensidade de radiação solar durante o dia: 1000 W/m²;

Intensidade de radiação solar durante a noite: 0 W/m²;

D — diâmetro do condutor: m;

T_p — temperatura de projecto dos condutores: K;

T_a — temperatura ambiente: K;

V — velocidade do vento: 0,6 m/s;

E — poder emissivo do condutor relativamente a um corpo negro: 0,6,

C — constante de Stefan: $5,7 \cdot 10^{-8}$ W/m²/K⁴.

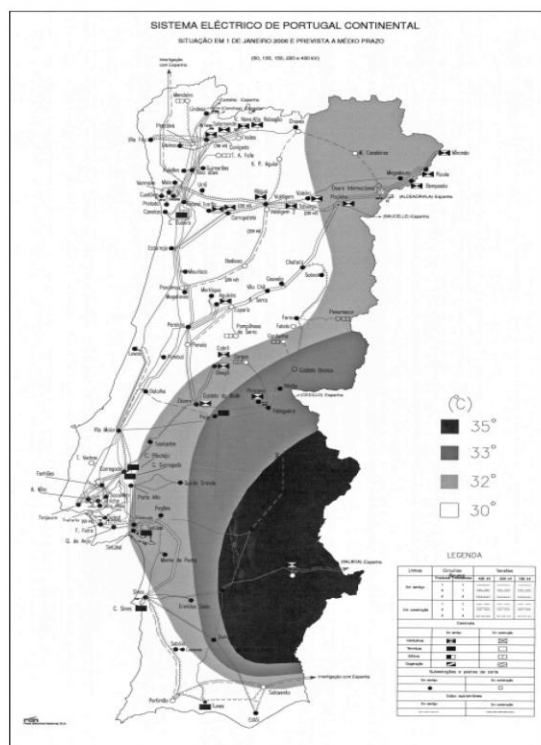
Consoante a época sazonal as temperaturas ambientes de referência situam-se nas gamas a seguir indicadas:

a) Meses de Verão — de 30°C a 35°C;

b) Meses de Inverno — 15°C;

c) Restantes meses do ano — de 20°C a 25°C.

O mapa seguinte mostra as isotérmicas que definem a temperatura máxima de referência para a época sazonal de Verão, a utilizar nas instalações e linhas da RNT no âmbito deste documento.



9.5.4 — Planos de produção e de cargas:

9.5.4.1 — Na óptica do planeamento e análise da RNT, os casos de referência para simulação do SEN 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:

Inverno — situações de carga para abastecimento dos consumos nos períodos de ponta, intermédio e de vazio, cruzados com os regimes hidrológicos seco e húmido;

Verão — situações de carga para abastecimento dos consumos nos períodos de ponta, intermédio e de vazio, para o regime hidrológico seco;

Restantes épocas sazonais — cargas representativas da época, para os regimes hidrológicos seco e húmido.

9.5.4.2 — Colocação das instalações de produção. — Assumindo a assistência de mecanismos de mercado eficientes, as instalações de produção serão colocadas em serviço de acordo com a sua ordem de mérito, a qual será definida tendo em conta, por um lado, a prática do gestor do sistema e do agente comercial e, por outro, os custos variáveis previstos para o médio e longo prazos nos estudos de expansão de instalações de produção do SEN e as características relevantes das centrais PRE.

9.5.4.3 — Reserva terciária. — A reserva terciária deve respeitar os critérios da UCTE. Em termos da sua quantificação prática para efeitos de simulação em planeamento, o valor desta reserva deve corresponder ao somatório da potência do maior grupo em serviço acrescida de 2% da carga da rede, distribuída de acordo com a prática do gestor do sistema.

9.5.4.4 — Indisponibilidades. — Para efeito de análise dos trânsitos máximos na RNT, deverá ser sempre considerado indisponível um dos grupos mais potentes instalados no SEN, na localização mais desfavorável consoante as condições de carga/situação hidrológica da RNT a ser ensaiada. Esta regra é aplicada *a priori* das análises de funcionamento referidas no ponto 3 («Condições topológicas a considerar»).

9.5.4.5 — Saldo de troca nas interligações. — A verificação da adequação das situações previsionais de funcionamento da RNT deverá contemplar cenários de saldo de troca nas interligações de acordo com os objectivos definidos no âmbito do MIBEL.

Actualmente os valores de saldo de troca para os quais se «validam» as situações de rede situam-se na gama dos 3000 MW, tanto de importação como de exportação, com tendência crescente acompanhando o natural reforço de investimento conjugado das redes de transporte de Portugal e de Espanha.

Estes valores, que se afiguram adequados no presente, deverão ser periodicamente actualizados.

9.5.5 — Sistemas de comando, controlo e protecção. — Para efeitos deste Regulamento, pressupõe-se que os sistemas de comando, controlo e protecção, e bem assim os sistemas de comunicações que asseguram as suas funcionalidades, efectuam correctamente a eliminação dos defeitos que afectam a RNT.

Acrescenta-se que, os sistemas de protecção podem ser dotados de níveis diferenciados de fiabilidade no desempenho, consoante as necessidades. É o caso da possibilidade de duplicação de protecções para uma mesma função e o da existência de funções que, entre outros objectivos, funcionam como recurso perante falhas de outras protecções. Este facto, e admitindo uma correcta actuação a nível de

acompanhamento e manutenção destes sistemas, permite sustentar a posição expressa na secção anterior, por tornar bastante improvável uma falha em cascata do sistema de protecções que leve a disparos não selectivos envolvendo áreas alargadas da RNT.

Algumas situações de funcionamento em 2.º nível (maior tempo de actuação) destes sistemas poderão, no entanto, ser consideradas em análises particulares de contingências mais severas, referidas na secção 9.6.2.

9.6 — Casos especiais:

9.6.1 — Casos especiais das cargas mono-alimentadas. — 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 RNT possa ser compensada, mediante acordo prévio com o ORD, em tempo adequado, por recurso integral à RND, ou seja, desde que:

a) A reposição dos consumos possa ser efectuada por telecomando das redes de AT da RND, o que, em princípio, é conseguido num curto intervalo de tempo;

b) A carga servida não ultrapasse um limite máximo de ponta que se encontra fixado em 70 MW, sem prejuízo de eventuais excepções, limitadas no tempo, sustentadas por uma análise técnico-económica que, nomeadamente, deverá ter em conta a fiabilidade da própria alimentação da RNT e a eficácia de disponibilização de recurso por parte da RND.

Nas zonas da Grande Lisboa e do Grande Porto, na ausência de indisponibilidades, terá sempre de haver garantia «n-1» para os consumos abastecidos pela RNT. Entende-se que, para atingir este objectivo, se possa recorrer a configurações conjuntas malhadas envolvendo a RNT e a RND.

9.6.2 — Casos especiais de contingências mais severas:

9.6.2.1 — Deverão ser analisados casos especiais de contingências mais severas como a perda simultânea de quaisquer dois elementos da RNT, 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.

9.6.2.2 — Devem ser verificadas as consequências da perda de um barramento nas zonas críticas (rede de 400 kV e zonas de abastecimento da Grande Lisboa e do Grande Porto), situações estas que serão periodicamente simuladas, pelo menos de quatro em quatro anos.

9.6.2.3 — Em qualquer um destes casos 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 no sistema.

9.6.2.4 — 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 elaborar medidas de limitação dessas mesmas consequências.

CAPÍTULO 10

Disposições finais e transitórias

10.1 — Elaboração do acordo de ligação à RNT. — O ORT e os utilizadores que se encontrem ligados à RNT à data da entrada em vigor do presente Regulamento, no prazo de 12 meses a contar desta data, estão obrigadas a celebrar um acordo de ligação à RNT, cabendo ao ORT promover a celebração do mesmo. Exceptuam-se da secção anterior os casos em que, na data referida, já existam acordos ou contratos que as partes envolvidas, por consenso, decidam manter até ao seu termo.

10.2 — Actualização do Protocolo de Exploração. — O ORT e os utilizadores que se encontrem ligados à RNT à data da entrada em vigor do presente Regulamento, no prazo de 12 meses a contar desta data, estão obrigadas a proceder às alterações necessárias no Protocolo de Exploração para o tornar conforme com as disposições naquele contidas.

10.3 — Aplicação do RRT a instalações de produção eólicas:

10.3.1 — O cumprimento das disposições da secção 3.7 é obrigatório para todos os promotores das instalações de produção eólicas que venham a obter licença de exploração após a data de entrada em vigor do presente Regulamento, devendo os mesmos apresentar à DGEG e ao ORT, previamente à emissão da licença de exploração, a declaração do fabricante de acordo com o exposto na secção 3.7.7.

10.3.2 — As instalações de produção eólicas nas condições da secção 10.3.1 e que tenham obtido a licença de exploração até 18 meses após a data de entrada em vigor do presente Regulamento dispõem de um prazo máximo de 6 meses, contados a partir da data da obtenção da referida licença, para realizar as modificações técnicas necessárias e apresentar a declaração do fabricante. As instalações de produção eólicas que obtenham a licença de exploração depois de passados 18 meses após a data da entrada em vigor do presente Regulamento têm de cumprir as disposições da secção 3.7 a partir da data da obtenção da referida licença.

10.3.3 — As instalações de produção eólicas que tenham obtido a licença de exploração previamente à data de entrada em vigor do presente Regulamento são obrigadas a cumprir o disposto nas secções 3.7.3 a 3.7.9, devendo realizar as modificações técnicas necessárias na sua instalação de produção e apresentar à DGEG a declaração do fabricante de acordo com a secção 3.7.7.

10.3.4 — As instalações de produção eólicas nas condições da secção 10.3.3 dispõem de um prazo máximo de 12 meses, contados a partir da data de entrada em vigor do presente Regulamento, para realizar as modificações técnicas necessárias e apresentar a declaração do fabricante.

10.3.5 — A DGEG, ouvida o ORT, poderá isentar do cumprimento das obrigações os promotores das instalações de produção eólicas nas condições da secção 10.3.3 que demonstrem técnica ou economicamente, através da apresentação de uma memória descritiva e justificativa, a não viabilidade das modificações técnicas necessárias ao cumprimento do disposto nas secções 3.7.3 a 3.7.9, não tendo estes promotores direito a benefícios atribuíveis pela legislação no âmbito do cumprimento das referidas obrigações. Os promotores nestas condições dispõem de um prazo máximo de seis meses, contados a partir da data de entrada em vigor do presente Regulamento, para apresentar à DGEG a referida demonstração.



07 ANEXOS

ANEXO 2

RMSA-E 2016 | CENÁRIOS E PRESSUPOSTOS

REN

Página em Branco



RMSA-E 2016 CENÁRIOS E PRESSUPOSTOS

1. Horizonte

O estudo terá o horizonte 2017 – 2030, com detalhe anual para o período 2017-2025 e para período de 2025-2030 é quinquenal, pelo que são apresentados apenas os anos de 2025 e de 2030.

2. Cenário Macroeconómico

Os cenários macroeconómicos que servirão de base à definição dos cenários de procura são os seguintes:

| | Taxa de variação do PIB | | | | | | |
|------------------|-------------------------|------|------|------|------|------|-----------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021-2030 |
| Cenário Inferior | 1,5% | 1,2% | 1,3% | 1,2% | 1,2% | 1,2% | 1,2% |
| Cenário Central | 1,5% | 1,3% | 1,6% | 1,5% | 1,5% | 1,5% | 1,5% |
| Cenário Superior | 1,5% | 1,7% | 1,8% | 1,9% | 2,0% | 2,0% | 2,0% |

Os cenários macroeconómicos propostos tiveram em contas as mais recentes previsões macroeconómicas, não só as previsões fornecidas pelo Ministério das Finanças para a estratégia orçamental, mas também as várias previsões provenientes do Banco de Portugal, Comissão Europeia, Fundo Monetário Internacional, nomeadamente:

| | Taxa de variação do PIB | | | | | |
|--|-------------------------|------|------|------|------|------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 |
| INE | 1,5% | - | - | - | - | - |
| Programa Nacional de Reformas e Programa de Estabilidade e Crescimento (abr. 2016) | 1,5% | 1,8% | 1,8% | 1,9% | 2,0% | 2,1% |
| Banco de Portugal ¹ (jun. 2016) | 1,5% | 1,3% | 1,6% | 1,5% | - | - |
| Banco Central Europeu ² (jun. 2016) | 1,5% | 1,3% | 1,6% | 1,5% | - | - |
| Comissão Europeia ³ (mai. 2016) | 1,5% | 1,5% | 1,7% | - | - | - |
| OCDE ⁴ (jun. 2016) | 1,5% | 1,2% | 1,3% | - | - | - |
| FMI ⁵ (mar. 2016) | 1,5% | 1,4% | 1,3% | 1,2% | 1,2% | 1,2% |

¹ Projeções para a economia portuguesa: 2016-2018

² Projeções macroeconómicas de junho de 2016 para a área do euro elaboradas por especialistas do Eurosistema

³ *European Economic Forecast, Spring 2016*

⁴ *OECD Economic Outlook, June 2016*

⁵ *Portugal Third Post-Program Monitoring Discussions – Press release and staff report. March 2016*

3. Pressupostos de Oferta

O cenário de oferta tem em consideração os seguintes pressupostos:

- Não construção da central CCGT de Lavos de 800 MW e da central de Sines de 800 MW, e respetiva libertação da potência reservada no ponto de rede. Não construção da Hídrica de Girabolhos de 364 MW;
- Capacidade instalada em Portugal Continental a 31 de dezembro de 2015;
- No caso da Cogeração, renovável e não-renovável, não foi considerada a potência instalada dos grupos de reserva, das instalações paradas e das instalações que funcionam apenas em autoconsumo;
- Duas trajetórias da oferta de capacidade térmica:
 - Trajetória A: considera o prolongamento no horizonte 2017-2025, em condições de mercado favoráveis, da Central de Sines;
 - Trajetória B: admite as datas de descomissionamento das centrais térmicas de acordo com o que está estabelecido nos contratos de exploração em relação às datas de término dos contratos de aquisição de energia;

No que respeita à Grande Térmica, considera-se:

| Centro Electroprodutor | Prolongamento da Central de Sines em em condições de mercado favoráveis (Trajetória A) | Descomissionamento das centrais nas datas estabelecidas nos CAE/CMEC (Trajetória B)* | Capacidade instalada (MW) |
|------------------------|--|--|---------------------------|
| Sines | 2025 | 2017 | 1 180 |
| Pego | 2021 | 2021 | 576 |
| Tapada Outeiro C.C. | 2024 | 2024 | 990 |
| Ribatejo | n.a. | n.a. | 1 176 |
| Lares | n.a. | n.a. | 826 |
| Pego CCGT | n.a. | n.a. | 837 |

(*) – A 31 de dezembro do ano

- Datas de entrada em serviço dos aproveitamentos hidroelétricos de acordo com a informação mais recente constante dos processos de licenciamento e cruzada com a informação dos promotores;

No que respeita às Grandes Hídricas, considera-se como cenário de referência:

| Aproveitamento Hídrico | Promotor | Data de entrada em serviço | Capacidade instalada (MW) |
|------------------------|-----------|----------------------------|---------------------------|
| Venda Nova III | EDP | 2017 | 799 |
| Foz Tua | EDP | 2017 | 261 |
| Gouvães | Iberdrola | 2024 | 880 |
| Daivões | Iberdrola | 2024 | 114 |
| Alto Tâmega (Vidago) | Iberdrola | 2024 | 160 |
| Fridão* | EDP | 2026 | 238 |
| Carvão-Ribeira | EDP | 2030 | 555 |

(*) – O Ministério do Ambiente tomou em 2016 a decisão de suspender por 3 anos.

- Os objetivos em matéria de renováveis definidos no Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis (PNAER, RCM n.º 20/2013) com as devidas atualizações, em função da última informação disponível relativa aos licenciamentos;

No que respeita aos cenários de evolução da capacidade de Produção em Regime Especial (PRE), estes tiveram por base a informação mais recente disponível relativamente à capacidade instalada, licenciada e em licenciamento, estando prevista a sua entrada em funcionamento de acordo com os quadros seguintes:

CAPACIDADE PRE LICENCIADA (previsão da data de entrada em produção)

| Tecnologia (MW) | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2030 | TOTAL |
|---|------------|-----------|-----------|-----------|-----------|------|------|------|------|------|------|------------|
| Cogeração não renovável | | 16 | | | | | | | | | | 16 |
| Pequenas Hídricas (< 30 MW) | | | | | | | | | | | | |
| Eólica Onshore ^(*) | 245 | 4 | 39 | 20 | | | | | | | | 308 |
| Eólico Offshore | | | | | | | | | | | | |
| Cogeração renovável | | | | | | | | | | | | |
| Resíduos Sólidos Urbanos | | | | | | | | | | | | |
| Biomassa (s/ co-geração) | | 14 | | 60 | 71 | | | | | | | 145 |
| Biogás (s/ co-geração) | | | 1 | | | | | | | | | 1 |
| Fotovoltaico (PV) | 3 | | 42 | | | | | | | | | 45 |
| Fotovoltaico (PV) - P.Distribuída ^(**) | | | | | | | | | | | | |
| Fotovoltaico Concentração (CPV) | 7 | | 3 | | | | | | | | | 10 |
| Solar Térmico Concentrado (CSP) | | | | | | | | | | | | |
| Ondas | | | | | | | | | | | | |
| Total | 254 | 33 | 85 | 80 | 71 | | | | | | | 524 |

CAPACIDADE PRE EM LICENCIAMENTO (previsão da data de entrada em produção)

| Tecnologia (MW) | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2030 | TOTAL |
|---|-----------|-----------|------------|------------|------------|----------|-----------|-----------|------|------|------|--------------|
| Cogeração não renovável | | 0,02 | 20 | | | | | | | | | 20 |
| Pequenas Hídricas (< 30 MW) | 1 | | 1 | | 1 | 1 | | | | | | 4 |
| Eólica Onshore ^(*) | | | | 84 | 109 | | 99 | | | | | 292 |
| Eólico Offshore | | | | | 25 | | | 25 | | | | 50 |
| Cogeração renovável | | | | | | | | | | | | |
| Resíduos Sólidos Urbanos | | | | | | | | | | | | |
| Biomassa (s/ cogeração) | | | 5 | | 10 | | | | | | | 15 |
| Biogás (s/ cogeração) | | | | | | | | | | | | |
| Fotovoltaico (PV) | | 2 | 200 | 600 | 287 | | | | | | | 1 088 |
| Fotovoltaico (PV) - P.Distribuída ^(**) | 30 | 30 | 30 | 30 | 30 | | | | | | | 150 |
| Fotovoltaico Concentração (CPV) | | | | | 24 | | | | | | | 24 |
| Solar Térmico Concentrado (CSP) | | | | | | | | | | | | |
| Ondas | | | | 8 | | | | | | | | 8 |
| Total | 31 | 32 | 256 | 722 | 485 | 1 | 99 | 25 | | | | 1 651 |

(*) Inclui sobreequipamento

(**) Inclui Microprodução, Miniprodução, Unidades de Produção para Autoconsumo com injeção na rede (UPAC) e Unidade de Pequena Produção (UPP)

Assim, propõem-se os seguintes cenários de oferta para o sistema electroprodutor nacional para o horizonte 2030, onde para o período 2016-2020 foi considerada a totalidade da capacidade PRE instalada, à qual foi adicionada a capacidade licenciada e em licenciamento nas datas indicadas nas respetivas tabelas anteriores. Para o período 2021-2030, e atendendo a que não há instrumentos nacionais de política energética para além de 2020, considerou-se não haver instalação de mais centros electroprodutores para além dos já conhecidos por se encontrarem já com pedidos de licenciamento, nomeadamente para a tecnologia do solar fotovoltaico.

3.1 Cenários de Oferta

No caso da Trajetória A, considera-se a seguinte evolução da capacidade instalada para o horizonte 2015-2030:

CAPACIDADE INSTALADA E ESTIMATIVA DA CAPACIDADE A INSTALAR - TRAJETÓRIA A

| Tecnologia (MW) | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2030 |
|---|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Grandes Térmicas | 5 585 | 5 585 | 5 585 | 5 585 | 5 585 | 5 585 | 5 585 | 5 009 | 5 009 | 5 009 | 4 019 | 2 839 |
| <i>Sines</i> | 1 180 | 1 180 | 1 180 | 1 180 | 1 180 | 1 180 | 1 180 | 1 180 | 1 180 | 1 180 | 1 180 | --- |
| <i>Pego</i> | 576 | 576 | 576 | 576 | 576 | 576 | 576 | --- | --- | --- | --- | --- |
| <i>Tapada Outeiro C.C.</i> | 990 | 990 | 990 | 990 | 990 | 990 | 990 | 990 | 990 | 990 | --- | --- |
| <i>Ribatejo</i> | 1 176 | 1 176 | 1 176 | 1 176 | 1 176 | 1 176 | 1 176 | 1 176 | 1 176 | 1 176 | 1 176 | 1 176 |
| <i>Lares</i> | 826 | 826 | 826 | 826 | 826 | 826 | 826 | 826 | 826 | 826 | 826 | 826 |
| <i>Pego CCGT</i> | 837 | 837 | 837 | 837 | 837 | 837 | 837 | 837 | 837 | 837 | 837 | 837 |
| Outras Térmicas | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 |
| Cogeração não renovável | 1 016 | 1 016 | 1 032 | 1 052 | 1 052 | 1 052 | 1 052 | 1 052 | 1 052 | 1 052 | 1 052 | 1 052 |
| Grandes Hídricas (> 30 MW) | 5 360 | 5 360 | 6 420 | 6 420 | 6 420 | 6 420 | 6 420 | 6 420 | 6 420 | 7 574 | 7 574 | 8 367 |
| <i>Venda Nova III</i> | --- | --- | 799 | 799 | 799 | 799 | 799 | 799 | 799 | 799 | 799 | 799 |
| <i>Foz Tua</i> | --- | --- | 261 | 261 | 261 | 261 | 261 | 261 | 261 | 261 | 261 | 261 |
| <i>Gouvães</i> | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | 880 | 880 | 880 |
| <i>Daivões</i> | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | 114 | 114 | 114 |
| <i>Alto Tâmega (Vidago)</i> | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | 160 | 160 | 160 |
| <i>Fridão</i> | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | 238 |
| <i>Carvão-Ribeira</i> | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | 555 |
| Pequenas Hídricas (< 30 MW) | 606 | 607 | 607 | 608 | 608 | 609 | 610 | 610 | 610 | 610 | 610 | 610 |
| Eólica Onshore (*) | 4 955 | 5 200 | 5 204 | 5 243 | 5 347 | 5 456 | 5 456 | 5 554 | 5 554 | 5 554 | 5 554 | 5 554 |
| Eólico Offshore | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 27 | 27 | 27 | 52 | 52 | 52 | 52 |
| Cogeração renovável | 407 | 407 | 407 | 407 | 407 | 407 | 407 | 407 | 407 | 407 | 407 | 407 |
| Resíduos Sólidos Urbanos | 77 | 77 | 77 | 77 | 77 | 77 | 77 | 77 | 77 | 77 | 77 | 77 |
| Biomassa (s/ cogeração) | 123 | 123 | 137 | 143 | 203 | 284 | 284 | 284 | 284 | 284 | 284 | 284 |
| Biogás (s/ cogeração) | 74 | 74 | 74 | 75 | 75 | 75 | 75 | 75 | 75 | 75 | 75 | 75 |
| Fotovoltaico (PV) | 252 | 303 | 305 | 547 | 1 147 | 1 434 | 1 434 | 1 434 | 1 434 | 1 434 | 1 434 | 1 434 |
| Fotovoltaico (PV) - P.Distribuída (**) | 189 | 219 | 249 | 279 | 309 | 339 | 339 | 339 | 339 | 339 | 339 | 339 |
| Fotovoltaico Concentração (CPV) | 9 | 16 | 16 | 19 | 19 | 43 | 43 | 43 | 43 | 43 | 43 | 43 |
| Solar Térmico Concentrado (CSP) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Ondas | 0,3 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 8 | 8 | 8 | 8 | 8 | 8 | 8 | 8 |
| Total | 18 678 | 19 012 | 20 137 | 20 478 | 21 281 | 21 837 | 21 838 | 21 360 | 21 385 | 22 539 | 21 549 | 21 162 |
| <i>do qual Renovável</i> | <i>12 055</i> | <i>12 389</i> | <i>13 499</i> | <i>13 820</i> | <i>14 622</i> | <i>15 178</i> | <i>15 180</i> | <i>15 278</i> | <i>15 303</i> | <i>16 457</i> | <i>16 457</i> | <i>17 250</i> |
| <i>do qual Não-Renovável</i> | <i>6 623</i> | <i>6 623</i> | <i>6 638</i> | <i>6 658</i> | <i>6 658</i> | <i>6 658</i> | <i>6 658</i> | <i>6 082</i> | <i>6 082</i> | <i>6 082</i> | <i>5 092</i> | <i>3 912</i> |

(*) Inclui sobreequipamento

(**) Inclui Microprodução, Miniprodução, Unidades de Produção para Autoconsumo com injeção na rede (UPAC) e Unidade de Pequena Produção (UPP)

No caso da Trajetória B, considera-se a seguinte evolução da capacidade instalada para o horizonte 2015-2030:

CAPACIDADE INSTALADA E ESTIMATIVA DA CAPACIDADE A INSTALAR - TRAJETÓRIA B

| Tecnologia (MW) | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2030 |
|---|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Grandes Térmicas | 5 585 | 5 585 | 5 585 | 4 405 | 4 405 | 4 405 | 4 405 | 3 829 | 3 829 | 3 829 | 2 839 | 2 839 |
| <i>Sines</i> | <i>1 180</i> | <i>1 180</i> | <i>1 180</i> | <i>---</i> | <i>---</i> | <i>---</i> | <i>---</i> | <i>---</i> | <i>---</i> | <i>---</i> | <i>---</i> | <i>---</i> |
| <i>Pego</i> | <i>576</i> | <i>576</i> | <i>576</i> | <i>576</i> | <i>576</i> | <i>576</i> | <i>576</i> | <i>---</i> | <i>---</i> | <i>---</i> | <i>---</i> | <i>---</i> |
| <i>Tapada Outeiro C.C.</i> | <i>990</i> | <i>990</i> | <i>990</i> | <i>990</i> | <i>990</i> | <i>990</i> | <i>990</i> | <i>990</i> | <i>990</i> | <i>990</i> | <i>---</i> | <i>---</i> |
| <i>Ribatejo</i> | <i>1 176</i> | <i>1 176</i> | <i>1 176</i> | <i>1 176</i> | <i>1 176</i> | <i>1 176</i> | <i>1 176</i> | <i>1 176</i> | <i>1 176</i> | <i>1 176</i> | <i>1 176</i> | <i>1 176</i> |
| <i>Lares</i> | <i>826</i> | <i>826</i> | <i>826</i> | <i>826</i> | <i>826</i> | <i>826</i> | <i>826</i> | <i>826</i> | <i>826</i> | <i>826</i> | <i>826</i> | <i>826</i> |
| <i>Pego CCGT</i> | <i>837</i> | <i>837</i> | <i>837</i> | <i>837</i> | <i>837</i> | <i>837</i> | <i>837</i> | <i>837</i> | <i>837</i> | <i>837</i> | <i>837</i> | <i>837</i> |
| Outras Térmicas | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 |
| Cogeração não renovável | 1 016 | 1 016 | 1 032 | 1 052 | 1 052 | 1 052 | 1 052 | 1 052 | 1 052 | 1 052 | 1 052 | 1 052 |
| Grandes Hídricas (> 30 MW) | 5 360 | 5 360 | 6 420 | 6 420 | 6 420 | 6 420 | 6 420 | 6 420 | 6 420 | 7 574 | 7 574 | 8 367 |
| <i>Venda Nova III</i> | <i>---</i> | <i>---</i> | <i>799</i> | <i>799</i> | <i>799</i> | <i>799</i> | <i>799</i> | <i>799</i> | <i>799</i> | <i>799</i> | <i>799</i> | <i>799</i> |
| <i>Foz Tua</i> | <i>---</i> | <i>---</i> | <i>261</i> | <i>261</i> | <i>261</i> | <i>261</i> | <i>261</i> | <i>261</i> | <i>261</i> | <i>261</i> | <i>261</i> | <i>261</i> |
| <i>Gouvães</i> | <i>---</i> | <i>---</i> | <i>---</i> | <i>---</i> | <i>---</i> | <i>---</i> | <i>---</i> | <i>---</i> | <i>---</i> | <i>880</i> | <i>880</i> | <i>880</i> |
| <i>Daivões</i> | <i>---</i> | <i>---</i> | <i>---</i> | <i>---</i> | <i>---</i> | <i>---</i> | <i>---</i> | <i>---</i> | <i>---</i> | <i>114</i> | <i>114</i> | <i>114</i> |
| <i>Alto Tâmega (Vidago)</i> | <i>---</i> | <i>---</i> | <i>---</i> | <i>---</i> | <i>---</i> | <i>---</i> | <i>---</i> | <i>---</i> | <i>---</i> | <i>160</i> | <i>160</i> | <i>160</i> |
| <i>Fridão</i> | <i>---</i> | <i>---</i> | <i>---</i> | <i>---</i> | <i>---</i> | <i>---</i> | <i>---</i> | <i>---</i> | <i>---</i> | <i>---</i> | <i>---</i> | <i>238</i> |
| <i>Carvão-Ribeira</i> | <i>---</i> | <i>---</i> | <i>---</i> | <i>---</i> | <i>---</i> | <i>---</i> | <i>---</i> | <i>---</i> | <i>---</i> | <i>---</i> | <i>---</i> | <i>555</i> |
| Pequenas Hídricas (< 30 MW) | 606 | 607 | 607 | 608 | 608 | 609 | 610 | 610 | 610 | 610 | 610 | 610 |
| Eólica Onshore (*) | 4 955 | 5 200 | 5 204 | 5 243 | 5 347 | 5 456 | 5 456 | 5 554 | 5 554 | 5 554 | 5 554 | 5 554 |
| Eólico Offshore | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 27 | 27 | 27 | 52 | 52 | 52 | 52 |
| Cogeração renovável | 407 | 407 | 407 | 407 | 407 | 407 | 407 | 407 | 407 | 407 | 407 | 407 |
| Resíduos Sólidos Urbanos | 77 | 77 | 77 | 77 | 77 | 77 | 77 | 77 | 77 | 77 | 77 | 77 |
| Biomassa (s/ cogeração) | 123 | 123 | 137 | 143 | 203 | 284 | 284 | 284 | 284 | 284 | 284 | 284 |
| Biogás (s/ cogeração) | 74 | 74 | 74 | 75 | 75 | 75 | 75 | 75 | 75 | 75 | 75 | 75 |
| Fotovoltaico (PV) | 252 | 303 | 305 | 547 | 1 147 | 1 434 | 1 434 | 1 434 | 1 434 | 1 434 | 1 434 | 1 434 |
| Fotovoltaico (PV) – P.Distribuída (**) | 189 | 219 | 249 | 279 | 309 | 339 | 339 | 339 | 339 | 339 | 339 | 339 |
| Fotovoltaico Concentração (CPV) | 9 | 16 | 16 | 19 | 19 | 43 | 43 | 43 | 43 | 43 | 43 | 43 |
| Solar Térmico Concentrado (CSP) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Ondas | 0,3 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 8,0 | 8 | 8 | 8 | 8 | 8 | 8 | 8 |
| Total | 18 678 | 19 012 | 20 137 | 19 298 | 20 101 | 20 657 | 20 658 | 20 180 | 20 205 | 21 359 | 20 369 | 21 162 |
| <i>do qual Renovável</i> | <i>12 055</i> | <i>12 389</i> | <i>13 499</i> | <i>13 820</i> | <i>14 622</i> | <i>15 178</i> | <i>15 180</i> | <i>15 278</i> | <i>15 303</i> | <i>16 457</i> | <i>16 457</i> | <i>17 250</i> |
| <i>do qual Não-Renovável</i> | <i>6 623</i> | <i>6 623</i> | <i>6 638</i> | <i>5 478</i> | <i>5 478</i> | <i>5 478</i> | <i>5 478</i> | <i>4 902</i> | <i>4 902</i> | <i>4 902</i> | <i>3 912</i> | <i>3 912</i> |

(*) Inclui sobreequipamento

(**) Inclui Microprodução, Miniprodução, Unidades de Produção para Autoconsumo com injeção na rede (UPAC) e Unidade de Pequena Produção (UPP)



Com o “Teste de Stress”, pretende-se com este cenário avaliar até quando o SEN consegue dar resposta numa ótica da segurança de abastecimento.

Além do estudo sobre as trajetórias indicadas no ponto anterior, procede-se ainda a uma análise, que se entende por “Teste de Stress”, onde se considera que a oferta é constituída unicamente pelo sistema existente (deduzido das desclassificações conforme calendário previsto na Trajetória B), acrescido dos novos centros produtores em construção ou que se prevê o início da construção até 31-12-2016.

CAPACIDADE INSTALADA E ESTIMATIVA DA CAPACIDADE A INSTALAR – TESTE DE STRESS

| Tecnologia (MW) | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2030 |
|--|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Grandes Térmicas | 5 585 | 5 585 | 5 585 | 4 405 | 4 405 | 4 405 | 4 405 | 3 829 | 3 829 | 3 829 | 2 839 | 2 839 |
| <i>Sines</i> | 1 180 | 1 180 | 1 180 | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| <i>Pego</i> | 576 | 576 | 576 | 576 | 576 | 576 | 576 | --- | --- | --- | --- | --- |
| <i>Tapada Outeiro C.C.</i> | 990 | 990 | 990 | 990 | 990 | 990 | 990 | 990 | 990 | 990 | --- | --- |
| <i>Ribatejo</i> | 1 176 | 1 176 | 1 176 | 1 176 | 1 176 | 1 176 | 1 176 | 1 176 | 1 176 | 1 176 | 1 176 | 1 176 |
| <i>Lares</i> | 826 | 826 | 826 | 826 | 826 | 826 | 826 | 826 | 826 | 826 | 826 | 826 |
| <i>Pego CCGT</i> | 837 | 837 | 837 | 837 | 837 | 837 | 837 | 837 | 837 | 837 | 837 | 837 |
| Outras Térmicas | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 |
| Cogeração não renovável | 1 016 | 1 016 | 1 032 | 1 052 | 1 052 | 1 052 | 1 052 | 1 052 | 1 052 | 1 052 | 1 052 | 1 052 |
| Grandes Hídricas (> 30 MW) | 5 360 | 5 360 | 6 420 | 6 420 | 6 420 | 6 420 | 6 420 | 6 420 | 6 420 | 6 420 | 6 420 | 6 420 |
| <i>Venda Nova III</i> | --- | --- | 799 | 799 | 799 | 799 | 799 | 799 | 799 | 799 | 799 | 799 |
| <i>Foz Tua</i> | --- | --- | 261 | 261 | 261 | 261 | 261 | 261 | 261 | 261 | 261 | 261 |
| Pequenas Hídricas (< 30 MW) | 606 | 607 | 607 | 608 | 608 | 608 | 608 | 608 | 608 | 608 | 608 | 608 |
| Eólica Onshore^(*) | 4 955 | 5 200 | 5 204 | 5 243 | 5 243 | 5 243 | 5 243 | 5 243 | 5 243 | 5 243 | 5 243 | 5 243 |
| Eólica Offshore | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 |
| Cogeração renovável | 407 | 407 | 407 | 407 | 407 | 407 | 407 | 407 | 407 | 407 | 407 | 407 |
| Resíduos Sólidos Urbanos | 77 | 77 | 77 | 77 | 77 | 77 | 77 | 77 | 77 | 77 | 77 | 77 |
| Biomassa (s/ cogeração) | 123 | 123 | 137 | 143 | 143 | 143 | 143 | 143 | 143 | 143 | 143 | 143 |
| Biogás (s/ cogeração) | 74 | 74 | 74 | 75 | 75 | 75 | 75 | 75 | 75 | 75 | 75 | 75 |
| Fotovoltaico (PV) | 252 | 303 | 305 | 547 | 547 | 547 | 547 | 547 | 547 | 547 | 547 | 547 |
| Fotovoltaico (PV) – Distribuição^(**) | 189 | 219 | 249 | 279 | 279 | 279 | 279 | 279 | 279 | 279 | 279 | 279 |
| Fotovoltaico Concentração (CPV) | 9 | 16 | 16 | 19 | 19 | 19 | 19 | 19 | 19 | 19 | 19 | 19 |
| Solar Térmico Concentrado (CSP) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Ondas | 0,3 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Total | 18 678 | 19 012 | 20 137 | 19 298 | 19 298 | 19 298 | 19 298 | 18 722 | 18 722 | 18 722 | 17 732 | 17 732 |
| <i>do qual Renovável</i> | 12 055 | 12 389 | 13 499 | 13 820 | 13 820 | 13 820 | 13 820 | 13 820 | 13 820 | 13 820 | 13 820 | 13 820 |
| <i>do qual Não-Renovável</i> | 6 623 | 6 623 | 6 638 | 5 478 | 5 478 | 5 478 | 5 478 | 4 902 | 4 902 | 4 902 | 3 912 | 3 912 |

(*) Inclui sobreequipamento

(**) Inclui Microprodução, Miniprodução, Unidades de Produção para Autoconsumo com injeção na rede (UPAC) e Unidade de Pequena Produção (UPP)

3.2 Evolução prevista da Capacidade vs. PNAER

Comparado o cenário de evolução da oferta de acordo com a Trajetória A e a estimativa da capacidade instalada em 2020 de acordo com o PNAER, verifica-se uma diferença de 671 MW em 2020. As grandes diferenças verificam-se ao nível da Grande Hídrica e do Solar Fotovoltaico.

| Tecnologia (MW) | TRAJETÓRIA A | | | | | | PNAER |
|-----------------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|--------------------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2020 |
| Grandes Hídricas (> 30 MW) | 5 360 | 5 360 | 6 420 | 6 420 | 6 420 | 6 420 | 8 540 ⁶ |
| <i>Venda Nova III</i> | --- | --- | 799 | 799 | 799 | 799 | 736 |
| <i>Foz Tua</i> | --- | --- | 261 | 261 | 261 | 261 | 251 |
| <i>Bogueira</i> | --- | --- | --- | --- | --- | --- | 30 |
| <i>Gouvães</i> | --- | --- | --- | --- | --- | --- | 660 |
| <i>Daivões</i> | --- | --- | --- | --- | --- | --- | 118 |
| <i>Alto Tâmega (Vidago)</i> | --- | --- | --- | --- | --- | --- | 127 |
| <i>Fridão</i> | --- | --- | --- | --- | --- | --- | 238 |
| <i>Carvão-Ribeira</i> | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Pequenas Hídricas (< 30 MW) | 606 | 607 | 607 | 608 | 608 | 609 | 400 ⁷ |
| Eólica Onshore | 4 955 | 5 200 | 5 204 | 5 243 | 5 347 | 5 456 | 5 273 |
| Eólico Offshore | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 27 | 27 |
| Cogeração renovável | 407 | 407 | 407 | 407 | 407 | 407 | 471 |
| Resíduos Sólidos Urbanos | 77 | 77 | 77 | 77 | 77 | 77 | -- |
| Biomassa (s/ cogeração) | 123 | 123 | 137 | 143 | 203 | 284 | 305 |
| Biogás (s/ cogeração) | 74 | 74 | 74 | 75 | 75 | 75 | 52 |
| Fotovoltaico (PV) | 252 | 303 | 305 | 547 | 1 147 | 1 434 | 670 |
| Fotovoltaico (PV) - P.Distribuída | 189 | 219 | 249 | 279 | 309 | 339 | --- |
| Fotovoltaico Concentração (CPV) | 9 | 16 | 16 | 19 | 19 | 43 | --- |
| Solar Térmico Concentrado (CSP) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 50 |
| Ondas | 0,3 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 8 | 8 | 6 |
| Total | 12 055 | 12 389 | 13 499 | 13 820 | 14 622 | 15 178 | 15 824 |

4. Cenários de Procura

Para efeitos de construção dos cenários da Procura, é importante que se preveja a evolução das poupanças de energia elétrica resultantes de medidas de eficiência energética, nomeadamente do Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética (PNAEE) para o horizonte 2020 e para o período 2021-2030 assim como as necessidades no consumo, tendo em conta as previsões da evolução dos veículos elétricos.

⁶ Hidroelétrica > 10 MW

⁷ Hidroelétrica < 10 MW



4.1 Eficiência Energética

No que diz respeito às poupanças de energia para o período 2015-2020 consideram-se as poupanças previstas no PNAEE. Para o período 2021-2030, tendo em conta a fase já final de negociação da revisão da Diretiva pela qual se prevê uma redução entre 1% - 1,5%/ano, a estimativa da DGEG aponta para uma poupança anual de 438 GWh/ano. No quadro seguinte apresentam-se as poupanças anuais consideradas.

| | Unid. | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021-2030 |
|------------------|---------|------|------|------|------|------|------|-----------|
| Poupanças anuais | GWh/ano | 625 | 800 | 387 | 405 | 421 | 523 | 438 |

Fonte: PNAEE e estimativa DGEG

4.2 Mobilidade Elétrica

Quanto à evolução dos veículos elétricos, e não tendo informação mais recente consolidada, foi considerado um cenário que tem por base o estudo elaborado pelo INESC Porto no âmbito do projeto “Recomendações para uma estratégia sustentável de eficiência energética e exploração de energias renováveis para Portugal” de 2012, que serviu de base à revisão do PNAER e do PNAEE. Deste estudo considera-se o cenário central de evolução dos veículos elétricos em Portugal.

Previsão de evolução do número de veículos elétricos em Portugal

| | Ano | Ligeiros de Passageiros | Motociclos | Autocarros |
|-------------------------|------|-------------------------|------------|------------|
| REAL ⁸ | 2013 | 517 | n.d. | n.d. |
| | 2014 | 733 | n.d. | n.d. |
| | 2015 | 1 378 | n.d. | n.d. |
| ESTIMATIVA ⁹ | 2016 | 2 209 | n.d. | n.d. |
| | 2017 | 3 034 | 9 350 | 35 |
| PREVISÃO ¹⁰ | 2018 | 5 151 | 12 927 | 40 |
| | 2019 | 8 115 | 17 220 | 45 |
| | 2020 | 11 671 | 21 942 | 50 |
| | 2021 | 18 116 | 30 424 | 60 |
| | 2022 | 24 639 | 38 092 | 70 |
| | 2023 | 31 239 | 45 235 | 80 |
| | 2024 | 37 917 | 52 004 | 90 |
| | 2025 | 44 675 | 58 492 | 100 |
| | 2026 | 52 733 | 65 877 | 110 |
| | 2027 | 60 886 | 73 007 | 120 |
| | 2028 | 69 135 | 79 931 | 130 |
| | 2029 | 77 481 | 86 686 | 140 |
| | 2030 | 85 925 | 93 299 | 150 |

⁸ Fonte: ACAP

⁹ Estimativa com base nas vendas realizadas até julho de 2016

¹⁰ Com base no cenário central INESC Porto, 2012

4.3 Autoconsumo

Relativamente ao autoconsumo das grandes instalações (ex.: cogeração), considera-se constante para o período 2016-2030 o valor verificado em 2015 (1 030 GWh).

Relativamente ao autoconsumo das unidades de pequena produção para autoconsumo (UPAC) no âmbito do Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro, e tendo em conta que ao nível da oferta se estima uma evolução anual de 15 MW em UPAC, considera-se um acréscimo anual de 24 GWh em autoconsumo.

4.4 Cenários de evolução da procura

Cenário Central

| Ano | Novas Poupanças acumuladas GWh | Veículos elétricos GWh | Consumo Total no Continente | | | | Autoconsumo GWh | Perdas | | Consumo referido à produção líquida | | | |
|------|-----------------------------------|---------------------------|-----------------------------|-------------------|--------|------|--------------------|--------|--------|-------------------------------------|--------|--------|-----|
| | | | sem VE | | com VE | | | GWh | % | sem VE | | com VE | |
| | | | GWh | tvh ¹¹ | GWh | tvh | | | | GWh | tvh | GWh | tvh |
| 2016 | 800 | 5 | 44 990 | | 44 995 | 1054 | 5 117 | 10,4% | 49 052 | | 49 058 | | |
| 2017 | 1 187 | 9 | 45 360 | 0,8% | 45 370 | 1078 | 5 102 | 10,3% | 49 383 | 0,7% | 49 393 | 0,7% | |
| 2018 | 1 592 | 14 | 45 655 | 0,7% | 45 670 | 1102 | 5 077 | 10,2% | 49 629 | 0,5% | 49 644 | 0,5% | |
| 2019 | 2 013 | 21 | 45 935 | 0,6% | 45 956 | 1126 | 5 050 | 10,1% | 49 857 | 0,5% | 49 880 | 0,5% | |
| 2020 | 2 536 | 28 | 46 114 | 0,4% | 46 142 | 1150 | 5 011 | 10,0% | 49 972 | 0,2% | 50 004 | 0,2% | |
| 2021 | 2 974 | 41 | 46 379 | 0,6% | 46 420 | 1150 | 4 985 | 9,9% | 50 209 | 0,5% | 50 255 | 0,5% | |
| 2022 | 3 412 | 54 | 46 644 | 0,6% | 46 698 | 1150 | 4 959 | 9,8% | 50 446 | 0,5% | 50 506 | 0,5% | |
| 2023 | 3 850 | 67 | 46 909 | 0,6% | 46 976 | 1150 | 4 931 | 9,7% | 50 683 | 0,5% | 50 757 | 0,5% | |
| 2024 | 4 288 | 79 | 47 175 | 0,6% | 47 253 | 1150 | 4 903 | 9,6% | 50 920 | 0,5% | 51 007 | 0,5% | |
| 2025 | 4 726 | 91 | 47 440 | 0,6% | 47 531 | 1150 | 4 875 | 9,5% | 51 155 | 0,5% | 51 256 | 0,5% | |
| 2026 | 5 164 | 104 | 47 705 | 0,6% | 47 809 | 1150 | 4 846 | 9,4% | 51 390 | 0,5% | 51 505 | 0,5% | |
| 2027 | 5 602 | 117 | 47 970 | 0,6% | 48 087 | 1150 | 4 816 | 9,3% | 51 624 | 0,5% | 51 754 | 0,5% | |
| 2028 | 6 040 | 130 | 48 234 | 0,6% | 48 364 | 1150 | 4 786 | 9,2% | 51 857 | 0,5% | 52 000 | 0,5% | |
| 2029 | 6 478 | 142 | 48 497 | 0,5% | 48 640 | 1150 | 4 755 | 9,1% | 52 089 | 0,4% | 52 245 | 0,5% | |
| 2030 | 6 916 | 154 | 48 760 | 0,5% | 48 914 | 1150 | 4 724 | 9,0% | 52 319 | 0,4% | 52 488 | 0,5% | |

¹¹ Taxa de variação homóloga



Cenário Superior

| Ano | Novas Poupanças acumuladas GWh | Veículos elétricos GWh | Consumo Total no Continente | | | | Autoconsumo GWh | Perdas | | Consumo referido à produção líquida | | | |
|------|-----------------------------------|---------------------------|-----------------------------|------|--------|------|--------------------|--------|-------|-------------------------------------|------|--------|------|
| | | | sem VE | | com VE | | | GWh | % | sem VE | | com VE | |
| | | | GWh | tvh | GWh | tvh | | | | GWh | tvh | GWh | tvh |
| 2016 | 800 | 5 | 45 078 | | 45 083 | | 1054 | 5 127 | 10,4% | 49 150 | | 49 156 | |
| 2017 | 1 187 | 9 | 45 508 | 1,0% | 45 517 | 1,0% | 1078 | 5 119 | 10,3% | 49 548 | 0,8% | 49 558 | 0,8% |
| 2018 | 1 592 | 14 | 45 949 | 1,0% | 45 963 | 1,0% | 1102 | 5 110 | 10,2% | 49 956 | 0,8% | 49 972 | 0,8% |
| 2019 | 2 013 | 21 | 46 403 | 1,0% | 46 424 | 1,0% | 1126 | 5 103 | 10,1% | 50 378 | 0,8% | 50 401 | 0,9% |
| 2020 | 2 536 | 28 | 46 752 | 0,8% | 46 780 | 0,8% | 1150 | 5 082 | 10,0% | 50 681 | 0,6% | 50 713 | 0,6% |
| 2021 | 2 974 | 41 | 47 190 | 0,9% | 47 231 | 1,0% | 1150 | 5 075 | 9,9% | 51 110 | 0,8% | 51 156 | 0,9% |
| 2022 | 3 412 | 54 | 47 631 | 0,9% | 47 685 | 1,0% | 1150 | 5 066 | 9,8% | 51 541 | 0,8% | 51 601 | 0,9% |
| 2023 | 3 850 | 67 | 48 076 | 0,9% | 48 143 | 1,0% | 1150 | 5 057 | 9,7% | 51 976 | 0,8% | 52 050 | 0,9% |
| 2024 | 4 288 | 79 | 48 524 | 0,9% | 48 603 | 1,0% | 1150 | 5 047 | 9,6% | 52 413 | 0,8% | 52 500 | 0,9% |
| 2025 | 4 726 | 91 | 48 975 | 0,9% | 49 066 | 1,0% | 1150 | 5 036 | 9,5% | 52 852 | 0,8% | 52 952 | 0,9% |
| 2026 | 5 164 | 104 | 49 429 | 0,9% | 49 533 | 1,0% | 1150 | 5 025 | 9,4% | 53 293 | 0,8% | 53 408 | 0,9% |
| 2027 | 5 602 | 117 | 49 885 | 0,9% | 50 002 | 0,9% | 1150 | 5 013 | 9,3% | 53 736 | 0,8% | 53 865 | 0,9% |
| 2028 | 6 040 | 130 | 50 343 | 0,9% | 50 473 | 0,9% | 1150 | 5 000 | 9,2% | 54 180 | 0,8% | 54 323 | 0,9% |
| 2029 | 6 478 | 142 | 50 803 | 0,9% | 50 946 | 0,9% | 1150 | 4 986 | 9,1% | 54 626 | 0,8% | 54 782 | 0,8% |
| 2030 | 6 916 | 154 | 51 265 | 0,9% | 51 419 | 0,9% | 1150 | 4 972 | 9,0% | 55 071 | 0,8% | 55 241 | 0,8% |

Cenário Inferior

| Ano | Novas Poupanças acumuladas GWh | Veículos elétricos GWh | Consumo Total no Continente | | | | Autoconsumo GWh | Perdas | | Consumo referido à produção líquida | | | |
|------|-----------------------------------|---------------------------|-----------------------------|------|--------|------|--------------------|--------|-------|-------------------------------------|-------|--------|------|
| | | | sem VE | | com VE | | | GWh | % | sem VE | | com VE | |
| | | | GWh | tvh | GWh | tvh | | | | GWh | tvh | GWh | tvh |
| 2016 | 800 | 5 | 44 902 | | 44 907 | | 1054 | 5 107 | 10,4% | 48 954 | | 48 960 | |
| 2017 | 1 187 | 9 | 44 951 | 0,1% | 44 960 | 0,1% | 1078 | 5 054 | 10,3% | 48 926 | -0,1% | 48 936 | 0,0% |
| 2018 | 1 592 | 14 | 45 157 | 0,5% | 45 172 | 0,5% | 1102 | 5 020 | 10,2% | 49 074 | 0,3% | 49 090 | 0,3% |
| 2019 | 2 013 | 21 | 45 339 | 0,4% | 45 360 | 0,4% | 1126 | 4 983 | 10,1% | 49 194 | 0,2% | 49 217 | 0,3% |
| 2020 | 2 536 | 28 | 45 419 | 0,2% | 45 447 | 0,2% | 1150 | 4 934 | 10,0% | 49 200 | 0,0% | 49 231 | 0,0% |
| 2021 | 2 974 | 41 | 45 583 | 0,4% | 45 625 | 0,4% | 1150 | 4 898 | 9,9% | 49 326 | 0,3% | 49 372 | 0,3% |
| 2022 | 3 412 | 54 | 45 747 | 0,4% | 45 801 | 0,4% | 1150 | 4 861 | 9,8% | 49 452 | 0,3% | 49 512 | 0,3% |
| 2023 | 3 850 | 67 | 45 910 | 0,4% | 45 976 | 0,4% | 1150 | 4 824 | 9,7% | 49 576 | 0,3% | 49 650 | 0,3% |
| 2024 | 4 288 | 79 | 46 072 | 0,4% | 46 151 | 0,4% | 1150 | 4 786 | 9,6% | 49 699 | 0,2% | 49 787 | 0,3% |
| 2025 | 4 726 | 91 | 46 233 | 0,3% | 46 323 | 0,4% | 1150 | 4 748 | 9,5% | 49 821 | 0,2% | 49 922 | 0,3% |
| 2026 | 5 164 | 104 | 46 393 | 0,3% | 46 497 | 0,4% | 1150 | 4 710 | 9,4% | 49 942 | 0,2% | 50 057 | 0,3% |
| 2027 | 5 602 | 117 | 46 552 | 0,3% | 46 669 | 0,4% | 1150 | 4 671 | 9,3% | 50 061 | 0,2% | 50 190 | 0,3% |
| 2028 | 6 040 | 130 | 46 709 | 0,3% | 46 839 | 0,4% | 1150 | 4 632 | 9,2% | 50 178 | 0,2% | 50 321 | 0,3% |
| 2029 | 6 478 | 142 | 46 865 | 0,3% | 47 007 | 0,4% | 1150 | 4 592 | 9,1% | 50 293 | 0,2% | 50 449 | 0,3% |
| 2030 | 6 916 | 154 | 47 020 | 0,3% | 47 174 | 0,4% | 1150 | 4 552 | 9,0% | 50 406 | 0,2% | 50 576 | 0,3% |

Notas:

Valor de 2016 inclui valor verificado até Julho corrigido de temperatura e número de dias úteis.

Consumo referido à produção líquida = Consumo Total no Continente - Autoconsumo + Perdas nas redes

5. Outros pressupostos

Os cenários de preços dos combustíveis e das licenças de CO₂ são elaborados pela REN e posteriormente validados e aprovados pela DGEG.

A DGEG em função da informação relativa aos preços de Importação dos combustíveis, recolhidos diretamente dos operadores de mercado em PT para efeitos da elaboração da “Fatura Energética” e fornecimento de informação à AIE, analisa a proposta apresentada pela REN. Quando a DGEG assinava o PLATTs, tinha também a informação de previsões que eram utilizadas para esta validação. De momento continuamos a aguardar que a SG dê seguimento ao procedimento administrativo para subscrição anual. O mesmo se passa com os preços do CO₂, onde para validação a DGEG consulta o site utilizado pela COM para as previsões.

5.1 - Preços dos combustíveis

| | PETRÓLEO ¹² USD ₂₀₁₅ /bbl | CARVÃO ¹³ CIF Sines USD ₂₀₁₅ /t | GÁS NATURAL ¹⁴ CIF RNTIAT USD ₂₀₁₅ /MBtu |
|------|--|---|--|
| 2016 | 40 | 52,5 | 4,0 |
| 2017 | 48 | 60,8 | 4,6 |
| 2018 | 56 | 68,0 | 5,7 |
| 2019 | 64 | 74,4 | 6,3 |
| 2020 | 72 | 79,9 | 7,2 |
| 2021 | 74 | 81,1 | 7,5 |
| 2022 | 77 | 82,4 | 7,6 |
| 2023 | 80 | 83,6 | 7,9 |
| 2024 | 83 | 84,8 | 8,1 |
| 2025 | 86 | 86,1 | 8,3 |
| 2026 | 89 | 87,4 | 8,6 |
| 2027 | 92 | 88,6 | 8,8 |
| 2028 | 95 | 89,9 | 9,0 |
| 2029 | 98 | 91,2 | 9,2 |
| 2030 | 101 | 92,4 | 9,5 |

5.2 - Preços das Licenças de CO₂

| Unid. | 2016 ¹⁵ | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 ¹⁶ | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2030 ¹⁷ |
|-------|--------------------|------|------|------|--------------------|------|------|------|------|------|--------------------|
|-------|--------------------|------|------|------|--------------------|------|------|------|------|------|--------------------|

¹² Ano de 2016 com base em valores verificados até Junho; anos de 2020 e 2030 com base no *New Policies Scenario* da Agência Internacional de Energia publicado no World Energy Outlook 2015. Preços revistos para 2015 com base no índice de preços no consumidor, segmento energia, verificado nos países da OCDE.

¹³ Carvão com PCI = 6.000 kcal/Kg; 1%S

¹⁴ Na fronteira Portugal-Espanha para o GN e à entrada do terminal de Sines para o GNL

¹⁵ ECX ICE EUA Emissions Futures – European Union (fonte: Bloomberg 26.08.2016)

¹⁶ Cenário “*New Policies Scenario - European Union*” da IEA (Fonte: IEA Outlook 2015)

¹⁷ Cenário “*New Policies Scenario - European Union*” da IEA (Fonte: IEA Outlook 2015)



| | | | | | | | | | | | | |
|-------|----------------------|-----|-----|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Preço | € ₂₀₁₅ /t | 5,0 | 8,8 | 12,5 | 16,3 | 20,0 | 21,3 | 22,6 | 23,9 | 25,2 | 26,5 | 33,0 |
|-------|----------------------|-----|-----|------|------|------|------|------|------|------|------|------|

6. Análises e Indicadores

Estão previstas 3 análises, duas delas com uma análise de sensibilidade à procura. A tabela seguinte ilustra a relação entre a oferta e a procura para cada uma das análises:

| OFERTA | PROCURA | | |
|---|----------------------------------|---------------|----------------------------------|
| | Inferior | Central | Superior |
| Prolongamento da Central de Sines em condições de mercado favoráveis (2025) | SENSIBILIDADE (Procura Inferior) | Trajectoria A | --- |
| Descomissionamento das centrais nas datas estabelecidas nos CAE/CMEC (Sines – 2017, Pego – 2021 e Tapada do Outeiro - 2024) | --- | Trajectoria B | SENSIBILIDADE (Procura Superior) |
| Sistema existente (incluindo o que está em construção e se preveja entrar em construção até 31-12-2016) | --- | --- | TESTE DE STRESS |

Serão analisados os seguintes indicadores na análise da garantia de abastecimento

- IC - Índice de Cobertura:
 - Metodologia probabilística – utilização do modelo Reservas;
 - Nível de risco associado ao IC – nível de confiança de 95% (1 ocorrência a cada 20 anos) e de 99% (1 ocorrência a cada 100 anos);
- LOLE ≤ 5 horas
- Nas simulações considera-se 10% da NTC (representa a capacidade de troca nas interligações)

(10% da NTC para definição da constituição de uma pool de reserva no âmbito do MIBEL)

Página em Branco



07 ANEXOS

ANEXO 3

PROJETOS DE INVESTIMENTO

REN 

Página em Branco

Projetos Base

| PROJETOS BASE | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|--|---|--------------------------------------|--------------------------------|--------------------------------|--------------------------|-------------------------------------|--------|------|------|------|---------|-------|-----|
| Bloco de Projetos | Código Projeto | Designação dos projetos | Data prevista para Entrada-em-Serviço | Âmbito | Decisão final de investimento | Ponto de situação dos projetos | | Transferências para exploração [M€] | | | | | | | |
| | | | | | | Licenciamento (1) | Estado dos trabalhos (2) | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023-27 | | |
| Remodelação e Modernização de Ativos da RNT | PR1403 | Substituição de transformador na subestação de Valdigem | 2018 | Gestão do fim de vida útil de Ativos | Sim | Sem Processo | A iniciar em 2017 | 1.8 | | | | | | | |
| | PR1309 | Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção Equipamentos MAT/BT de Canelas | 2018 | Gestão do fim de vida útil de Ativos | Sim | N/A | Iniciado | 3.2 | | | | | | | |
| | PR1424 | Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção do Zêtere | 2018 | Gestão do fim de vida útil de Ativos | Sim | N/A | Iniciado | 1.7 | | | | | | | |
| | PR1518 | Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção de Santarém | 2018 | Gestão do fim de vida útil de Ativos | Sim | N/A | Iniciado | 0.6 | | | | | | | |
| | PR1313 | Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção e Equipamentos MAT/BT de Carriche | 2018 | Gestão do fim de vida útil de Ativos | Sim | N/A | Iniciado | 3.1 | | | | | | | |
| | PR1418 | Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção de Ermidas/Sado | 2018 | Gestão do fim de vida útil de Ativos | Sim | N/A | Iniciado | 1.1 | | | | | | | |
| | PR1434 | Reforço do Nível de Isolamento em Subestações - Aplicação de RTV | 2018 | Gestão do fim de vida útil de Ativos | Sim | N/A | Iniciado | 3.0 | | | | | | | |
| | PR1308 | Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção e Equipamentos MAT/ BT de Riba d' Ave | 2018-2019 | Gestão do fim de vida útil de Ativos | Sim | N/A | Iniciado | 2.1 | 2.6 | | | | | | |
| | PR1416 | Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção e Equipamentos MAT/BT de Estarreja | 2018-2020 | Gestão do fim de vida útil de Ativos | Sim | N/A | Iniciado | 1.8 | 1.3 | 1.3 | | | | | |
| | PR1417 | Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção e Equipamentos MAT/BT da Falagueira | 2018-2019 | Gestão do fim de vida útil de Ativos | Sim | N/A | Iniciado | 1.4 | 1.9 | | | | | | |
| | PR1616 | Monitorização de Ativos | 2018-2020 | Gestão do fim de vida útil de Ativos | Sim | N/A | Iniciado | 2.2 | 2.2 | 2.2 | | | | | |
| | PR1428 | Remodelação dos Sistemas de Alimentação | 2018-2022 | Gestão do fim de vida útil de Ativos | Sim 2018 a 2020 | N/A | Iniciado | 0.9 | 0.7 | 0.4 | 0.4 | 0.4 | 0.4 | | |
| | PR1433 | Recondicionamento de Transformadores | 2018-2022 | Gestão do fim de vida útil de Ativos | Sim 2018 a 2020 | N/A | Iniciado | 0.8 | 0.8 | 0.8 | 0.8 | 0.8 | 0.8 | | |
| | PR1435 | Reconstrução/Reabilitação de Infraestruturas de Construção Civil | 2018-2022 | Gestão do fim de vida útil de Ativos | Sim 2018 a 2020 | N/A | Iniciado | 1.5 | 1.2 | 1.0 | 1.2 | 1.2 | 1.2 | | |
| | PR1439 | Substituição de Aparelhagem MAT (disj., tr.med., desc. sobretr., secc. e tr. serv. Aux.) | 2018-2022 | Gestão do fim de vida útil de Ativos | Sim 2018 a 2020 | N/A | Iniciado | 1.3 | 5.6 | 1.1 | 1.4 | 0.5 | | | |
| | PR1617 | Substituição equipamentos SCC e SPT | 2018-2022 | Gestão do fim de vida útil de Ativos | Sim 2018 a 2020 | N/A | Iniciado | 0.2 | 0.2 | 0.2 | 0.2 | 0.2 | | | |
| | PR1444 | Remodelação de Linhas | 2018-2022 | Gestão do fim de vida útil de Ativos | Sim 2018 a 2020 | N/A | Iniciado | 12.3 | 7.9 | 6.6 | 5.3 | 2.8 | | | |
| | PR1419 | Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção de Monte da Pedra | 2019 | Gestão do fim de vida útil de Ativos | Sim | N/A | A iniciar em 2017 | | 0.9 | | | | | | |
| | PR1316 | Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção de Estoi e Equipamentos MAT/BT de Estoi | 2019 | Gestão do fim de vida útil de Ativos | Sim | N/A | Iniciado | 3.6 | | | | | | | |
| | PR1423 | Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção e Equipamentos MAT/BT de Vila Chã | 2019-2020 | Gestão do fim de vida útil de Ativos | Sim | N/A | A iniciar em 2018 | 2.6 | 4.6 | | | | | | |
| | PR1421 | Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção de Sacavém | 2019-2020 | Gestão do fim de vida útil de Ativos | Sim | N/A | A iniciar em 2018 | 1.1 | 1.4 | | | | | | |
| | PR1414 | Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção e Equipamentos MAT/BT da Mourisca | 2019-2021 | Gestão do fim de vida útil de Ativos | Sim | N/A | A iniciar em 2017 | 1.1 | 0.9 | 3.6 | | | | | |
| | PR1422 | Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção e Equipamentos MAT/BT do Alto de Mira | 2019-2021 | Gestão do fim de vida útil de Ativos | Sim | N/A | A iniciar em 2018 | 1.0 | 2.3 | 1.2 | | | | | |
| | PR1509 | 2ª Substituição de transformador na subestação do Carregado | 2020 | Gestão do fim de vida útil de Ativos | Sim | Sem Processo | A iniciar em 2019 | | 1.8 | | | | | | |
| | PR1612 | Remodelação dos Sistemas de Comando de Pocinho | 2020-2021 | Gestão do fim de vida útil de Ativos | Sim | N/A | A iniciar em 2019 | | 0.9 | 0.7 | | | | | |
| | PR1611 | Remodelação dos Sistemas de Comando de Valdigem | 2020-2021 | Gestão do fim de vida útil de Ativos | Sim | N/A | A iniciar em 2019 | | 0.7 | 1.3 | | | | | |
| | PR1610 | Remodelação dos Sistemas de Comando de Pereiros | 2020-2021 | Gestão do fim de vida útil de Ativos | Sim | N/A | A iniciar em 2019 | | 1.2 | 1.1 | | | | | |
| | PR1613 | Remodelação dos Sistemas de Comando de Ferreira do Alentejo | 2020-2021 | Gestão do fim de vida útil de Ativos | Sim | N/A | A iniciar em 2019 | | 1.0 | 0.6 | | | | | |
| | PR1609 | Remodelação dos Sistemas de Comando de Tunes | 2020-2021 | Gestão do fim de vida útil de Ativos | Sim | N/A | A iniciar em 2019 | | 1.3 | 0.8 | | | | | |
| | PR1513 | Substituição de autotransformador na subestação de Palmela | 2020 | Gestão do fim de vida útil de Ativos | Não | N/A | A iniciar após 2019 | | | | 3.3 | | | | |
| | PR1427 | Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção e Equipamentos MAT/BT de Palmela | 2021-2022 | Gestão do fim de vida útil de Ativos | Não | N/A | A iniciar após 2019 | | | | 5.1 | 6.8 | | | |
| | PR1614 | Substituição do 1º Transformador de Vila Pouca de Aguiar | 2022 | Gestão do fim de vida útil de Ativos | Não | Sem Processo | A iniciar após 2019 | | | | | | | 1.8 | |
| | PR1512 | Substituição de transformador na subestação de Pereiros | 2022 | Gestão do fim de vida útil de Ativos | Não | Sem Processo | A iniciar após 2019 | | | | | | | 1.8 | |
| | PR1615 | Substituição do 1º transformador de Rio Maior | 2022 | Gestão do fim de vida útil de Ativos | Não | N/A | A iniciar após 2019 | | | | | | | 1.8 | |
| | PR1425 | Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção do Ribatejo | 2022 | Gestão do fim de vida útil de Ativos | Não | N/A | A iniciar após 2019 | | | | | | | 1.6 | |
| PR1510 | 3ª Substituição do transformador na subestação do Carregado | 2022 | Gestão do fim de vida útil de Ativos | Não | Sem Processo | A iniciar após 2019 | | | | | | | 1.8 | | |
| PR1426 | Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção de Sabóia | 2022 | Gestão do fim de vida útil de Ativos | Não | N/A | A iniciar após 2019 | | | | | | | 1.2 | | |
| PR1514 | Gestão de fim de vida útil de ativos no período 2023-2027 | 2023-2027 | Gestão do fim de vida útil de Ativos | - | N/A | - | | | | | | | | 152.0 | |
| Faixa litoral a Norte do Grande Porto | PR1605 | Reforço de transformação 150/130 kV em Pedralva - reserva parada | 2018 | Ligação à RND | Sim | N/A | A iniciar em 2017 | 0.9 | | | | | | | |
| | PR0633 | Introdução de transformação 400/60 kV em V. N. de Famalicão | 2019 | Ligação à RND | Sim | Sem Processo | A iniciar em 2017 | | 5.4 | | | | | | |
| | PR1401 | Alimentação à SE de Fafe-2ª fase: Ligação ao PC Caniçada | 2019 | Ligação à RND | Sim | Sem Processo | Iniciado | | 4.2 | | | | | | |
| | PR0257 | PL (S. Romão de Neiva 2) a 60 kV em V. Fria | 2020 | Ligação à RND | Sim | Sem Processo | A iniciar em 2018 | | | 0.3 | | | | | |
| | PR1501 | 2 PL (Beiriz e V. do Conde) a 60 kV em V. N. de Famalicão | 2021 | Ligação à RND | Sim | Sem Processo | A iniciar em 2019 | | | | 0.9 | | | | |
| | PR0935 | Reforço de transformação em V. N. de Famalicão | 2021 | Ligação à RND | Sim | Sem Processo | A iniciar em 2018 | | | | | 3.9 | | | |
| | PR0632 | Alimentação à SE de Fafe-2ª fase: Ligação à SE Pedralva | 2022 | Ligação à RND | Sim | Sem Processo | A iniciar em 2019 | | | | | | | 3.6 | |
| | PR0910 | Articulação 400/150 kV em Ponte de Lima - 1ª fase | 2022 | Ligação à RND | Condicionalada (1) | Sem Processo | A iniciar em 2019 | | | | | | | 7.0 | |
| | PR1402 | Articulação 400/150 kV em Ponte de Lima - 2ª fase | 2023 | Ligação à RND | Não | Sem Processo | A iniciar após 2019 | | | | | | | | 3.0 |
| | PR1517 | PL (SE 60/30 kV Pocinho-EDPD) a 60 kV no Pocinho | 2018 | Ligação à RND | Sim | Sem Processo | Iniciado | 0.5 | | | | | | | |
| Trás-os-Montes e eixo do Douro | PR1604 | Segurança de alimentação a Valpaços e V. Pouca de Aguiar | 2020 | Ligação à RND | Sim | Sem Processo | A iniciar em 2017 | | | 3.2 | | | | | |
| | PR1006 | Compensação de reativa pós 2019-1ª Fase | 2020 | Operacionalidade Global do SEN | Condicionalada (4) | N/A | A iniciar em 2018 | | | 2.8 | | | | | |
| Grande Porto | PR1021 | Abertura da subestação 400/220 kV de Sobrado | 2021 | Ligação à RND | Sim | Sem Processo | Iniciado | | | | 23.0 | | | | |
| | PR1607 | Segurança de alimentação à SE de Carvoeira | 2020 | Ligação à RND | Sim | Sem Processo | Iniciado | | | 1.9 | | | | | |
| Faixa litoral entre G. Porto e G. Usboá | PR1041 | Nova ligação a 220 kV R. Maior-Carvoeira | 2025 | Ligação à RND | Não | Sem Processo | A iniciar após 2019 | | | | | | | 5.0 | |
| | PR1602 | PL (Falagueira 2) a 60 kV em Castelo Branco | 2019 | Ligação à RND | Sim | Sem Processo | A iniciar em 2017 | | 0.4 | | | | | | |
| Beira interior | PR1511 | Compensação de reativa pós 2019-2ª Fase | 2022 | Operacionalidade Global do SEN | Não | N/A | A iniciar após 2019 | | | | | | 2.8 | | |
| | PR1326 | Reatância Shunt em Palmela | 2019 | Operacionalidade Global do SEN | Sim | N/A | A iniciar em 2017 | | 2.9 | | | | | | |
| Grande Lisboa e Península de Setúbal | PR0933 | Reforço de transformação em Alcochete | 2020 | Ligação à RND | Sim | Sem Processo | A iniciar em 2018 | | | 4.0 | | | | | |
| | PR1408 | Reforço de transformação em Ourique - Reserva parada | 2018 | Ligação à RND | Sim | N/A | A iniciar em 2017 | 0.3 | | | | | | | |
| Alentejo | PR1503 | Reforço de transformação na Falagueira (3ª transformador) | 2018 | Ligação à RND | Sim | Sem Processo | A iniciar em 2017 | 2.6 | | | | | | | |
| | PR1223 | PL (Sto André) a 60 kV em Sines | 2022 | Ligação à RND | Não | Sem Processo | A iniciar após 2019 | | | | | | 0.4 | | |
| | PR1608 | Equipar painéis de Transformador de reserva de Ourique | 2024 | Ligação à RND | Não | Sem Processo | A iniciar após 2019 | | | | | | | | 1.0 |
| | RNT | GGs-RTS+Edifícios | Investimento Gestão Global do Sistema e Remodelação do Edifício do DN | 2018-2027 | Operacionalidade Global do SEN | Sim 2018 a 2020 | - | - | 4.3(5) | | | | | | |
| Total de transferências para exploração (TEE+GGs) | | | | | | | | 47.2 | 51.9 | 46.0 | 58.9 | 40.4 | 168.8 | | |

(1) Ponto de Situação do Licenciamento: ver nota explicativa (*) no fim desta página.
 (2) Estado atualizado a março de 2017.
 (3) Condicionada ao comportamento dos fluxos de energia na região a norte do Grande Porto, a reavaliar até 2019.
 (4) Condicionada à evolução das condições de controlo dos perfis de tensão na RNT, a reavaliar até 2019.
 (5) Valor médio anual no período 2018-2022.

Projetos Complementares

| PROJETOS COMPLEMENTARES | | | | | | | | | | | |
|-------------------------|---|-------------------|---------------------------------------|----------------------------|--|--|------------------|------------------------------------|--------------------------------|--------------------------|-------------------------------------|
| Código Projeto | Designação dos projetos | Datas indicativas | Indutor de desenvolvimento da RNT | | | | | Decisão final de investimento (**) | Ponto de situação dos projetos | | Transferências para exploração [M€] |
| | | | Integração de mercados e concorrência | Ligação a polos de consumo | Gestão do Sistema em ambiente de Mercado | Desenvolvimento do aproveitamento do potencial solar | Sustentabilidade | | Licenciamento (1) | Estado dos trabalhos (2) | |
| PR0709 | Nova interligação Minho-Galiza | 2019-2020 | x | | | | | ** | Sem Processo | Iniciado | 35.3 |
| PR0917 | Ligação a 400 kV Fundão-Falagueira | 2017-2018 | x | | | | | ** | DIA | Iniciado | 36.2 |
| PR1411 | Passagem a 400 kV do eixo Falagueira-Estremoz-Divor-Pegões-fase 1 | 2019-2021 | | x | x | x | | ** | Sem Processo | Iniciado | 6.2 |
| PR1411 | Passagem a 400 kV do eixo Falagueira-Estremoz-Divor-Pegões-fase 2 | | ** | Sem Processo | Iniciado | 8.4 | | | | | |
| PR1411 | Passagem a 400 kV do eixo Falagueira-Estremoz-Divor-Pegões-fase 3 | | ** | Sem Processo | Iniciado | 17.8 | | | | | |
| PR0953 | Criação do Injetor de Divor | 2019-2021 | | | | | | ** | Sem Processo | Iniciado | 11.2 |
| PR1222 | PLs (Évora/Montemor 1 e Évora/Montemor 2) a 60 kV em Divor | 2019-2021 | | x | x | x | | ** | Sem Processo | Iniciado | 0.9 |
| PR0639 | Reforço de transformação em Divor - 2ª transformador 400/60 kV | 2023-2024 | | | | | | ** | Sem Processo | A iniciar | 4.2 |
| PR0914 | Ligação a 400 kV Vieira do Minho-Ribeira de Pena-Feira - Fase 1 | 2022-2024 | | x | | | | ** | Sem processo | Iniciado | 47.9 |
| PR0914 | Ligação a 400 kV Vieira do Minho-Ribeira de Pena-Feira - Fase 2 | | ** | Sem Processo | Iniciado | 18 | | | | | |
| PR0914 | Ligação a 400 kV Vieira do Minho-Ribeira de Pena-Feira - Fase 3 | | ** | Sem Processo | A iniciar | 6.8 | | | | | |
| PR0911 | Nova linha a 400 kV Pedralva-Sobrado | 2022-2023 | | | | | | ** | Sem Processo | Iniciado | 24.6 |
| PR1606 | Alimentação de Parque Industrial em MAT | 2020-2022 | | x | | | | ** | Sem Processo | A iniciar | 8.3 |
| PR0903 | Ligação a 400 kV R. Maior-zona Carvoeira-zona Alm. Bispo-Fanhões | 2024-2025 | | | x | | | ** | Sem Processo | A iniciar | 33.3 |
| PR0908 | Criação do Injetor Pegões | 2026-2027 | | x | | | | ** | Sem Processo | Iniciado | 5.5 |
| PR1208 | Ligação a 400 kV Ourique-Tavira | 2024-2026 | | | | | x | ** | Sem Processo | A iniciar | 29.7 |
| PR1209 | Ligação a 400 kV Ferreira do Alentejo - Ourique | | ** | Sem Processo | A iniciar | 28.3 | | | | | |
| - | Receção de energia offshore ao largo de V. Castelo | Em análise | x | | | | | - | - | - | 0 (*) |
| PR1431 | Otimização de Corredores na Região Demarcada do Alto Douro Vinhateiro | 2025-2026 | | | | | x | ** | Sem Processo | A iniciar | 9.8 |
| PR1210 | Reformulação da rede de 220 kV na zona do Porto - Fase 1 | 2025-2027 | | | | | | ** | Sem Processo | A iniciar | 11.5 |
| PR1210 | Reformulação da rede de 220 kV na zona do Porto - Fase 2 | | ** | Sem Processo | A iniciar | 21.2 | | | | | |
| PR1210 | Reformulação da rede de 220 kV na zona do Porto - Fase 3 | | ** | Sem Processo | A iniciar | 17.9 | | | | | |
| PR1211 | Reformulação da rede de 220 kV na zona de Lisboa - Fase 1 | 2025-2027 | | | | | x | ** | Sem Processo | A iniciar | 15.5 |
| PR1211 | Reformulação da rede de 220 kV na zona de Lisboa - Fase 2 | | ** | Sem Processo | A iniciar | 13.9 | | | | | |
| PR1211 | Reformulação da rede de 220 kV na zona de Lisboa - Fase 3 | | ** | Sem Processo | A iniciar | 13.9 | | | | | |

(**) Sem prejuízo de uma análise caso a caso, para a generalidade dos projetos não iniciados, deve ser acautelado tipicamente um período mínimo de três anos, entre uma decisão final de investimento e a sua entrada em exploração.
 (1) Ponto de Situação do Licenciamento: ver nota explicativa (*) no fim desta página.
 (2) Estado atualizado a março de 2017.
 (3) Projeto a ser totalmente financiado com subsídios, por isso sem impacto económico na base de ativos da concessão.

(*) Nota explicativa - Ponto de Situação do Licenciamento:
 Sem Processo - Processo não entrado na DGEG.
 Com Processo - Processo entrado na DGEG. Não necessita de Avaliação de Impacte Ambiental (AIA).
 AIA - Processo entrado na DGEG. Em Avaliação de Impacte Ambiental.
 DIA - Processo entrado na DGEG. Declaração de Impacte Ambiental (DIA) favorável condicionada emitida.
 Editos - Processo entrado na DGEG. Publicação no Diário da República e jornal nacional já concretizada.
 Sem Licença - Processo entrado na DGEG. Processos de AIA e de licenciamento concluídos aguardando a emissão da licença.

Página em Branco



07 ANEXOS

ANEXO 4

QUADROS DE ENTRADAS EM SERVIÇO DE
2018 A 2027 E MAPA DA RNT
(PROJETOS BASE)

REN

Página em Branco

Projetos Base - Novas linhas entre 2018 e 2027

Período 2018-2027

| Descrição da Obra | Comp. (km) | Tensão (kV) |
|--|------------|-------------|
| Construção de troço de linha entre Caniçada-Riba d'Ave 2/Fafe e Pedralva | 2x8 | 150 |
| Linha Pedralva-V. Fria 2: Abertura em P. Lima | 2x2 | 150 |
| Abertura da linha a 400 kV Recarei-V. N. Famalicão para a SE de Sobrado | 2x1 | 400 |
| Abertura da linha a 400 kV Vermoim-V. N. Famalicão para a SE de Sobrado | 2x1 | 400 |
| Abertura da linha Valdigem-Vermoim 4 para Sobrado | 2x0,1 | 220 |
| Realização de shunt na SE Recarei (Valdigem-Recarei 1 e Recarei-Vermoim 1) | 2x0,1 | 220 |
| Troço de linha dupla a 220 kV entre a linha Recarei-Vermoim 2 e a SE de Sobrado (Zambeze geminado) | 2x3 | 220 |
| Troço de linha dupla a 220 kV entre a linha Valdigem-Vermoim 4 e a SE de Sobrado (Zambeze geminado) | 2x3 | 220 |
| Montagem do 2º terno na linha R. Maior-zona da Carvoeira | 2x43 | 220 |
| Construção de troço de linha entre T. Altas de Fafe-Riba d'Ave/Fafe e Caniçada | 2x18 | 150 |
| Linha Oleiros-V. Fria 1 e 2. Abertura em P. Lima (2 troços de linha dupla de 1,5 km) | 2x3 | 150 |
| Construção de troço final de ligação a Valpaços (Zambeze geminado) | 1x0,5 | 220 |
| Individualização de ternos na linha V. P. de Aguiar-Valdigem | 2x45 | 220 |
| Individualização de ternos na linha Valpaços-V.P. de Aguiar (inclui montagem do 2º terno entre o poste 29 e a zona de Valpaços-9 km) | 2x34,2 | 220 |
| Desvio zona da Carvoeira para a SE de Carvoeira (1º troço-linha dupla 400+220 kV) | 2x1,5 | 400 |
| Desvio zona de Carvoeira para a SE de Carvoeira (2º troço-linha simples a 220 kV; zambeze geminado) | 1x2,5 | 220 |
| Desvio zona de Carvoeira para a SE de Carvoeira (3º troço-linha dupla de 220 kV; zambeze geminado) | 2x0,8 | 220 |

Projetos Base - Novas subestações, transformadores e reatâncias 'shunt' entre 2018 e 2027

Período 2018-2027

| Subestação | Descrição da Obra | Tensão (kV) | Estado | Sn (MVA) |
|-----------------|---|-------------|--------|----------|
| FALAGUEIRA | 3º transformador | 150/60 | 1 N | 126 |
| OURIQUE | Transformador em reserva parada (prov. de outra SE) | 150/60 | 1 P | 126 |
| PEDRALVA | Transformador | 150/130 | 1 N | 140 |
| VALDIGEM | Desativação de transformador | 220/60 | -1 D | 126 |
| VALDIGEM | Transformador | 220/60 | 1 N | 170 |
| PALMELA | Reatância Shunt - 150 Mvar | 400 | 1 | 150 |
| CARREGADO | Desativação de transformador | 220/60 | -1 D | 120 |
| CARREGADO | Transformador | 220/60 | 1 N | 170 |
| V. N. FAMALICÃO | Transformador | 400/60 | 1 N | 170 |
| A DEFINIR | Reatância Shunt - 150 Mvar | 400 | 1 | 150 |
| ALCOCHETE | 2º Transformador | 400/60 | 1 N | 170 |
| PALMELA | Autotransformador | 400/150 | 1 N | 450 |
| PALMELA | Desativação de autotransformador | 400/150 | -1 D | 450 |
| SOBRADO | Abertura de instalação | 400/220 | 1 | |
| SOBRADO | Autotransformador | 400/220 | 1 N | 450 |
| V. N. FAMALICÃO | 2º Transformador | 400/60 | 1 N | 170 |
| A DEFINIR | Reatância Shunt - 150 Mvar | 400 | 1 | 150 |
| CARREGADO | Desativação de transformador | 220/60 | -1 D | 120 |
| CARREGADO | Transformador | 220/60 | 1 N | 170 |
| PEREIOS | Desativação de transformador | 220/60 | -1 D | 126 |
| PEREIOS | Transformador | 220/60 | 1 N | 170 |
| P. LIMA | 1º Autotransformador | 400/150 | 1 N | 450 |
| RIO MAIOR | Desativação de Transformador | 220/60 | -1 | 126 |
| RIO MAIOR | Transformador | 220/60 | 1 N | 126 |
| V.P. AGUIAR | Desativação de Transformador | 220/60 | -1 D | 120 |
| V.P. AGUIAR | Transformador | 220/60 | 1 N | 170 |
| OURIQUE | Colocação da reserva parada em reserva ativa | 150/60 | 1 | 126 |

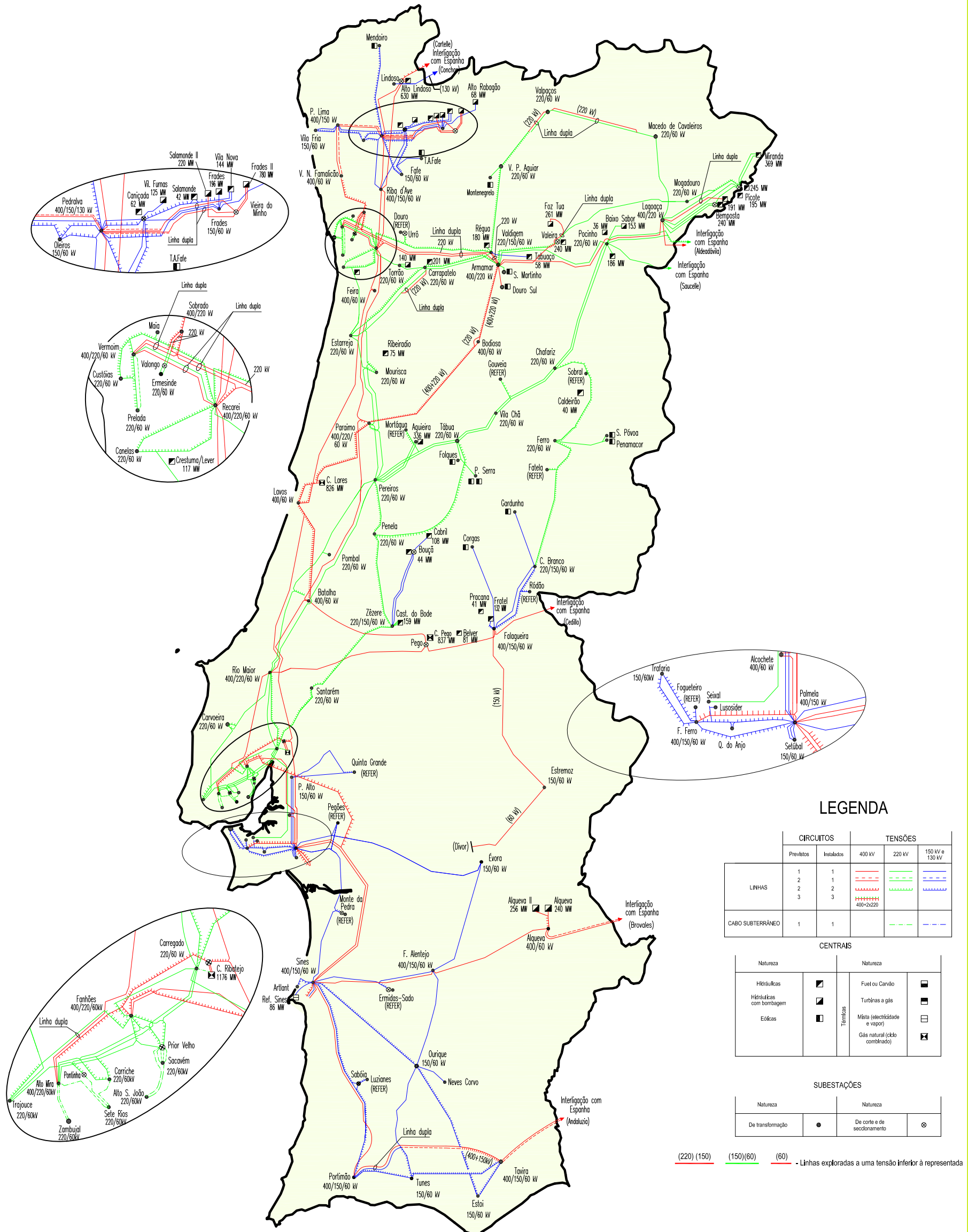
Nota:

D: Desclassificado, N: Novo, P: Proveniente, T: Transferido

MAPA DA REDE NACIONAL DE TRANSPORTE

PLANO DE DESENVOLVIMENTO E INVESTIMENTO DA RNT 2018-2027

SITUAÇÃO PREVISTA PARA 2027 CONSIDERANDO SÓ PROJETOS BASE



LEGENDA

| | CIRCUITOS | | TENSÕES | | |
|------------------|-----------|------------|---------|--------|-----------------|
| | Previstos | Instalados | 400 kV | 220 kV | 150 kV e 130 kV |
| LINHAS | 1 | 1 | — | — | — |
| | 2 | 1 | — | — | — |
| | 3 | 2 | — | — | — |
| CABO SUBTERRÂNEO | 1 | 1 | — | — | — |

CENTRAIS

| Natureza | Ícone | Natureza | Ícone |
|-----------------------|-------|------------------------------|-------|
| Hídricas | ☐ | Fuel ou Carvão | ☐ |
| Hídricas com bombagem | ☑ | Turbinas a gás | ☐ |
| Eólicas | ☐ | Mista (eletricidade e vapor) | ☐ |
| | | Gás natural (só combinado) | ☑ |

SUBESTAÇÕES

| Natureza | Ícone | Natureza | Ícone |
|------------------|-------|-----------------------------|-------|
| De transformação | ● | De corte e de sectionamento | ⊗ |

(220) (150) (150)/60 (60) - Linhas exploradas a uma tensão inferior à representada

Página em Branco



07 ANEXOS

ANEXO 5

QUADROS DE ENTRADAS EM SERVIÇO DE
2018 A 2027 E MAPA DA RNT
(PROJETOS COMPLEMENTARES)

REN

Página em Branco

Projetos Complementares - Novas linhas entre 2018 e 2027

Período 2018-2027

| Descrição da Obra | Comp. (km) | Tensão (kV) |
|---|------------|-------------|
| Desvio da linha Pedralva-zona de P. Lima-V. N. de Famalicão para P. Lima | 2x5 | 400 |
| Linha dupla a 400 kV P. Lima-fronteira com Espanha (1 terno equipado) | 2x72 | 400 |
| Linha dupla a 400 kV R. Maior-zona da Carvoeira (só 1 terno equipado) | 2x43 | 400 |
| Linha dupla zona de Carvoeira-Almargem do Bispo (só 1 terno equipado) | 2x28 | 400 |
| Linha dupla de 400 kV Fanhões-zona de Almargem do Bispo (só 1 terno equipado) | 2x15 | 400 |
| Linha a 400 kV Pedralva-Sobrado (dupla com 1 terno equipado) | 2x67 | 400 |
| Abertura da linha Recarei-Paraimo na SE de Feira | 2x10 | 400 |
| Linha dupla 400+220 kV Valpaços-R. Pena-Carrapatelo (troço R. Pena-Carrapatelo) | 2x69 | 400 |
| Linha V. Minho-R. Pena (dupla 400 kV) | 2x25 | 400 |
| Troço de linha simples de 400 kV entre o corredor da LCLEJ 3 e a SE Feira | 1x16 | 400 |
| Exploração a 400 kV de terno da linha dupla 400+150 kV C.Branco-Falagueira | 2x44,1 | 400 |
| Linha dupla 400+220 kV C.Branco-Fundão (só o terno de 400 kV equipado) | 2x55 | 400 |
| Abertura da linha Penamacor-Ferro para Fundão | 2x8 | 220 |
| Montagem do 2º terno na linha Castelo Branco-Falagueira | 2x44,1 | 150 |
| Abertura da linha Estremoz-Pegões em Divor (2 troços de linha dupla com 1 terno equipado) | 2x2 | 400 |
| Linha dupla 400+150 kV desde o cruzamento das linhas Ourique-Estoi e Portimão-Tavira até Tavira | 2x18 | 400 |
| Remodelação para dupla 400+150 kV da linha Ourique-Estoi entre Ourique e o cruzamento com a linha Portimão-Tavira | 2x45 | 400 |
| Remodelação para dupla 400+150 kV da linha F. Alentejo-Ourique | 2x59 | 400 |
| Cabo subterrâneo Custóias-Prelada | 1x11 | 220 |
| Cabo subterrâneo Vermoim-Custóias | 1x7 | 220 |
| Cabo subterrâneo Vermoim-Prelada | 1x13 | 220 |
| 1º cabo subterrâneo Loures-Carriche | 1x8,5 | 220 |
| 2º cabo subterrâneo Loures-Carriche | 1x8,5 | 220 |
| 3º cabo subterrâneo Loures-Carriche | 1x8,5 | 220 |
| Exploração a 400 kV da linha Estremoz-Divor | 1x52 | 400 |
| Exploração a 400 kV da linha Falagueira-Estremoz | 1x93 | 400 |
| Linha Divor-Pegões a 400 kV | 1x70 | 400 |
| Reconstrução de linha dupla a 220 kV fora da área demarcada do ADV | 2x19 | 220 |
| Reconstrução de linha simples a 220 kV fora da área demarcada do ADV | 1x28 | 220 |
| Linha simples Mourisca-Novo Posto de Corte | 1x10 | 220 |
| Linha simples Mourisca-Novo Posto de Corte | 1x10 | 220 |

Projetos Complementares - Novas subestações, transformadores e reatâncias 'shunt' entre 2018 e 2027

Período 2018 - 2027 (Obras em SE - Projetos Complementares)

| Subestação | Descrição da Obra | Tensão (kV) | Estado | Sn (MVA) |
|------------|------------------------------------|-------------|--------|----------|
| DIVOR | Transformador | 400/60 | 1 N | 170 |
| P. LIMA | Abertura de instalação | 400 | 1 | |
| R.PENA | Abertura de instalação | 400 | 1 | |
| FUNDÃO | Abertura de instalação | 400/220 | 1 | |
| FUNDÃO | Autotransformador | 400/220 | 1 N | 450 |
| DIVOR | Abertura de instalação | 400/60 | 1 | |
| DIVOR | Transformador | 400/60 | 1 N | 170 |
| PEGÕES | Transformador | 400/60 | 1 N | 170 |
| OURIQUE | Ampliação da instalação com 400 kV | 400 | 1 | |
| LOURES | Abertura de instalação | 220 | 1 | |
| ESTREMOZ | Substituição de 2 transformadores | 400/60 | 2 N | 170 |
| ESTREMOZ | Desativação de 2 transformadores | 150/60 | -2 D | 63 |
| PEGÕES | Abertura de instalação | 400/60 | 1 | |
| ÁGUEDA | Abertura de instalação | 220 | 1 | |

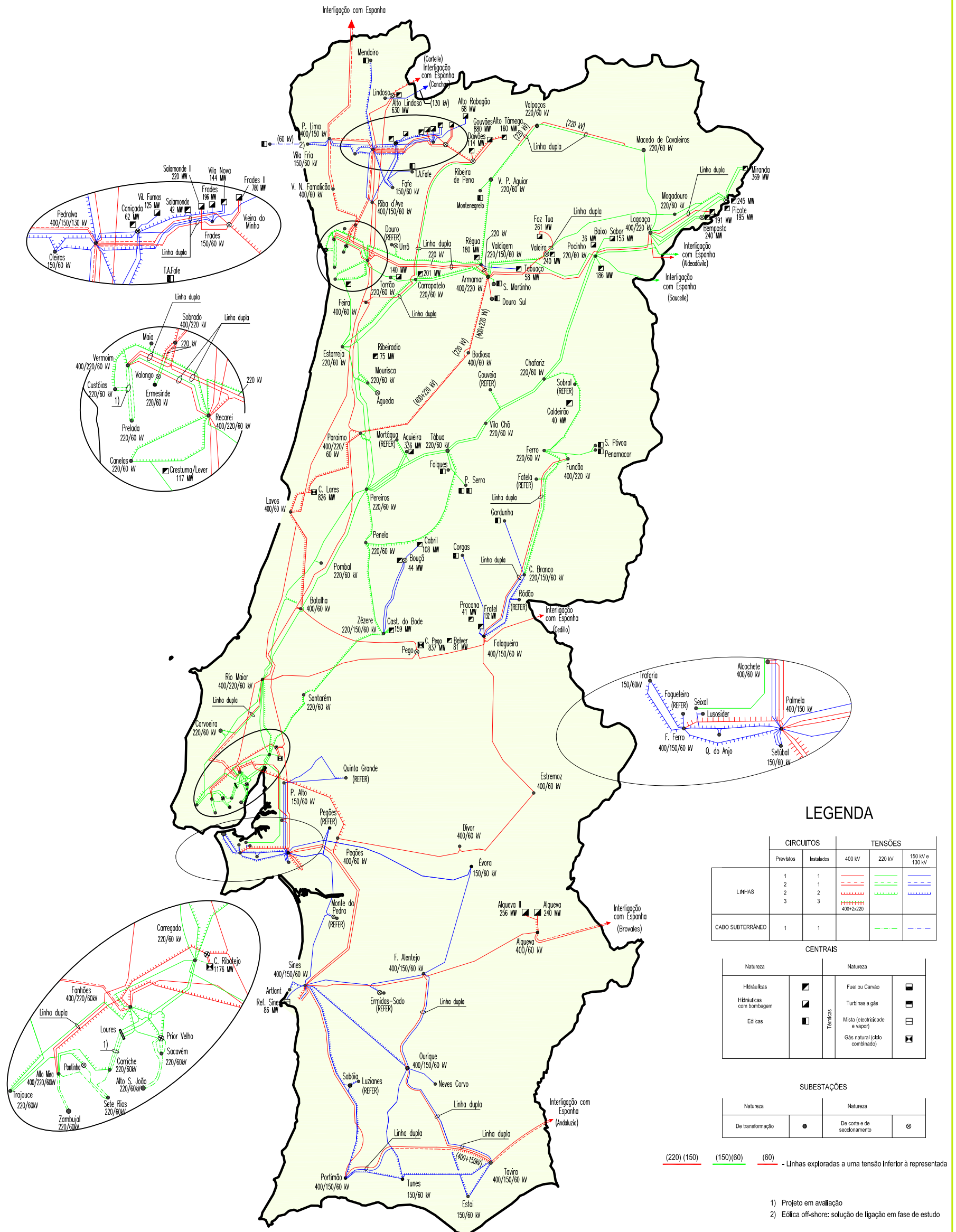
Nota:

D: Desclassificado, N: Novo, P: Proveniente, T :Transferido

MAPA DA REDE NACIONAL DE TRANSPORTE

PLANO DE DESENVOLVIMENTO E INVESTIMENTO DA RNT 2018-2027

SITUAÇÃO PREVISTA PARA 2027 CONSIDERANDO PROJETOS BASE E COMPLEMENTARES



Página em Branco



07 ANEXOS

ANEXO 6

FICHAS DOS PROJETOS BASE

REN 

Página em Branco

Nota explicativa:

O presente anexo procura realizar um enquadramento e justificação dos Projetos Base de investimento no período de vigência da atual proposta de PDIRT, contendo um subgrupo inicial referente aos projetos de remodelação e modernização da RNT, seguindo-se o conjunto de reforços com vista à manutenção da garantia de continuidade e qualidade de serviço em pontos de ligação a utilizadores da rede já constituídos e os compromissos já acordados com o ORD relativamente à disponibilização de novos pontos de entrega, à semelhança do adotado no capítulo 4.

Cada projeto de investimento está explicado numa ficha 'padrão', que contém cinco campos de informação: (i) enquadramento; (ii) benefícios esperados; (iii) descrição; (iv) alternativas; (v) diagrama unifilar.

Esta forma de organização tem em vista proporcionar uma maior facilidade de visualização, análise e tratamento deste conjunto de informação, assim como facultar uma fácil ligação ao corpo do documento.

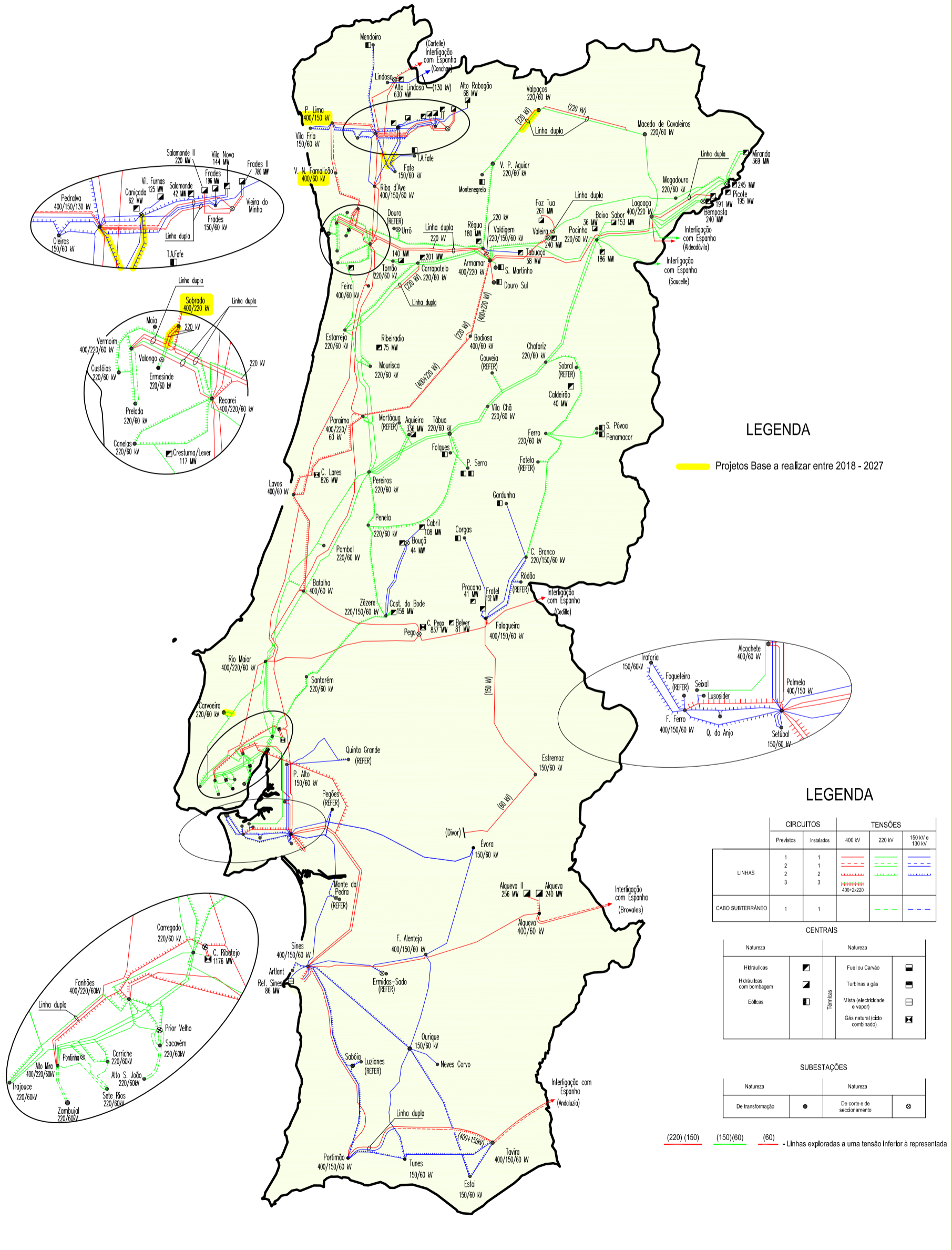
De assinalar ainda que uma discriminação mais pormenorizada do equipamento associado a cada projeto é apresentada no Anexo 8, para a totalidade dos projetos de investimento que compõem a presente proposta de PDIRT.

Página em Branco

MAPA DA REDE NACIONAL DE TRANSPORTE





PLANO DE DESENVOLVIMENTO E INVESTIMENTO DA RNT 2018-2027

SITUAÇÃO PREVISTA PARA 2027 CONSIDERANDO SÓ PROJETOS BASE



















Legenda

Quadro I - Código de Cores

| | |
|--------|---|
| 400 kV |  |
| 220 kV |  |
| 150 kV |  |
| 60 kV |  |

Quadro II - Equipamento

| Classe | Dispositivo | Concluído / Instalado | Projetado |
|------------------------------|-------------------|---|---|
| Linhas | Aérea |  |  |
| | Cabo Subterrâneo |  |  |
| Instalações | Subestação |  |  |
| | Posto de Corte |  |  |
| | Transformador |  |  |
| | Autotransformador |  |  |
| | Painel de Linha |  |  |
| Equipamento a Desclassificar | |  | |
| Linha Dupla | |  | |

Nota: Os elementos afetos aos projetos estão identificados a cores (segundo o código por nível de tensão). A preto estão assinalados outros elementos da RNT ou do SEN que contribuem para a compreensão do desenho.

* Reforço de painéis

REMODELAÇÃO E MODERNIZAÇÃO DE ATIVOS DA RNT

REMODELAÇÃO SISTEMAS PROTEÇÃO, AUTOMAÇÃO E CONTROLO

ENQUADRAMENTO:

Estes projetos fazem parte integrante do conjunto de projetos que visam assegurar a remodelação dos sistemas de proteção, automação e controlo de um conjunto de instalações, que foram selecionados devido ao elevado grau de obsolescência (desadequação funcional, descontinuidade de fabrico, esgotamento ou inexistência de peças de reserva, tempos de reparação elevados) e ausência de know-how (interno e externo) destes equipamentos. O desenvolvimento destes projetos visa proporcionar redução do risco para a segurança de pessoas e bens, prevenindo também a operacionalização do desempenho destes equipamentos aos níveis adequados de qualidade de serviço exigidos regulamentarmente, com impacto relevante para a segurança do abastecimento. A disponibilização de bibliotecas de funções com desempenho adequado aos requisitos atuais, nomeadamente no que à monitorização dos ativos e à redução dos tempos de eliminação de defeito diz respeito, permitirá reduzir a duração das cavas de tensão, e promover a disponibilização de informação mais detalhada para análise de incidentes e para uma gestão mais eficiente dos ativos da RNT, com impacto positivo nos processos de decisão de gestão de fim de vida útil dos equipamentos de alta e muito alta tensão.

Âmbito: Gestão do Fim de Vida Útil de Ativos

Rede a intervencionar: diversas zonas.

Data objetivo: 2018-2022

BENEFÍCIOS ESPERADOS:

| <i>Blocos de Projetos</i> | Redução de carga natural em risco de interrupção (MW) | Redução de carga natural em risco de interrupção (M€) | Redução de carga sem recurso em risco de corte (MW) | Redução de carga sem recurso em risco de corte (M€) | Redução de capacidade de transporte em risco de indisponibilidade (MVA) | Redução de potência de produção em risco de corte (MW) | Redução de ENF em risco (MWh/ano) | Cavas de tensão: redução da duração (%) | Melhoria para a segurança de pessoas e bens (+++/++/+) | Melhoria do Indicador do Estado do Ativo# (0-10) | Indicador de Criticidade (0-10) | Criação de Emprego Externo (n) | Investimento (M€) | Redução de custos para o SEN (M€/ano) |
|-----------------------------------|---|---|---|---|---|--|-----------------------------------|---|--|--|---------------------------------|--------------------------------|-------------------|---------------------------------------|
| Ermidas – Sado (PR1418) | - | - | - | - | 520 | 0 | - | 48 | +++ | 6 (3) | 7 | 15 | 0,9 | 0,119 |
| M ^{te} da Pedra (PR1419) | - | - | - | - | 444 | 0 | - | 51 | +++ | 6 (3) | 7 | 15 | 0,9 | 0,119 |
| Ribatejo (PR1425) | - | - | - | - | 6 673 | 784 | - | - | +++ | 3 (4) | 8 | 26 | 1,5 | 0,196 |
| Sabóia (PR1426) | - | - | - | - | 444 | 0 | - | - | +++ | 3 (4) | 7 | 19 | 1,2 | 0,146 |
| Sacavém (PR1421) | 236 | 1,40 | 166 | 0,98 | 1 429 | 28 | 3 604 | 46 | +++ | 6 (3) | 9 | 42 | 2,5 | 0,317 |
| F. Alentejo (PR1613) | 83 | 0,49 | 0 | 0,00 | 3 498 | 47 | 478 | - | ++ | 5 (3) | 8 | 27 | 1,6 | 0,204 |
| Tunes (PR1609) | 196 | 1,16 | 54 | 0,32 | 1 408 | 27 | 1 495 | - | ++ | 5 (3) | 8 | 36 | 2,1 | 0,271 |
| Pereiros (PR1610) | 226 | 1,34 | 0 | 0,00 | 3 750 | 532 | 1 328 | - | ++ | 5 (3) | 9 | 38 | 2,3 | 0,286 |
| Pocinho (PR1612) | 37 | 0,22 | 21 | 0,13 | 3 305 | 394 | 359 | - | ++ | 5 (3) | 8 | 27 | 1,6 | 0,204 |
| Valdigem (PR1611) | 132 | 0,78 | 56 | 0,33 | 4 050 | 893 | 1 171 | - | ++ | 5 (3) | 8 | 33 | 2,0 | 0,249 |

(#) – Entre parêntesis, é apresentado o valor do Indicador de Estado antes da implementação do projeto.

Nota:

O Indicador de Estado (IE) foi desenvolvido pelo ORT para apoio à decisão de investimentos de modernização da RNT, no contexto do PDIRT 2018-2027. O cálculo deste indicador considera e integra o conhecimento disponível à data da submissão da proposta de PDIRT 2018-2027. Quaisquer alterações dos pressupostos, do modelo ou da metodologia adotada (nomeadamente tendo em vista o seu aperfeiçoamento) poderão determinar variações sensíveis aos resultados obtidos.

Página em Branco

REMODELAÇÃO E MODERNIZAÇÃO DE ATIVOS DA RNT

SUBSTITUIÇÃO DE TRANSFORMADORES

ENQUADRAMENTO:

No âmbito das atividades de gestão de ativos, a REN avalia a evolução do indicador de estado dos transformadores instalados na RNT através da realização de inspeções e ensaios periódicos. Quando o IE de uma máquina apresenta um valor mais baixo, é realizada uma análise para avaliar a viabilidade da realização de um recondicionamento que garanta o prolongamento do tempo de vida do transformador. Este prolongamento é assegurado pela desaceleração do seu envelhecimento e pela substituição de diversos componentes, que permitem estender a vida do transformador. Para os casos em que o recondicionamento não seja viável, planeia-se a substituição da máquina.

O desenvolvimento deste projeto visa proporcionar uma redução do risco para a segurança de pessoas e bens, prevenindo também a operacionalização do desempenho destes equipamentos aos níveis adequados de qualidade de serviço exigidos regulamentarmente, com impacto relevante para a segurança do abastecimento.

Âmbito: Gestão do Fim de Vida Útil de Ativos

Rede a intervir: diversas zonas.

Data objetivo: 2018-2022

BENEFÍCIOS ESPERADOS:

| <i>Blocos de Projetos</i> | Redução de carga natural em risco de interrupção (MW) | Redução de carga natural em risco de interrupção (M€) | Redução de carga sem recurso em risco de corte (MW) | Redução de carga sem recurso em risco de corte (M€) | Redução de capacidade de transporte em risco de indisponibilidade (MVA) | Redução de potência de produção em risco de corte (MW) | Redução da probabilidade de falha (nº falhas/un/amo) | Melhoria para a Segurança de Pessoas e Bens (+++/++/+/+) | Melhoria do Indicador do Estado do Ativo# (0-10) | Indicador de Criticidade (0-10) | Criação de Emprego Externo (n) | Investimento (M€) | Redução de custos para o SEN (M€/ano) |
|--|---|---|---|---|---|--|--|--|--|---------------------------------|--------------------------------|-------------------|---------------------------------------|
| Substituição de transformador na Valdigem (PR1403) | 132 | 0,78 | 56 | 0,33 | 4 050 | 893 | 0,12 | +++ | 7 (3) | 8 | 30 | 1,8 | 0,118 |
| 2ª Substituição de transformador do Carregado (PR1509) | 152 | 0,90 | 52 | 0,31 | 3 665 | 409 | 0,04 | +++ | 6 (4) | 8 | 60 | 3,6 | 0,236 |
| 3ª Substituição de transformador do Carregado (PR1510) | | | | | | | | | | | | | |
| Substituição de transformador de Vila Pouca de Aguiar (PR1614) | 27 | 0,16 | 1 | 0,01 | 1 632 | 334 | 0,09 | +++ | 6 (4) | 8 | 30 | 1,8 | 0,118 |
| Substituição de transformador Rio Maior (PR1615) | 161 | 0,95 | 26 | 0,15 | 6 360 | 215 | 0,07 | +++ | 6 (3) | 9 | 44 | 2,6 | 0,118 |
| Substituição autotransformador de Palmela (PR1513) | - | - | - | - | 8 163 | 0 | 0,04 | +++ | 6 (4) | 8 | 195 | 11,6 | 0,205 |
| Substituição de transformador de Pereiros (PR1512) | 226 | 1,34 | 0 | 0,00 | 3 750 | 532 | 0,06 | +++ | 6 (3) | 9 | 35 | 2,1 | 0,118 |

(#) – Entre parêntesis, é apresentado o valor do Indicador de Estado antes da implementação do projeto.

Nota:

O Indicador de Estado (IE) foi desenvolvido pelo ORT para apoio à decisão de investimentos de modernização da RNT, no contexto do PDIRT 2018-2027. O cálculo deste indicador considera e integra o conhecimento disponível à data da submissão da proposta de PDIRT 2018-2027. Quaisquer alterações dos pressupostos, do modelo ou da metodologia adotada (nomeadamente tendo em vista o seu aperfeiçoamento) poderão determinar variações sensíveis aos resultados obtidos.

Página em Branco

REMODELAÇÃO E MODERNIZAÇÃO DE ATIVOS DA RNT

REMODELAÇÃO SISTEMAS DE E PROTEÇÃO, AUTOMAÇÃO E CONTROLO E EQUIPAMENTOS AT/MAT/BT

ENQUADRAMENTO:

No âmbito do presente projeto está previsto realizar-se a substituição de um conjunto de sistemas de proteção automação e controlo e de equipamentos de alta, muito alta e baixa tensão instalados em diversas instalações da RNT que foram selecionados devido ao elevado grau de obsolescência (desadequação funcional, descontinuidade de fabrico, esgotamento ou inexistência de peças de reserva, tempos de reparação elevados), ausência de know-how (interno e externo) destes equipamentos. No presente projeto está prevista a intervenção sobre as seguintes classes de ativos (i) Sistemas de proteção, automação e controlo; (ii) Sistemas de alimentação; (iii) Seccionadores; (iv) Descarregadores de sobretensão; (v) Disjuntores; (vi) Transformadores de medição; (vii) Instalação elétrica geral. O desenvolvimento deste projeto visa proporcionar uma redução do risco para a segurança de pessoas e bens, prevenindo também a operacionalização do desempenho destes equipamentos aos níveis adequados de qualidade de serviço exigidos regulamentarmente, com impacto relevante para a segurança do abastecimento.

Âmbito: Gestão do Fim de Vida Útil de Ativos

Rede a intervencionar: diversas zonas.

Data objetivo: 2018-2022

BENEFÍCIOS ESPERADOS:

| Blocos de Projetos | Redução de carga natural em risco de interrupção (MW) | Redução de carga natural em risco de interrupção (M€) | Redução de carga sem recurso em risco de corte (MW) | Redução de carga sem recurso em risco de corte (M€) | Redução de capacidade de transporte em risco de indisponibilidade (MVA) | Redução de potência de produção em risco de corte (MW) | Redução de ENF em risco (MWh/ano) | Caças de tensão: redução da duração (%) | Melhoria para a segurança de pessoas e bens (+++/++/+) | Melhoria do Indicador do Estado do Ativo# (0-10) | Indicador de Criticidade (0-10) | Criação de Emprego Externo (n) | Investimento (M€) | Redução de custos para o SEN (M€/ano) |
|-----------------------|---|---|---|---|---|--|-----------------------------------|---|--|--|---------------------------------|--------------------------------|-------------------|---------------------------------------|
| Canelas (PR1309) | 345 | 2,04 | 20 | 0,12 | 2 343 | 10 | 4 292 | 52 | +++ | 4 (4)* 6 (3)** | 10 | 28 | 1,7 | 0,156 |
| Carriche (PR1313) | 224 | 1,32 | 34 | 0,20 | 1 888 | 7 | 2 266 | 48 | +++ | 5 (4)* 5 (4)** | 8 | 38 | 2,3 | 0,292 |
| Riba d' Ave (PR1308) | 404 | 2,38 | 18 | 0,11 | 7 796 | 205 | 2 935 | - | +++ | 5 (4)* 5 (3)** | 9 | 30 | 1,8 | 0,153 |
| Falagueira (PR1417) | 70 | 0,41 | 9 | 0,05 | 4 391 | 478 | 301 | 26 | +++ | 5 (4)* 3 (5)** | 8 | 36 | 2,2 | 0,279 |
| Estoi (PR1316) | 174 | 1,03 | 10 | 0,06 | 1 002 | 14 | 524 | 64 | +++ | 5 (4)* 3 (5)** | 9 | 47 | 2,8 | 0,355 |
| Estarreja (PR1416) | 258 | 1,52 | 8 | 0,05 | 2 185 | 94 | 1 136 | 39 | +++ | 4 (5)* 5 (4)** | 10 | 57 | 3,4 | 0,433 |
| Mourisca (PR1414) | 268 | 1,58 | 15 | 0,09 | 1 566 | 199 | 987 | 33 | +++ | 5 (4)* 4 (4)** | 9 | 47 | 2,8 | 0,355 |
| Alto de Mira (PR1422) | 296 | 1,75 | 128 | 0,75 | 6 669 | 44 | 2 232 | 20 | +++ | 5 (4)* 5 (4)** | 9 | 67 | 4,0 | 0,507 |
| Vila Chã (PR1423) | 106 | 0,62 | 0 | 0,00 | 1 632 | 127 | 357 | 72 | +++ | 5 (4)* 4 (4)** | 8 | 47 | 2,8 | 0,355 |
| Palmela (PR1427) | - | - | - | - | 8 163 | 0 | - | 15 | +++ | 6 (4)* 4 (4)** | 8 | 63 | 3,8 | 0,479 |

(#) – Entre parêntesis, é apresentado o valor do Indicador de Estado antes da implementação do projeto:

*) - valores correspondentes aos equipamentos MAT/AT; **) - valores correspondentes aos sistemas de proteção, automação e controlo;

Nota:

O Indicador de Estado (IE) foi desenvolvido pelo ORT para apoio à decisão de investimentos de modernização da RNT, no contexto do PDIRT 2018-2027. O cálculo deste indicador considera e integra o conhecimento disponível à data da submissão da proposta de PDIRT 2018-2027. Quaisquer alterações dos pressupostos, do modelo ou da metodologia adotada (nomeadamente tendo em vista o seu aperfeiçoamento) poderão determinar variações sensíveis aos resultados obtidos.

Página em Branco

REMODELAÇÃO E MODERNIZAÇÃO DE ATIVOS DA RNT

REMODELAÇÃO DE LINHAS (PR1444)

ENQUADRAMENTO:

Os projetos de remodelação de linhas constituem um conjunto de iniciativas baseadas na análise de estado que visam prolongar o tempo de vida útil dos ativos, conseguindo, por um lado uma redução do risco para a segurança de pessoas e bens, e por outro prevenindo a operacionalização do seu desempenho aos níveis adequados de qualidade de serviço exigidos regulamentarmente. A não concretização das iniciativas previstas potencia a ocorrência de incidentes, originados por falhas em componentes com elevado grau de obsolescência ou em final de vida útil, cuja substituição/remodelação será conseguida com a concretização destes projetos. Uma parte significativa do volume de investimento previsto para remodelações de linhas é focado no nível de tensão de 400 kV, num conjunto de ativos com idade avançada cuja construção data das décadas de 1970 e 1980. No caso particular de algumas linhas, localizadas em eixos estruturantes da RNT e de interligação com a rede espanhola, revela-se oportuno executar o aumento da sua capacidade de transporte durante a intervenção de beneficiação baseada no estado.

Âmbito: Gestão do Fim de Vida Útil de Ativos

Rede a intervir: diversas zonas.

Data objetivo: 2018-2022

| <i>Blocos de Projetos - Remodelação de Linhas (PR1444)</i> | Redução de capacidade de transporte em risco de indisponibilidade (MVA) | Melhoria para a segurança de pessoas e bens (+++ / ++ / +) | Melhoria do Indicador do Estado do Ativo# (0-10)* | Indicador de Criticidade (0-10) |
|--|---|--|---|---------------------------------|
| Linha Riba d'Ave-Recarei 2 – remodelação c/Uprating | 1639 | ++ | 5 (3) | 9 |
| Linha Carregado-Rio Maior 1 – remodelação c/Uprating | 297 | ++ | 4 (4) | 6 |
| Linha dupla Oleiros-Vila Fria 1 e 2 – remodelação c/Uprating | 306 | +++ | 4 (4) | 6 |
| Linha Pego-Rio Maior | 1639 | ++ | 5 (3) | 8 |
| Linha Rio Maior-Alto de Mira | 1639 | ++ | 5 (3) | 9 |
| Linha Aguireira-Pereiros 2 | 297 | ++ | 2 (5) | 7 |
| Linha Alto de Mira-Ribatejo e linha Fanhões-Ribatejo | 3574 | ... | 1 (7) | 7 |
| Linha Ourique-Tavira | 411 | +++ | 5 (2) | 4 |
| Linha Carregado-Fanhões 2 | 402 | ... | 1 (6) | 5 |
| Linha Lindoso-Conchas | 131 | +++ | 4 (3) | 2 |
| Linha Ourique- Neves Corvo | 153 | ++ | 2 (5) | 10 |
| Linha Riba d'Ave-Oleiros | 153 | +++ | 4 (3) | 4 |
| Linha Porto Alto-Palmela 1 | 206 | ... | 1 (5) | 8 |

(#) – Entre parêntesis, é apresentado o valor do Indicador de Estado antes da implementação do projeto.

Nota:

O Indicador de Estado (IE) foi desenvolvido pelo ORT para apoio à decisão de investimentos de modernização da RNT, no contexto do PDIRT 2018-2027. O cálculo deste indicador considera e integra o conhecimento disponível à data da submissão da proposta de PDIRT 2018-2027. Quaisquer alterações dos pressupostos, do modelo ou da metodologia adotada (nomeadamente tendo em vista o seu aperfeiçoamento) poderão determinar variações sensíveis aos resultados obtidos.

BENEFÍCIOS ESPERADOS:

- Prolongamento do tempo de vida útil dos ativos;
 - Aumento dos níveis de segurança de pessoas e bens;
 - Melhoria dos níveis de fiabilidade, com reflexos positivos na qualidade de serviço.
-

DESCRIÇÃO:

No âmbito do presente Plano, as iniciativas de modernização de linhas foram planeadas com base na metodologia do índice de estado dos ativos, complementada com uma análise multicritério identificando riscos e benefícios, conforme apresentado na Tabela acima, para projetos de 2018 a 2022.

A extensão das intervenções preconizadas varia de acordo com a tipologia e o estado dos componentes que constituem cada um dos ativos, assim como a natureza do projeto - remodelações de isolamento, remodelações integrais ou de aumento de capacidade de transporte.

Este programa incide em linhas equipadas com isolamento em mau estado, estando em causa a segurança de pessoas e bens, assim como a fiabilidade das linhas. Pretende-se ainda eliminar tipologias obsoletas de acessórios de fixação de cadeias de isoladores e cabos, descontinuadas na RNT há vários anos devido às desvantagens de ordem elétrico-mecânica conhecidas.

Em linhas localizadas em zonas de elevada poluição, está prevista a instalação de isoladores compósitos, para melhoria do desempenho da rede e de controlo do aumento dos custos de manutenção, associados a operações de despoluição de isoladores de cerâmica ou vidro.

Em linhas com elevado tempo de serviço, face à evolução dos níveis de correntes de defeito na RNT ou nas quais se verificou a alteração das características mecânicas dos cabos condutores, estão também previstas intervenções ao nível dos cabos condutores e de guarda, com operações de substituição ou alteamento, permitindo melhorias significativas ao nível da segurança de pessoas e bens e condições de operação das linhas.

O desempenho operacional de linhas relacionado com incidentes originados por descargas atmosféricas ou problemas de vibração de origem eólica será também endereçado através de programas de âmbito específico, com benefícios esperados ao nível da qualidade de serviço e da segurança de pessoas e bens.

FAIXA LITORAL A NORTE DO GRANDE PORTO

CRIAÇÃO DO PONTO INJETOR DE VILA NOVA DE FAMILIÇÃO (PR0633)

ENQUADRAMENTO:

O estabelecimento do novo ponto de entrega de Vila Nova de Famalicão, tirando partido da estrutura da RNT local permitirá apoiar consumos localizados nos concelhos de Vila Nova de Famalicão, Póvoa de Varzim e Vila do Conde, possibilitando a resolução de constrangimentos futuros identificados na rede local da RND, com uma maior aproximação na entrega de energia aos referidos centros de consumo acompanhada de uma redução de perdas na RND.

Âmbito: Ligação à RND

Rede a intervencionar: — 400 kV

Data objetivo: 2019

| <i>Designação do(s) projeto(s)</i> | Investimento [M€] | Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício |
|--|-------------------|---|
| Projeto PR0633 - Introdução de transformação 400/60 kV em Vila Nova de Famalicão | 5,4 | Ligação à RND - Zona do Minho e Porto |

BENEFÍCIOS ESPERADOS:

- Aumento da segurança de abastecimento nos concelhos de V.N. de Famalicão, Póvoa de Varzim e Vila do Conde;
- Redução anual de energia de perdas na RND: 4 016 MWh.

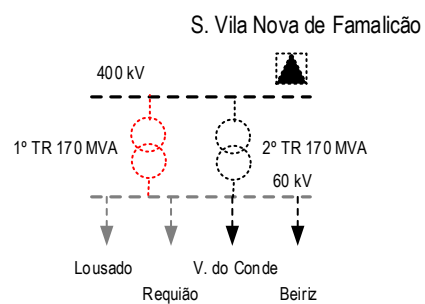
DESCRIÇÃO:

Este projeto prevê a introdução de transformação 400/60 kV na atual instalação de Vila Nova de Famalicão, inserida no eixo 'zona do Porto' - 'zona de Ponte de Lima' - Pedralva. Encontra-se também previsto equipar nesta subestação quatro novos painéis de 60 kV, dois para ligação a 'Lousado' e 'Requião' num primeiro momento, e outros dois a 'Beiriz' e 'V. Conde' numa segunda fase.

ALTERNATIVAS:

A abertura de um novo ponto injetor na zona de Vila Nova de Famalicão surge como a melhor solução para reforço de alimentação a estes consumos, possibilitando resolver limitações futuras identificadas na rede local da RND distribuição. Face a outras alternativas, que passariam por reforços adicionais na estrutura local da RND e implicariam valores mais elevados de perdas, esta estratégia tira partido da instalação de V.N. de Famalicão pertencente ao eixo a 400 kV 'zona do Porto' - 'zona de Ponte de Lima' / Pedralva, integrado no PCI 2.17: Portugal - Spain interconnection between Beariz - Fontefria - Ponte de Lima - Vila Nova de Famalicão.

Criação do ponto injetor de Vila Nova de Famalicão



FAIXA LITORAL A NORTE DO GRANDE PORTO

LIGAÇÕES A 150 kV FAFE - CANIÇADA E FAFE - PEDRALVA (PR0632 | PR1401)

ENQUADRAMENTO:

A alimentação à subestação de Fafe foi conseguida, numa primeira fase, pela abertura de linhas existentes no eixo a 150 kV entre o posto de corte da Caniçada e a subestação de Riba d'Ave. Com o passar do tempo, este eixo, já envelhecido e de capacidade limitada, vai perdendo progressivamente a sua importância e vendo reduzida a sua dimensão. Com a prevista desativação, por fim de vida útil da linha Caniçada - Riba d'Ave 1, a evidenciar já a necessidade de profunda intervenção de reabilitação no curto prazo, e de forma a continuar a alimentar a subestação de Fafe com uma solução robusta e estruturante, está prevista a sua ligação diretamente ao posto de corte da Caniçada e à subestação de Pedralva.

Âmbito: Ligação à RND

Rede a intervencionar: — 150 kV

Data objetivo: 2019 (PR1401) | 2022 (PR0632)

| <i>Designação do(s) projeto(s)</i> | Investimento [M€] | Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício |
|---|-------------------|---|
| Projeto PR1401 - Alimentação à SE de Fafe- 2ª fase: Ligação ao PC Caniçada | 4,2 | Ligação à RND - Zona do Minho e Porto |
| Projeto PR0632 - Alimentação à SE de Fafe- 2ª fase: Ligação à SE Pedralva | 3,6 | |

BENEFÍCIOS ESPERADOS:

- Manutenção da segurança de abastecimento a consumos localizados nos concelhos de Fafe, Guimarães, Vizela e Felgueiras;
- Manutenção da qualidade de serviço na região do Minho;
- Evitar a reconstrução integral de linhas muito antigas em fim de vida útil e de razoável extensão.

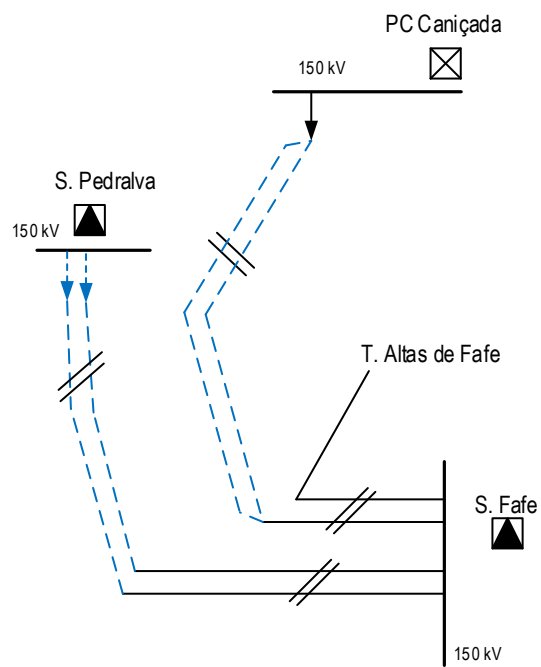
DESCRIÇÃO:

Este projeto prevê, com base nos dois troços de linha dupla de 150 kV recentemente construídos para abertura em Fafe das linhas Caniçada-Riba d'Ave 2 e Parque Eólico Terra Altas de Fafe-Riba d'Ave, o seu prolongamento, num caso até ao posto de corte da Caniçada e no outro até à subestação de Pedralva, estabelecendo as ligações Fafe-Caniçada e Fafe-Pedralva.

ALTERNATIVAS:

De entre as diversas alternativas estudadas, que poderiam passar pela reconstrução integral, faseada, das antigas linhas a 150 kV do eixo entre Caniçada e Riba d'Ave (atualmente duas linhas), esta solução possibilita, com a construção de um número bastante inferior de kms de novas linhas, as condições desejadas para alimentação a Fafe, e a desativação de uma extensão significativa de linhas de 150 kV mais antigas, consistindo assim numa solução economicamente mais favorável e com claros benefícios socioambientais.

Ligações a 150 kV Fafe - Caniçada e Fafe - Pedralva



FAIXA LITORAL A NORTE DO GRANDE PORTO

ARTICULAÇÃO 400/150 kV EM PONTE DE LIMA (PR0910 | PR1402)

ENQUADRAMENTO:

A alimentação às subestações de Vila Fria e de Oleiros encontra-se dependente das linhas Pedralva-Oleiros 1 e 2 (que partilham os mesmos apoios), Pedralva-Oleiros 3 e da linha Pedralva-Vila Fria, todas a 150 kV. Já no final do primeiro quinquénio do Plano prevê-se o reforço de alimentação a esta zona, mas cuja data efetiva de concretização dependerá da real evolução dos consumos locais. Para este reforço a Vila Fria e Oleiros, tirar-se-á partido da nova subestação de Ponte de Lima, prevista entre Oleiros e Vila Fria no âmbito do projeto da nova interligação a 400 kV Ponte de Lima - Fontefria (ES).

Âmbito: Ligação à RND

Rede a interencionar: — 400 kV — 150 kV

Data objetivo: 2022 (PR0910) | 2023 (PR1402)

| <i>Designação do(s) projeto(s)</i> | Investimento [M€] | Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício |
|--|-------------------|---|
| Projeto PR0910 - Articulação 400/150 kV em Ponte de Lima (1ª fase) | 7,0 | Ligação à RND - Zona do Minho e Porto |
| Projeto PR1402 - Articulação 400/150 kV em Ponte de Lima (2ª fase) | 3,0 | |

BENEFÍCIOS ESPERADOS:

- Aumento da segurança de abastecimento às instalações de Vila Fria e Oleiros;
- Evita a construção de novas linhas, com benefícios económicos e ambientais;
- Permite transferir 200 MVA de capacidade de receção do nível de 400 kV para a rede de 150 kV da respetiva área.

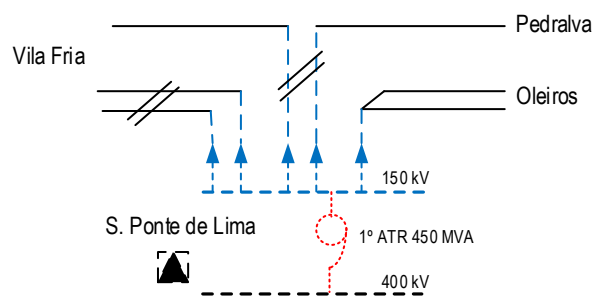
DESCRIÇÃO:

Este projeto prevê a instalação de autotransformação 400/150 kV na nova subestação de Ponte de Lima e a abertura neste ponto das linhas a 150 kV Oleiros-Vila Fria 1 e 2 e Pedralva-Vila Fria.

ALTERNATIVAS:

Face à proximidade geográfica da futura subestação de Ponte de Lima, o reforço de articulação 400/150 kV nesta instalação com a abertura das linhas Oleiros-Vila Fria 1 e 2 e Pedralva-Vila Fria neste ponto, revela ser a solução mais vantajosa, concorrendo simultaneamente para a segurança de abastecimento dos consumos na região do Minho e transferência de capacidade de receção de nova geração para a rede de 150 kV nesta zona do país. Esta estratégia de desenvolvimento da RNT, nomeadamente quando comparada com uma solução de reforço dos atuais eixos a 150 kV, permitirá evitar a necessidade de construção futura de uma extensão não desprezável de novos quilómetros de linhas (superior a 20 km) entre a subestação de Pedralva e o conjunto Vila Fria/Oleiros, induzindo benefícios económico-ambientais.

Articulação 400/ 150 kV em Ponte de Lima



TRÁS-OS-MONTES E EIXO DO DOURO

SEGURANÇA DE ALIMENTAÇÃO A VALPAÇOS E V. POUCA DE AGUIAR (PR1604)

ENQUADRAMENTO:

Na atual configuração de rede, as três subestações da RNT de Vila Pouca de Aguiar, Valpaços e Macedo de Cavaleiros estão ligadas em série na malha de Trás-os-Montes. Esta topologia, embora respeitando os Padrões de Segurança e Planeamento da RNT (assumindo a disponibilidade de todos os elementos de rede), pode, ainda assim, potenciar condições para a perda simultânea destas três subestações, nomeadamente em caso de indisponibilidade fortuita ou programada da linha Lagoaça-Macedo de Cavaleiros (caso em que estas três subestações ficam dependentes da ligação Vila Pouca de Aguiar-Valdigem) ou da linha Vila Pouca de Aguiar-Valdigem (caso em que estas três subestações ficam dependentes da ligação Lagoaça-Macedo de Cavaleiros). Para o horizonte 2022 estima-se que a ponta de carga máxima do conjunto destas três subestações ronde um montante na casa dos 115 MW. Embora exista, nesta região, uma malha a 60 kV envolvendo as subestações da RNT acima mencionadas e ainda a do Pocinho, esta malha, extensa e possuindo no seu seio linhas com reduzida capacidade de transporte, não tem condições para alimentar as cargas em causa perante a falha dos injetores da RNT na malha de Trás-os-Montes.

Âmbito: Ligação à RND

Rede a interencionar: — 220 kV

Data objetivo: 2020

| <i>Designação do(s) projeto(s)</i> | Investimento [M€] | Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício |
|--|-------------------|---|
| Projeto PR1604 - <i>Segurança de alimentação a Valpaços e V. Pouca de Aguiar</i> | 3,2 | Ligação à RND - Zona de Trás-os-Montes |

BENEFÍCIOS ESPERADOS:

- Aumento da segurança de abastecimento às subestações de Valpaços, Vila Pouca de Aguiar e Macedo de Cavaleiros.

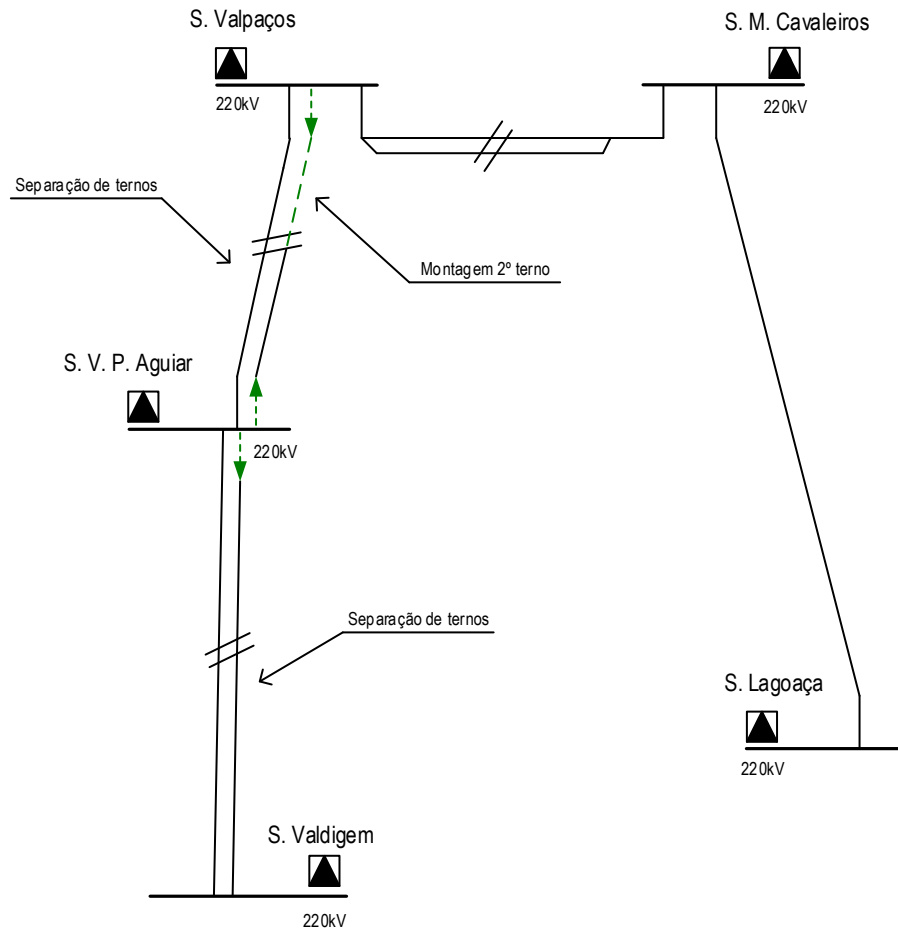
DESCRIÇÃO:

Este projeto prevê equipar três novos painéis de 220 kV (dois em Vila Pouca de Aguiar e um em Valpaços), equipar o 2º terno da atual linha dupla Valpaços-Vila Pouca de Aguiar, numa extensão de 9 km e contruir um pequeno troço de linha de ligação à subestação de Valpaços. Estas obras permitirão estabelecer as condições necessárias para operar em separado os ternos das atuais linhas Valpaços - Vila Pouca de Aguiar e Vila Pouca de Aguiar - Valdigem.

ALTERNATIVAS:

Entre outras alternativas, a solução inscrita neste projeto, embora não disponibilizando capacidade de receção de nova geração na zona, permite, elevar de forma não despiciente o nível de fiabilidade na operação destas ligações e a garantia de continuidade de serviço às subestações de M. Cavaleiros, Valpaços e Vila Pouca de Aguiar. Esta nova alternativa, com menor nível de investimento, é acompanhada do protelamento da concretização do eixo a 220 kV Vila Pouca de Aguiar - Carrapatelo (PR0913) inscrito em anteriores edições do PDIRT para além do horizonte do atual PDIRT (2027).

Segurança de alimentação a Valpaços e V. Pouca de Aguiar



GRANDE PORTO

ABERTURA DA SUBESTAÇÃO 400/220 kV DO SOBRADO (PR1021)

ENQUADRAMENTO:

A alimentação à subestação 220/60 kV de Ermesinde, situada na periferia do Porto, é no presente realizada através de duas ligações provisórias em 'T', apresentando uma menor fiabilidade e qualidade de serviço. De facto, destas duas ligações uma delas apresenta um comprimento muito significativo, sobre a linha Valdigem - Vermoim 4 com 73,9 km, induzindo uma fiabilidade mais reduzida na alimentação à subestação de Ermesinde. Para ultrapassar esta situação restritiva e passar a alimentar Ermesinde de acordo com os padrões de segurança estabelecidos, prevê-se a introdução do nível de tensão de 220 kV na subestação do Sobrado, interligado com rede de 220 kV local existente, os quais irão permitir passar a abastecer Ermesinde com duas ligações independentes e dedicadas. Paralelamente, a subestação do Sobrado, inserida no eixo a 400 kV estabelecido entre a zona do Porto e o Alto Minho, contribuirá para uma melhor equidistribuição dos fluxos neste eixo e respetiva articulação com as subestações da região do Porto de Vermoim e de Recarei. Numa fase posterior, a subestação do Sobrado será também ponto de confluência da futura linha Pedralva-Sobrado, classificada pela CE com o estatuto de Projeto de Interesse Comum - PCI 2.16.1: *Internal line between Pedralva and Sobrado* - estatuto este adquirido na primeira lista de PIC publicada em dezembro de 2013 e reconfirmado na segunda lista publicada em janeiro de 2016, contribuindo para a manutenção dos valores objetivo das capacidades de interligação internacional. Na ausência da subestação do Sobrado não estão criadas as condições necessárias à concretização do PIC 2.16.1.

Âmbito: Ligação à RND

Rede a interencionar: — 400 kV — 220 kV

Data objetivo: 2021

| <i>Designação do(s) projeto(s)</i> | Investimento [M€] | Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício |
|--|----------------------|---|
| Projeto PR1021 - <i>Abertura da subestação 400/220 kV do Sobrado</i> | 23,0 | Ligação à RND - Zona do Minho e Porto |

BENEFÍCIOS ESPERADOS:

- Aumento da segurança a consumos na zona do Porto;
- Manutenção dos valores objetivo das capacidades de troca internacionais, em particular no sentido de importação;
- Aumento da segurança de abastecimento à escala nacional.

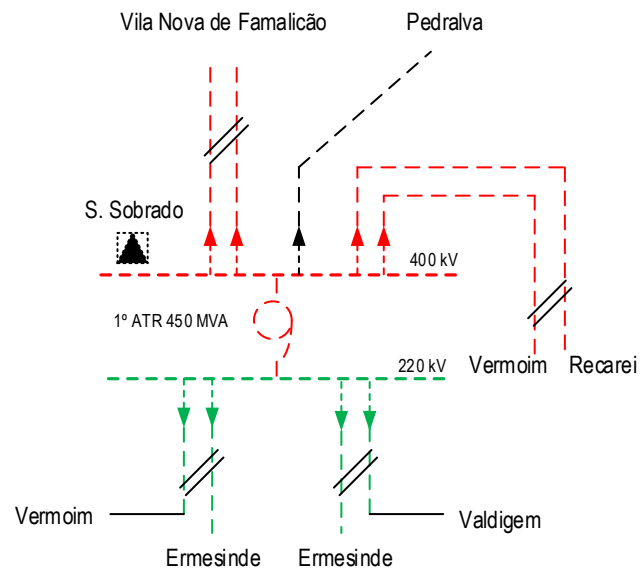
DESCRIÇÃO:

Este projeto prevê a abertura de nova subestação 400/220 kV na zona a norte do Grande Porto, alimentada através da abertura das linhas a 400 kV Vermoim - Vila Nova de Famalicão e Recarei - Vila Nova de Famalicão e da linha a 220 kV Valdigem - Vermoim 4. Da subestação do Sobrado, dotada de autotransformação 400/220 kV, sairão duas linhas a 220 kV independentes para alimentação à subestação de Ermesinde.

ALTERNATIVAS:

A abertura da subestação do Sobrado, com um novo ponto de articulação 400/220 kV, permitirá estabelecer condições de alimentação à subestação de Ermesinde condizentes com os requisitos de segurança e fiabilidade exigidos em zonas de elevado consumo. Face a outras alternativas, este projeto experimenta ganhos económico-ambientais significativos, ao permitir abdicar da necessidade de construção de novos circuitos a 220 kV a partir de Vermoim ou de Recarei, numa zona caracterizada por elevada densidade populacional. Permite ainda um ponto de ancoragem na zona norte do Porto para a futura linha Pedralva-Sobrado, evitando a necessidade do seu prolongamento até Vermoim ou Recarei, numa extensão total mais longa em zonas de elevada dificuldade de implantação de novas linhas. Nesta nova edição do Plano a configuração da subestação do Sobrado foi reanalisada tendo-se agora proposto uma solução mais económica, assegurando níveis de segurança (semelhantes aos da anterior proposta de PDIRT) e de fiabilidade ao nível do exigido para zonas de elevado consumo.

Abertura da subestação 400/220 kV do Sobrado



Página em Branco

FAIXA LITORAL ENTRE GRANDE PORTO E GRANDE LISBOA

SEGURANÇA DE ALIMENTAÇÃO À SE DE CARVOEIRA (PR1607)

ENQUADRAMENTO:

A alimentação à subestação da Carvoeira é conseguida atualmente através de dois circuitos de 220 kV de comprimento razoável, os quais, numa certa extensão do seu traçado junto à subestação da Carvoeira, estão suportados no mesmo conjunto de apoios. Esta situação resulta numa debilidade quanto à garantia de continuidade de alimentação a esta instalação, uma vez que qualquer contingência mais severa afetando algum destes apoios, pode causar a saída simultânea de serviço dos dois circuitos neles instalados e, conseqüentemente, a interrupção da alimentação a este ponto injetor. Incidentes como o ocorrido em 2009 na zona Oeste (rajadas de vento que chegaram a atingir cerca de 200km/h de intensidade) podem causar a perda de circuitos, tanto na rede de Distribuição como na rede de Transporte, sendo que o caso de perda simultânea de circuitos em ambas as redes conduziria a uma perda total do ponto injetor de Carvoeira.

Âmbito: Ligação à RND

Rede a intervencionar: — 220 kV

Data objetivo: 2020

| <i>Designação do(s) projeto(s)</i> | Investimento [M€] | Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício |
|---|-------------------|---|
| Projeto PR1607 - Segurança de alimentação à SE de Carvoeira | 1,9 | Ligação à RND - Zona de Lisboa e Setúbal |

BENEFÍCIOS ESPERADOS:

- Aumento da segurança de abastecimento à subestação da Carvoeira;
- Aumento de fiabilidade de operação da rede local;

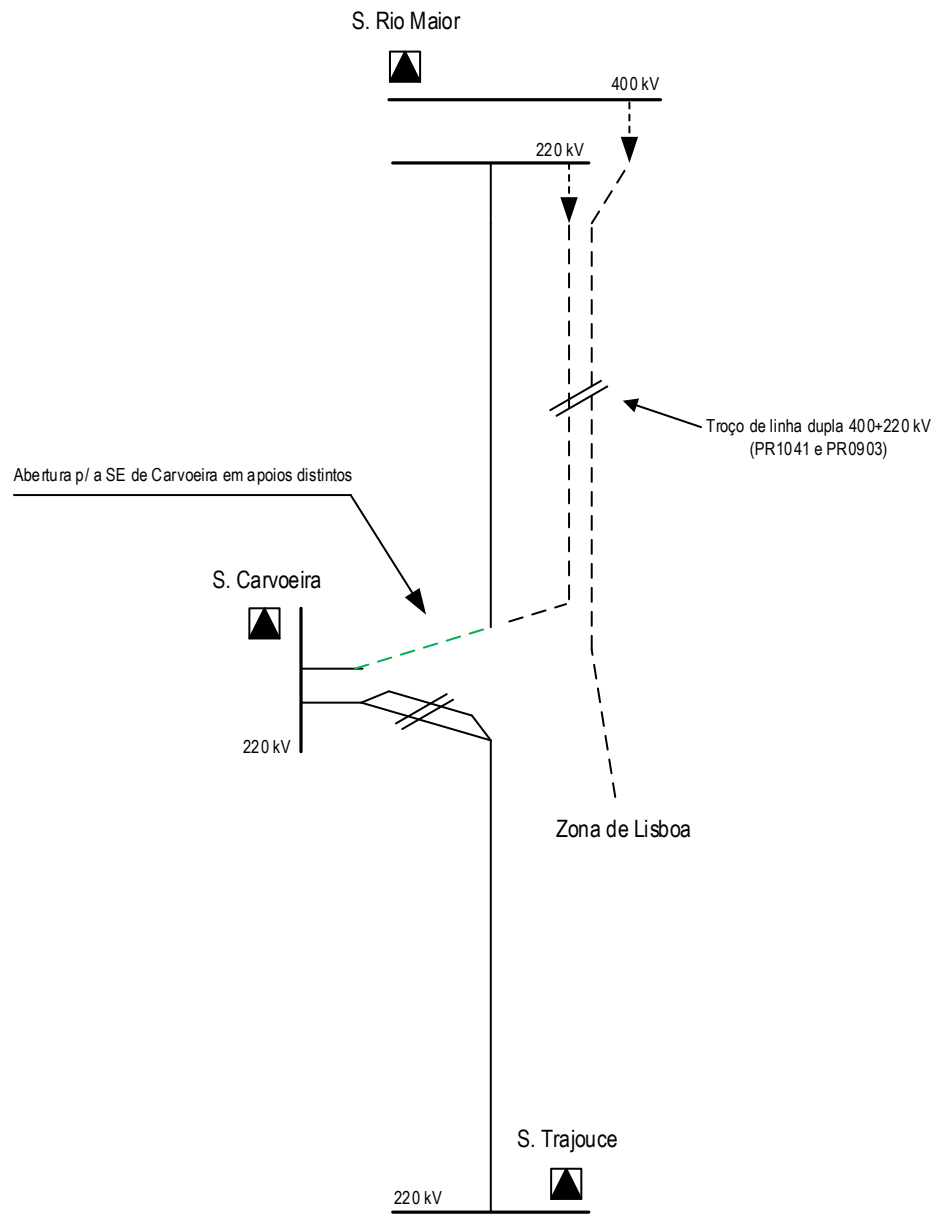
DESCRIÇÃO:

Este projeto prevê a construção de uma nova chegada de alimentação à Carvoeira suportada num conjunto de apoios distinto do atual, criando uma alternativa face à eventual falha deste. Para o efeito e de forma integrada, esta chegada virá no futuro a ser utilizada numa nova ligação a 220 kV a estabelecer entre Rio Maior e a Carvoeira (PR1041), conseguida através da instalação de um terno a 220 kV num troço da futura ligação a 400 kV entre Rio Maior - zona Carvoeira - Zona Almagem do Bispo - Fanhões (PR0903).

ALTERNATIVAS:

De entre as diversas alternativas analisadas, a estratégia de reforço de alimentação à subestação da Carvoeira, descrita neste projeto, permite, com um pequeno montante de investimento, o aumento da segurança de abastecimento aos consumos que dependem da atual subestação de Carvoeira, protelando-se ao mesmo tempo a implementação de um segundo circuito entre Rio Maior e Carvoeira, minimizando a ocupação territorial e os custos de implementação.

Segurança de alimentação à SE de Carvoeira



FAIXA LITORAL ENTRE GRANDE PORTO E GRANDE LISBOA

NOVA LIGAÇÃO A 220 kV ENTRE AS SUBESTAÇÕES DE RIO MAIOR E DE CARVOEIRA (PR1041)

ENQUADRAMENTO:

A alimentação à subestação da Carvoeira é conseguida atualmente através de dois circuitos de 220 kV de comprimento razoável, os quais, numa certa extensão do seu traçado junto à subestação da Carvoeira, estão suportados no mesmo conjunto de apoios, situação que resulta numa debilidade relativamente à garantia de continuidade de alimentação a esta instalação. Face ao exposto, com o objetivo de aumentar a segurança de abastecimento aos consumos que dependem da subestação da Carvoeira, prevê-se, numa primeira fase, a construção de um pequeno troço de linha, possibilitando uma segunda aproximação à subestação da Carvoeira, num conjunto de apoios distinto do atual (PR1607). No período indicativo desta proposta de PDIRT, está considerado como hipótese, a reavaliar em futuras edições do Plano, o estabelecimento de uma segunda ligação a 220 kV entre as subestações de Rio Maior e Carvoeira, que utilizará o pequeno troço descrito anteriormente.

Rede a intervir:  220 kV

Data objetivo: 2025

| <i>Designação do(s) projeto(s)</i> | Investimento [M€] | Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício |
|---|-------------------|---|
| Projeto PR1041 - Nova ligação a 220 kV R. Maior - Carvoeira | 5,0 | Ligação à RND - Zona de Lisboa e Setúbal |

BENEFÍCIOS ESPERADOS:

- Aumento da segurança de abastecimento à subestação da Carvoeira;
- Aumento de fiabilidade de operação da rede local;
- Sinergias com projeto de reforço de alimentação à Grande Lisboa /Península de Setúbal.

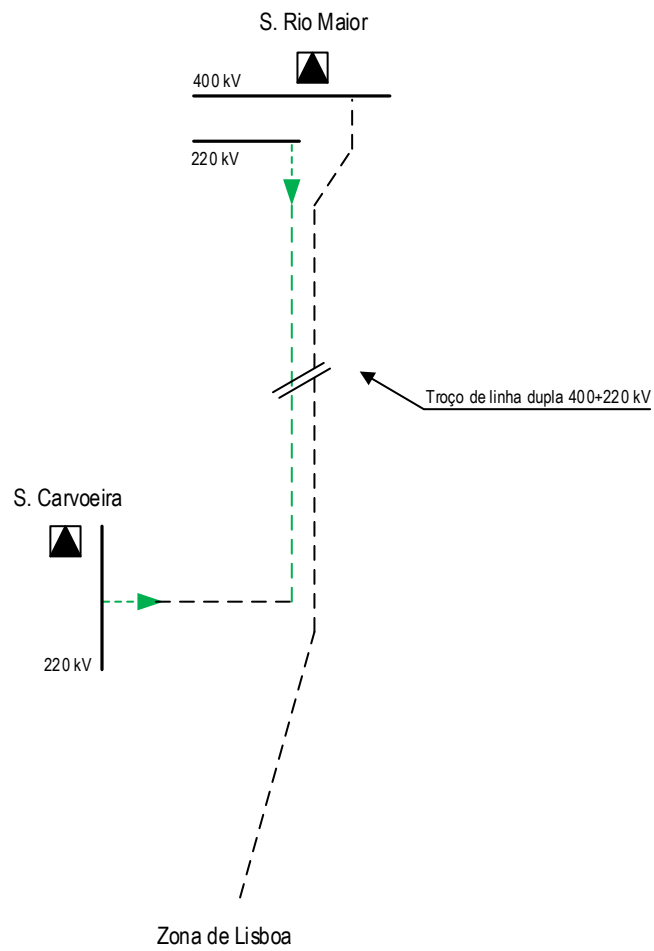
DESCRIÇÃO:

Este projeto prevê a implementação de uma nova ligação entre Rio Maior e a Carvoeira, utilizando um novo troço de linha construído previamente (PR1607) para estabelecer a ligação à subestação de Carvoeira. Para o efeito e de forma integrada, tira-se partido de uma futura ligação a 400 kV a estabelecer entre Rio Maior e a zona de Lisboa (PR0903), a qual entre Rio Maior e zona próxima da Carvoeira poderá ser dupla com um terno a 400 kV o outro a 220 kV. Este circuito de 220 kV, com a sua ligação à subestação da Carvoeira (descrita noutro projeto), constituirá o novo circuito Rio Maior-Carvoeira 2.

ALTERNATIVAS:

De entre as diversas alternativas analisadas, a estratégia de reforço de alimentação à subestação da Carvoeira, descrita neste projeto, ao tirar partido de um futuro eixo a 400 kV entre Rio Maior e a 'zona norte de Lisboa', permite evitar a construção de duas linhas distintas em traçados muito próximos, minimizando a ocupação territorial e os custos de implementação. Neste contexto, a proposta inscrita neste projeto, face a um eventual reforço com um novo traçado, apresenta-se como a alternativa mais económica.

Nova Ligação a 220 kV entre as subestações de Rio Maior e de Carvoeira



REFORÇO DA POTÊNCIA DE TRANSFORMAÇÃO NA RNT

ENQUADRAMENTO:

Para dar cumprimento a requisitos de segurança do abastecimento dos consumos, o PDIRT 2018-2027 contempla no conjunto dos Projetos Base o reforço da potência de transformação em alguns PdE da RNT. Está prevista a instalação de novas unidades de transformação nas subestações de Pedralva, Falagueira, Alcochete, Ourique e no futuro PdE de Vila Nova de Famalicão, de forma a assegurar uma adequada capacidade de transformação, mesmo em situação de contingência ‘n-1’, em conformidade com os Padrões de Segurança para Planeamento da RNT. Neste contexto, o reforço de transformação para apoio à RND permitirá assegurar a pretendida garantia de segurança de abastecimento dos consumos que dependem das referidas instalações.

Âmbito: Ligação à RND

Rede a intervencionar: Diversas

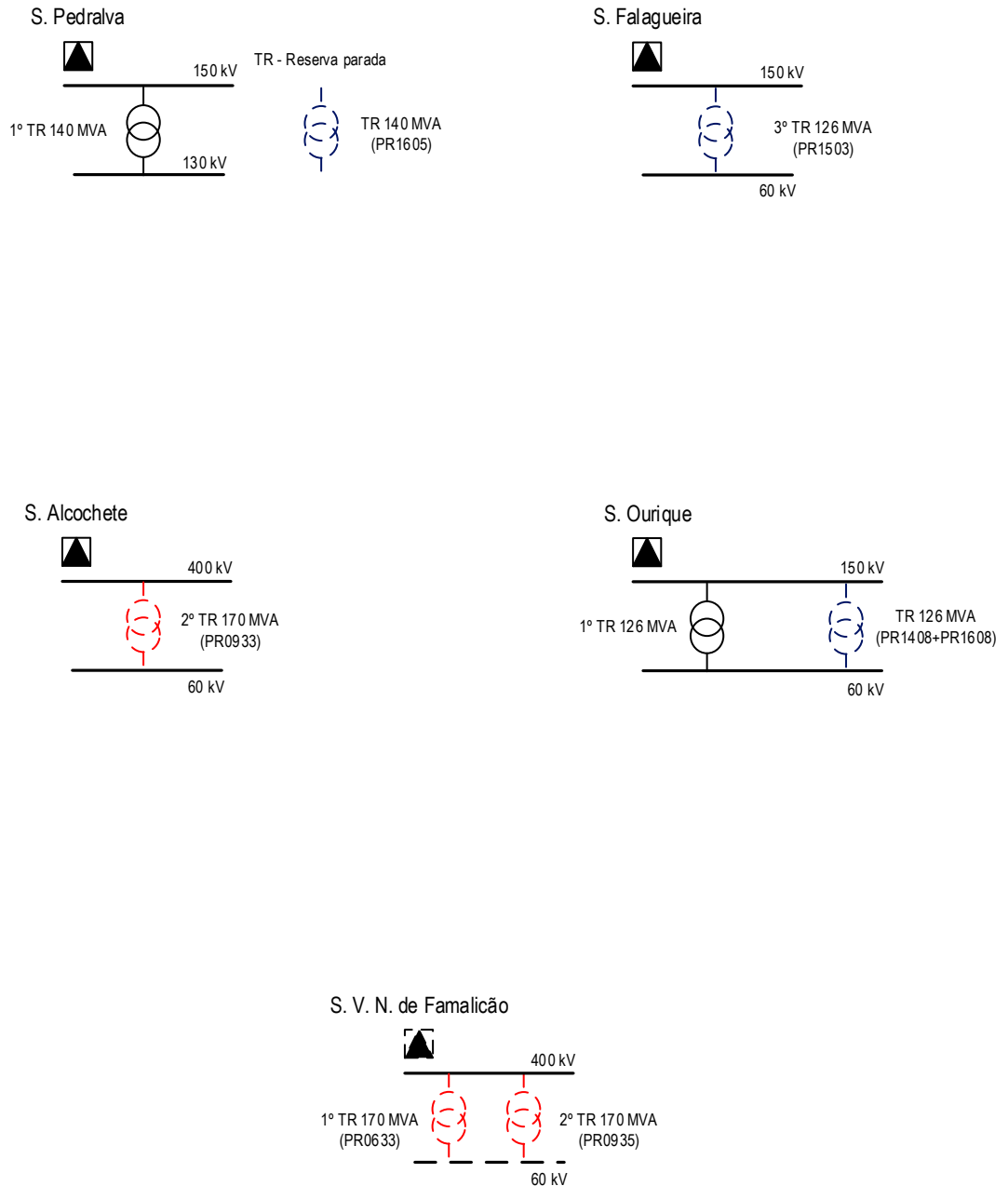
Data objetivo: 2018-2027

| | <i>Designação do(s) projeto(s)</i> | Investimento [M€] | Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício |
|---|--|-------------------|---|
| Reforços de transformação em subestações existentes | Projeto PR1605 - <i>Reforço de transformação 150/130 kV em Pedralva - reserva parada</i> | 0,9 | Ligação à RND - Zona do Minho e Porto |
| | Projeto PR0933 - <i>Reforço de transformação em Alcochete</i> | 4,0 | Ligação à RND - Zona de Lisboa e Setúbal |
| | Projeto PR1503 - <i>Reforço de transformação na Falagueira (3º transformador)</i> | 2,6 | Ligação à RND - Zona de Alentejo |
| | Projeto PR1408 - <i>Reforço de transformação em Ourique - reserva parada</i> | 0,3 | Ligação à RND - Zona de Alentejo |
| Reforços de transformação em futuras subestações | Projeto PR0633 - <i>Introdução de transformação 400/60 kV em V.N. de Famalicão (inclui o 1º Transformador 400/60 kV)</i> | 5,4 | Ligação à RND - Zona do Minho e Porto |
| | Projeto PR0935 - <i>Reforço de transformação em V. N. de Famalicão</i> | 3,9 | Ligação à RND - Zona do Minho e Porto |

BENEFÍCIOS ESPERADOS:

- Aumento da segurança de abastecimento de consumos;
- Melhoria da qualidade de serviço;

Reforço da potência de transformação na RNT



GESTÃO DE REATIVA

ENQUADRAMENTO:

Tem-se verificado nos anos mais recentes uma alteração substancial relativamente ao comportamento da reativa na RNT, em grande parte relacionada com o conjunto de alterações verificado ao nível dos requisitos regulamentares da reativa (seja no que se refere à produção, bem como no que tem que ver com o consumo) e, com a redução da disponibilidade em tempo real de meios clássicos (geradores convencionais) para controlo das tensões na rede, consequência de uma cada vez maior percentagem de produção renovável no *mix* de geração. Este facto, conjugado com o crescimento da RNT, em particular no nível de tensão de 400 kV, de forma a ir ao encontro dos objetivos nacionais de política energética, tem conduzido a períodos prolongados com condições de operação com excesso de reativa na RNT. Não obstante a melhoria registada nos anos mais recentes, com a entrada em serviço de 1115 Mvar em reatâncias shunt, o ORT continua a ver-se obrigado a adotar medidas excecionais na gestão da rede (ex. desligar linhas da malha de rede), por inexistência dos meios técnicos adequados para a gestão deste problema. A instalação de reatâncias shunt na RNT visa dotar a rede de meios operacionais que possibilitem evitar elevações de tensão excessivas, ao mesmo tempo que assegura condições de segurança mais adequadas na gestão e operação dos equipamentos constituintes da rede MAT.

Âmbito: Operacionalidade Global do SEN

Rede a intervencionar: — 400 kV

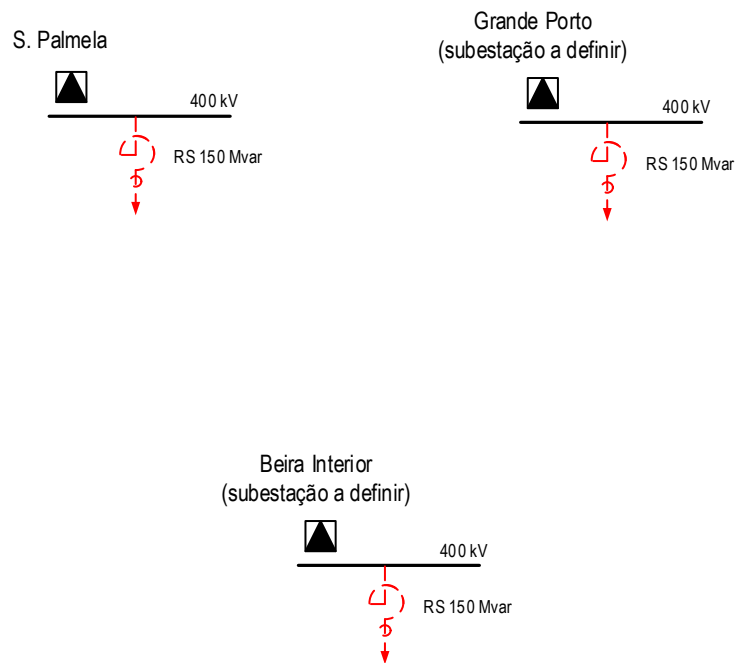
Data objetivo: 2018-2022

| <i>Designação do(s) projeto(s)</i> | Investimento [M€] | Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício |
|--|-------------------|---|
| Projeto PR1326 - Reatância shunt em Palmela | 2,9 | Operacionalidade Global do SEN |
| Projeto PR1006 - Compensação de reativa pós 2019 - 1ª fase | 2,8 | Operacionalidade Global do SEN |
| Projeto PR1511 - Compensação de reativa pós 2019 - 2ª fase | 2,8 | Operacionalidade Global do SEN |

BENEFÍCIOS ESPERADOS:

- Melhoria da fiabilidade de operação da RNT;
- Aumento da qualidade de serviço;
- Dotar a rede das condições adequadas à gestão de reativa e controlo de tensões na RNT.

Gestão de reativa



OUTROS NOVOS PAINÉIS DE LINHA A 60KV EM SUBESTAÇÕES DA RNT PARA APOIO À RND

ENQUADRAMENTO:

Para dar cumprimento a requisitos de segurança do abastecimento dos consumos, o PDIRT 2018-2027 contempla no conjunto dos projetos Base novos painéis de 60 kV para ligações à Rede Nacional de Distribuição. A construção destes novos painéis de linha (PL) foi solicitada pelo operador da RND, em reuniões de coordenação de planeamentos RNT/RND. Este conjunto de projetos encontra-se igualmente previsto na edição mais recente do PDIRD, para o período 2017-2021 (e também no PDIRD 2015-2019, aprovado pelo Concedente), exceto os casos das novas ligações aos PdE de Castelo Branco e Sines, que refletem evoluções mais recentes de necessidades da RND, no caso particular do PdE de Castelo Branco, considerando-se nesta proposta de PDIRT um novo painel a 60 kV ‘Talagueira 2’, que surge no seguimento da reunião de coordenação de planeamento RNT/RND realizada em momento posterior ao da saída do PDIRD 2017-2021. No caso de Sines, está considerado o adiamento do painel a 60 kV ‘Stº André’ para 2022 (fora do horizonte do PDIRD 2017-2021). A eventual não construção dos novos painéis de linha inviabilizaria as condições necessárias ao desenvolvimento planeado para a RND, colocando em causa a garantia de segurança ‘n-1’ na alimentação a consumos pela RND. O subcapítulo 4.4 disponibiliza mais informação relativamente aos novos painéis de 60 kV em instalações da RNT para apoio à RND.

Âmbito: Ligação à RND

Rede a intervencionar: — 60 kV

Data objetivo: 2018-2027

| | <i>Designação do(s) projeto(s)</i> | Investimento [M€] | Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício |
|------------------------|--|-------------------|---|
| Subestações existentes | Projeto PR1517 - PL (SE 60/30 kV Pocinho-EDPD) a 60 kV no Pocinho | 0,5 | * |
| | Projeto PR1602 - PL (Talagueira 2) a 60 kV em Castelo Branco | 0,4 | N/A |
| | Projeto PR0257 - PL (S. Romão de Neiva 2) a 60 kV em V. Fria | 0,3 | * |
| | Projeto PR0807 - PL (Maranhão) a 60 kV em Estremoz | 0,0 | * |
| | Projeto PR1223 - PL (Sto André) a 60 kV em Sines | 0,4 | N/A |
| Futuras subestações | Projeto PR1501 - 2 PL (Beiriz e V. do Conde) a 60 kV em V. N. de Famalicão | 0,9 | * |

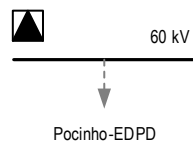
* A avaliação dos benefícios deste painel está identificada em sede de PDIRD, no âmbito do desenvolvimento da Rede Nacional de Distribuição.

BENEFÍCIOS ESPERADOS:

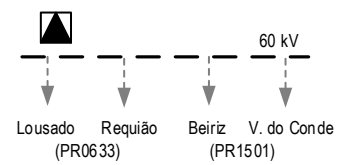
- Aumento da segurança de abastecimento dos consumos;
- Garantir segurança ‘n-1’ na rede de distribuição em AT (Redução da ENF anual);
- Redução de perdas anual na RND.

Outros novos painéis de linha a 60 kV em subestações da RNT para apoio à RND

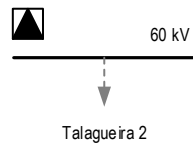
S. Pocinho



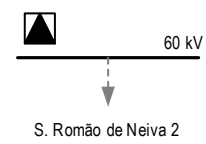
S. Vila Nova de Famalicão



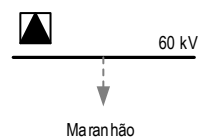
S. Castelo Branco



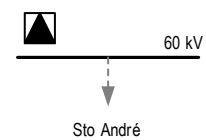
S. Vila Fria



S. Estremoz



S. Sines





07 ANEXOS

ANEXO 7
FICHAS DOS PROJETOS
COMPLEMENTARES

REN 

Página em Branco

Nota explicativa:

O presente anexo procura realizar um enquadramento e justificação dos Projetos Complementares do PDIRT, contendo o conjunto de projetos que decorrem de novas necessidades de rede com origem externa à RNT e que não representam compromissos já assumidos com o ORD traduzidos no seu PDIRD.

Cada projeto de investimento está explicado numa ficha 'padrão', que contém cinco campos de informação: (i) enquadramento; (ii) benefícios esperados; (iii) descrição; (iv) alternativas; (v) diagrama unifilar.

Esta forma de organização tem em vista proporcionar uma maior facilidade de visualização, análise e tratamento deste conjunto de informação, assim como facultar uma fácil ligação ao corpo do documento.

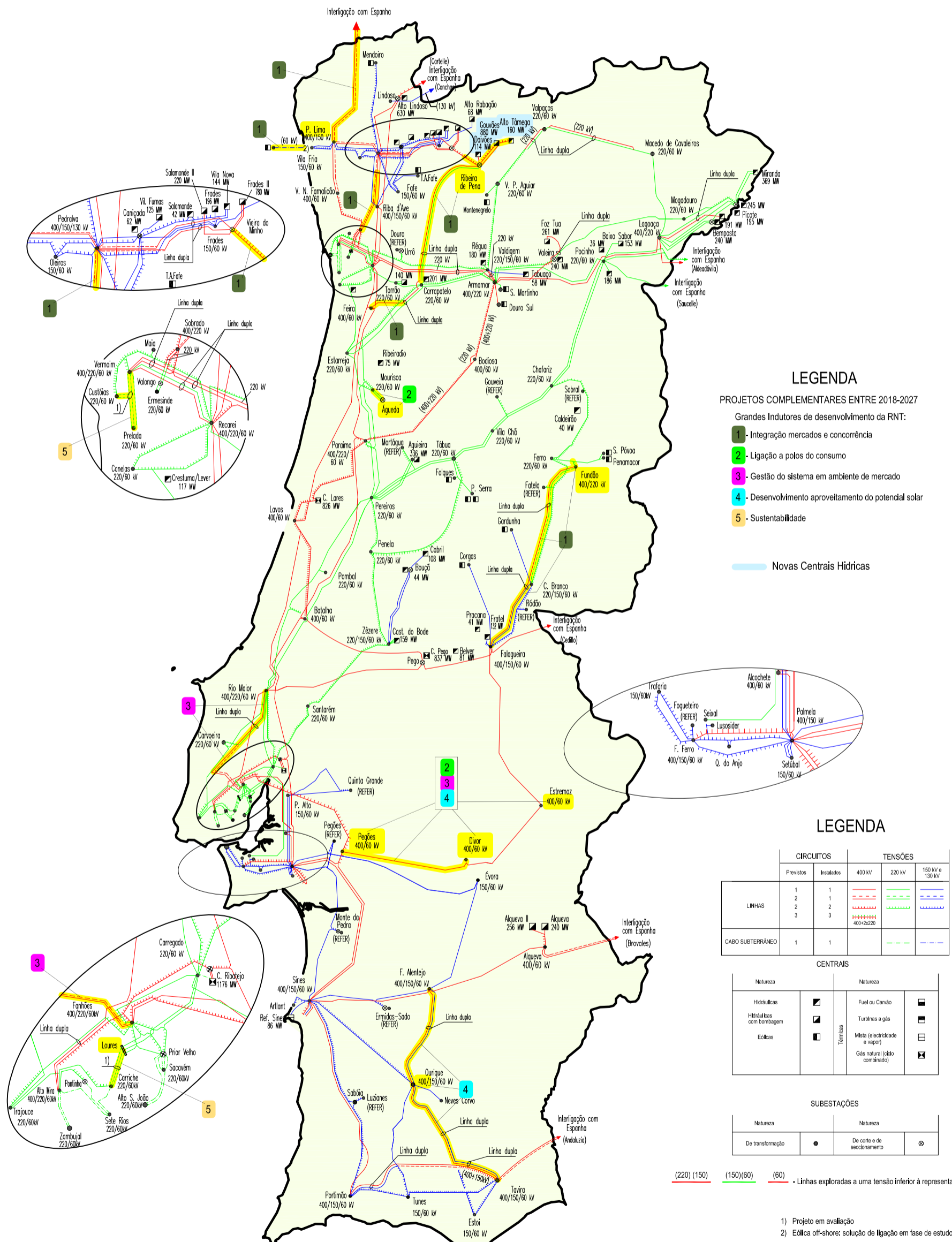
De assinalar ainda que uma discriminação mais pormenorizada do equipamento associado a cada projeto é apresentada no Anexo 8, para a totalidade dos projetos de investimento, que compõem a presente proposta de PDIRT.

Página em Branco

MAPA DA REDE NACIONAL DE TRANSPORTE





PLANO DE DESENVOLVIMENTO E INVESTIMENTO DA RNT 2018-2027

SITUAÇÃO PREVISTA PARA 2027 CONSIDERANDO PROJETOS BASE E COMPLEMENTARES



















Legenda

Quadro I - Código de Cores

| | |
|--------|---|
| 400 kV |  |
| 220 kV |  |
| 150 kV |  |
| 60 kV |  |

Quadro II - Equipamento

| Classe | Dispositivo | Concluído / Instalado | Projetado |
|------------------------------|-------------------|---|---|
| Linhas | Aérea |  |  |
| | Cabo Subterrâneo |  |  |
| Instalações | Subestação |  |  |
| | Posto de Corte |  |  |
| | Transformador |  |  |
| | Autotransformador |  |  |
| | Painel de Linha |  |  |
| Equipamento a Desclassificar | |  | |
| Linha Dupla | |  | |

Nota: Os elementos afetos aos projetos estão identificados a cores (segundo o código por nível de tensão). A preto estão assinalados outros elementos da RNT ou do SEN que contribuem para a compreensão do desenho.

* Reforço de painéis

FAIXA LITORAL A NORTE DO GRANDE PORTO

NOVA INTERLIGAÇÃO MINHO-GALIZA (PR0709)

ENQUADRAMENTO:

Para cumprimento dos objetivos definidos a nível do MIBEL e dos compromissos internacionais no âmbito do Plano decenal à escala europeia (TYNDP), as capacidades de interligação entre Portugal e Espanha devem poder assegurar valores da ordem dos 3 000 de capacidade disponível para fins comerciais. Os estudos realizados conjuntamente pelos TSO português e espanhol para este objetivo identificaram um conjunto de reforços a introduzir em ambas as redes, os quais têm vindo a ser implementados ao longo do tempo, permitindo uma aproximação gradual entre os mercados elétricos português e espanhol. Para assegurar os referidos 3 000 de capacidade de interligação, é ainda necessário concretizar a nova interligação a 400 kV Minho-Galiza, peça fundamental neste reforço, particularmente para fluxos no sentido de Espanha para Portugal (importação). Este projeto faz parte do conjunto de projetos da RNT classificados com o estatuto de Projetos de Interesse Comum (PIC) criados ao abrigo do Regulamento (UE) n.º 347/2013 - PCI 2.17: *Portugal - Spain interconnection between Beariz - Fontefría - Ponte de Lima - Vila Nova de Famalicão* - estatuto este adquirido na primeira lista de PIC publicada em dezembro de 2013 e reconfirmado na segunda lista de PIC, publicada em janeiro de 2016.

Indutor(es): Integração de mercados e concorrência

Rede a intervir: — 400 kV

| <i>Designação do(s) projeto(s)</i> | Investimento [M€] | Bloco(s) de projeto(s) Análise Multicritério/ Custo-Benefício |
|---|-------------------|---|
| Projeto PR0709 - Nova interligação Minho-Galiza | 35.3 | Integração de mercados e concorrência - Interligações |

BENEFÍCIOS ESPERADOS:

- Aumento das capacidades de troca internacionais, contribuindo para a integração dos mercados;
- Aumento da segurança de abastecimento à escala nacional;
- Melhoria da continuidade de serviço, face a potenciais incidentes de grande dimensão na RNT;

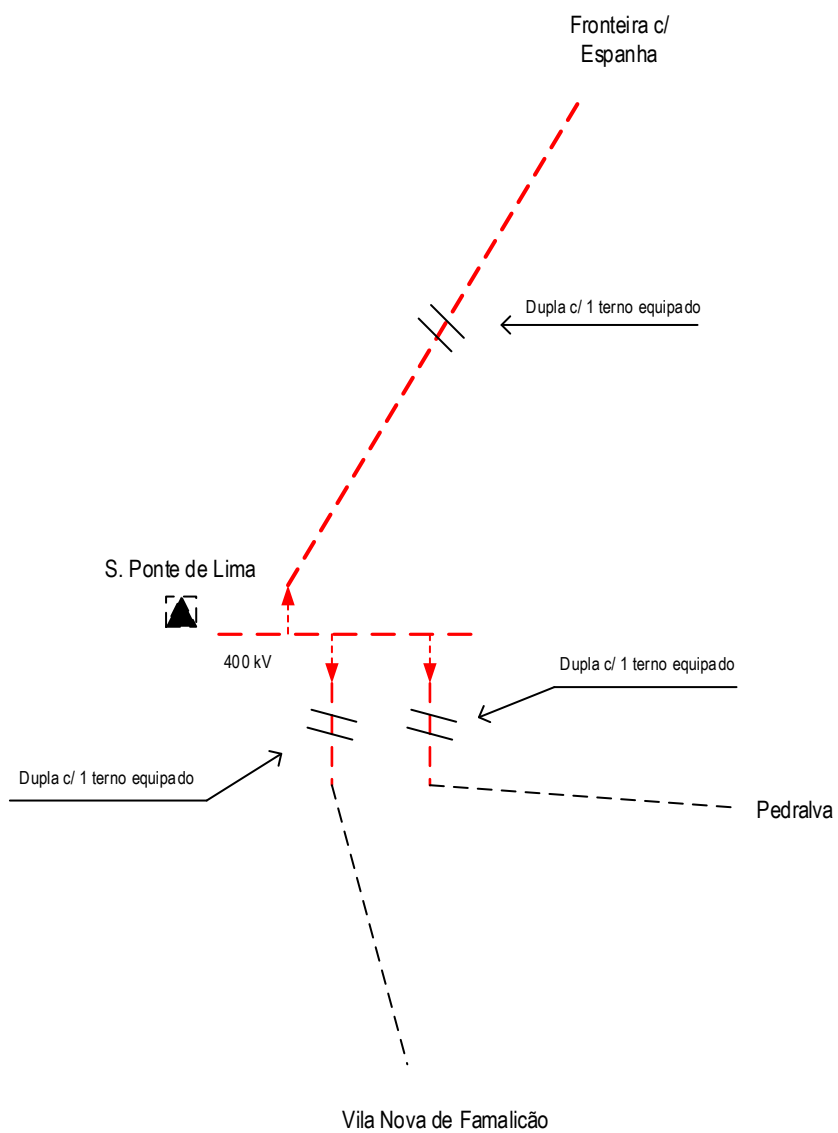
DESCRIÇÃO:

Este projeto prevê, na zona de Viana do Castelo/Ponte de Lima, a construção de uma nova instalação a 400 kV (inicialmente apenas como posto de corte: posto de corte de Ponte de Lima, intersetando a nova ligação estabelecida nesta região entre as subestações de Pedralva e de Vila Nova de Famalicão. A partir do posto de corte de Ponte de Lima, será construída uma linha a 400 kV (dupla com um terno equipado de início) até à fronteira com Espanha.

ALTERNATIVAS:

Face aos valores de potência em causa e à estrutura das redes Portuguesa e Espanhola na região, a solução a adotar teria de se basear, necessariamente, no nível de tensão de 400 kV. Comparativamente com a solução definida em linha aérea, a consideração de uma alternativa em circuito subterrâneo, embora carecendo de confirmação da sua exequibilidade do ponto de vista ambiental e de ordenamento do território, seria do ponto de vista financeiro incomparavelmente mais onerosa, numa relação de 1 para 15, acarretando para o SEN sobrecustos muito elevados e com impacto fortemente negativo para o consumidor final.

Nova interligação Minho-Galiza



BEIRA INTERIOR

LIGAÇÃO A 400 kV FUNDÃO - FALAGUEIRA (PR0917)

ENQUADRAMENTO:

A zona das Beiras Interiores apresenta um elevado potencial no que diz respeito à energia de origem eólica. Como tal faz parte dos locais mais procurados para promoção deste tipo de projetos. Presentemente, contabilizam-se nesta região mais de 1000 MW de potência eólica instalada. Os atuais valores de capacidade de receção de nova geração para esta zona são bastante limitados, pelo que alguns projetos decorrentes de anteriores concursos e de atribuição de pontos de receção receberam autorização para ligação à rede (e, com ref.^a a março de 2016, já se encontram mesmo ligados) em acordo estabelecido entre os respetivos promotores, a DGEG e a REN, mas, todavia, sujeitos a restrições de operação relativamente aos valores máximos de potência que podem injetar na rede. Estas limitações, que incidem já hoje sobre um montante de potência de cerca de 110 MVA, vigorarão até ao aparecimento de capacidade nesta zona, conforme as condições constantes das fichas de caracterização dos respetivos pontos de receção. Mais recentemente, a DGEG deu ao ORT indicações para que reserve nesta região um montante adicional de potência de 60 MVA, para um projeto em fase de licenciamento condicionado. Estes 60 MVA somam-se aos 110 MVA atrás referidos, perfazendo um total de 170 MVA, que só ficarão disponíveis com a concretização da Ligação a 400 kV Fundão-Falagueira. De referir que estes 170 MVA descontarão ao valor de 500 MVA de capacidade proporcionado por este reforço de rede.

Indutor(es): Integração de mercados e concorrência

Rede a intervencionar: — 400 kV — 220 kV — 150 kV

| <i>Designação do(s) projeto(s)</i> | Investimento [M€] | Bloco(s) de projeto(s) Análise Multicritério/ Custo-Benefício |
|---|-------------------|--|
| Projeto PR0917 - Ligação a 400 kV Fundão - Falagueira | 36.2 | Integração de mercados e concorrência - Receção de produção eólica na região da Beira Interior |

BENEFÍCIOS ESPERADOS:

- Aumento da capacidade de receção de nova geração: 500 MVA;
- Aumento de fiabilidade de operação da rede local.

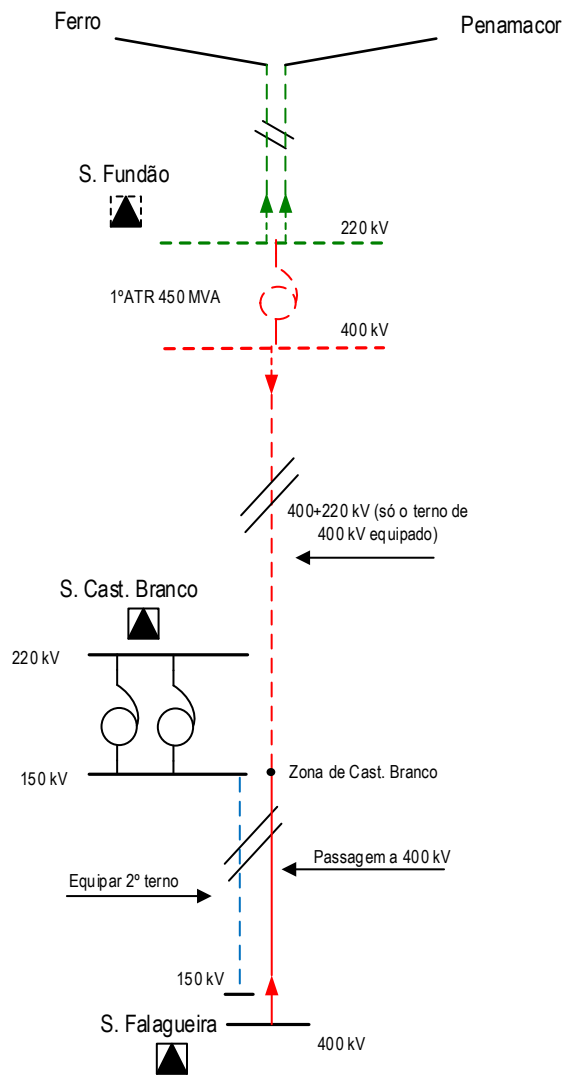
DESCRIÇÃO:

Este projeto prevê a constituição de uma nova ligação a 400 kV entre a subestação da Falagueira e a zona do Fundão, onde será aberta nova subestação 400/220 kV ligando com a rede de 220 kV local. Este eixo a 400 kV, que tirará partido de uma linha já construída entre a Falagueira e Castelo Branco, ao interligar nesta zona as redes de 220 e 400 kV permitirá transferir para os 400 kV uma parte apreciável da energia produzida nesta região ou que aqui afluí vinda de regiões mais a norte, constituindo uma alternativa aos atuais eixos de 220 kV e de 150 kV, de menor capacidade e já bastante ocupados, criando nesta região um adicional de capacidade de receção da ordem dos 500 MVA.

ALTERNATIVAS:

Como alternativa à solução proposta foi também equacionada a possibilidade de construção, entre Castelo Branco e Fundão, de uma linha simples de 400 kV, em vez de dupla de 400+220 kV, remetendo para mais tarde, quando necessário, a construção de uma outra linha de 220 kV, independente desta e num outro conjunto de apoios. Os resultados obtidos mostram que do ponto de vista económico ambas as soluções são equivalentes, mas que do ponto de vista ambiental e de ordenamento territorial a segunda seria mais impactante (duas linhas em vez de uma), pelo que se optou pela solução aqui apresentada.

Ligação a 400 kV Fundão - Falagueira



Página em Branco

ALENTEJO

EIXO FALAGUEIRA - ESTREMOZ - (DIVOR) - PEGÕES (PR1411)

ENQUADRAMENTO:

O valor da potência de produção em grandes centrais instalada na metade sul de Portugal tem vindo a reduzir-se ao longo dos últimos anos, acompanhado de um aumento de nova potência na metade norte, impulsionado essencialmente por novos aproveitamentos de origem hídrica e eólica. Este desequilíbrio tem contribuído para uma tendência de aumento progressivo dos fluxos norte-sul. Esta situação tem maior agravamento em condições de operação com indisponibilidades na rede e valores de produção a sul muito reduzidos, nomeadamente perante situações em que possa verificar-se ausência de disponibilidade de energia de base térmica na zona de Sines, ou, ainda, situação mais extrema mas não inédita, em caso de perda súbita de elevados montantes de produção nesta área (e.g. disparo da central de Sines). O fecho do eixo a 400 kV Falagueira - Estremoz - 'zona de Divor' - Pegões, ao reforçar pelo interior a ligação a 400 kV entre as metade norte e sul da RNT, faz com que os efeitos negativos destas eventuais ocorrências passem a ser controláveis pelo ORT, proporcionando a necessária segurança do abastecimento. Por outro lado, a subestação de Estremoz da RNT é, no presente, alimentada através de uma única linha proveniente da subestação da Falagueira e com um comprimento bastante significativo (89 km). Isto significa que, com a atual tipologia da RNT não é cumprido neste local o critério de segurança 'n-1', colocando em causa os níveis de fiabilidade e de segurança de abastecimento aos consumos dependentes desta subestação. No horizonte 2018 (primeiro ano do Plano), o valor previsional de carga para a subestação de Estremoz (carga mono-alimentada) assume um montante já perto do limiar de 70 MW, valor este que, conforme definido no RRT (9.6.1-b), corresponde ao limite máximo de ponta de carga a alimentar nos casos especiais de cargas mono-alimentadas. Esta restrição só ficará ultrapassada dotando a subestação de Estremoz de uma segunda linha de alimentação MAT, o que o eixo a 400 kV Falagueira - Estremoz - (Divor) - Pegões vem possibilitar. Este projeto permite igualmente criar as condições de rede necessárias à alimentação elétrica do troço ferroviário Évora - Elvas/Caia (linha ferroviária Sines - Elvas/Caia), com base no nível de 400 kV da subestação de Estremoz, a partir do qual se poderá alimentar a futura subestação de tração do Alandroal. A conclusão do eixo Falagueira - Estremoz - (Divor) - Pegões terá ainda um impacto bastante significativo na capacidade de receção de nova geração, proporcionando um aumento na ordem dos 300 a 400 MW no Alto Alentejo, região reconhecida pela expressiva disponibilidade de recursos renováveis, nomeadamente solar, e que na presente data apresenta um reduzido valor de capacidade de receção (<100 MW).

Indutor(es): Ligação a polos de consumo, Gestão do sistema em ambiente de mercado e Desenv. do aprov. do potencial solar

Rede a intervir: — 400 kV

| <i>Designação do(s) projeto(s)</i> | Investimento [M€] | Bloco(s) de projeto(s) Análise Multicritério/ Custo-Benefício |
|--|-------------------|--|
| Projeto PR1411 - <i>Passagem a 400 kV do eixo Falagueira-Estremoz-Divor-Pegões</i> | 32,4 | <ul style="list-style-type: none"> •Ligação a polos de consumo; •Gestão do Sistema em ambiente de mercado; •Desenv. do aprov. do potencial solar-Zona do Alto Alentejo. |

BENEFÍCIOS ESPERADOS:

- Aumento da segurança de operação global da RNT, em particular na zona sul;
- Introdução de garantia n-1 no abastecimento à subestação de Estremoz;
- Aumento da qualidade de serviço;
- Aumento da capacidade de receção de nova produção.

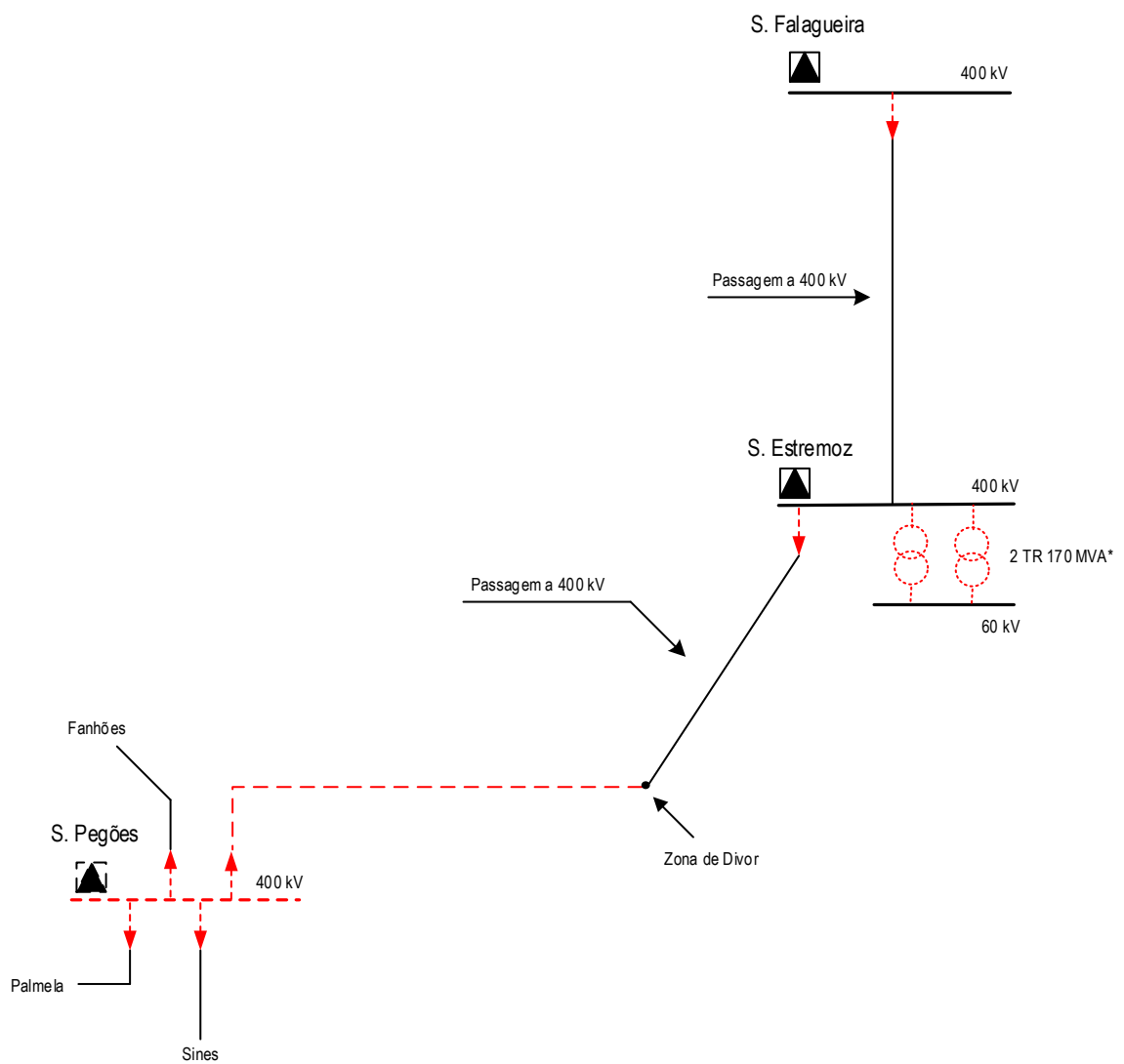
DESCRIÇÃO:

Este projeto prevê o prolongamento da atual ligação Falagueira - Estremoz, construída para 400 kV e a operar provisoriamente a 150 kV, com os troços, também a 400 kV, Estremoz - 'zona de Divor' (já construído) e 'zona de Divor' - Pegões. Deste modo, cria-se um eixo a 400 kV entre a subestação da Falagueira e o eixo litoral a 400 kV, na zona de Pegões, passando pela subestação de Estremoz.

ALTERNATIVAS:

O fecho a 400 kV pelo interior do Alentejo revela-se fundamental para a segurança de operação de rede e, concomitantemente, do abastecimento de consumos e da qualidade de serviço, apresentando-se como um dos elementos estruturantes de desenvolvimento estratégico da RNT, proporcionando a necessária segurança do abastecimento, em especial em momentos em que possa verificar-se ausência de disponibilidade de energia de base térmica na zona de Sines. Para o caso de uma eventual perda súbita de um elevado montante de geração na zona sul, uma alternativa baseada exclusivamente na RNT (sem depender da produção) poderia eventualmente passar por uma ligação a 400 kV Falagueira - Estremoz - Ferreira de Alentejo (em vez de Pegões). Todavia esta solução não se apresenta com o mesmo potencial que a proporcionada pela ligação a Pegões, que é um ponto mais forte na estrutura da RNT. Para o objetivo de garantia de alimentação a Estremoz foram estudadas outras alternativas, nomeadamente a hipótese de se estabelecer uma malha fechada de 60 kV entre as subestações de Estremoz e de Évora, mas os resultados obtidos pelos operadores da RNT e da RND concluíram pela inviabilidade funcional desta malha.

Eixo Falagueira-Estremoz-(Divor)-Pegões



* Com a alteração do nível de tensão MAT na subestação de Estremoz, de 150 kV para 400 kV, as novas unidades de transformação 400/60 kV irão substituir as atuais duas 150/60 kV, já muito antigas, uma com 43 e outra com 45 anos.

Página em Branco

ALENTEJO

ABERTURA DA SUBESTAÇÃO DE DIVOR (PR0953 | PR1222)

ENQUADRAMENTO:

A atual subestação da RNT de Évora está equipada com três unidades 150/60 kV, de 63 MVA cada, já muito antigas (49, 41 e 32 anos) e a exigir uma particular atenção continuada quanto ao seu estado de operação, em particular duas delas. Por outro lado, no que se refere às condições de alimentação em MAT a esta subestação, os estudos desenvolvidos pelo operador da RNT concluíram, face à ocupação e classificação das áreas envolventes, da inviabilidade de conseguir fazer chegar a este local uma terceira linha de alimentação em MAT, o que, a prazo, condiciona fortemente o crescimento desta instalação. Acresce a este facto que, com a passagem a 400 kV do eixo Falagueira - Estremoz - Divor - Pegões (que permite obviar às restrições na operação da RNT perante desequilíbrios de produção entre as metades norte e sul do país) e de modo a ser possível continuar a alimentar os consumos de Arraiolos, torna-se necessário proceder à abertura da subestação de Divor, com introdução de transformação 400/60 kV. De modo simultâneo, a abertura de Divor permite criar na região de Évora condições para receção de nova produção, nomeadamente solar, numa zona com limitações estruturais para o efeito, mas com significativo potencial endógeno identificado. Neste enquadramento, a nova subestação de Divor possibilitará ultrapassar as limitações e dificuldades referidas, proporcionando uma solução robusta e duradoura nesta zona de rede.

Indutor(es): Ligação a polos de consumo, Gestão do sistema em ambiente de mercado e Desenv. do aprov. do potencial solar

Rede a intervir: — 400 kV

| <i>Designação do(s) projeto(s)</i> | Investimento [M€] | Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício |
|--|-------------------|---|
| Projeto PR0953 - Criação do injetor Divor (incl. PL 60 kV para ligação a Cerâmica) | 11,2 | <ul style="list-style-type: none"> •Ligação a polos de consumo; •Gestão do Sistema em ambiente de mercado; •Desenv. do aprov. do potencial solar- Zona do Alto Alentejo. |
| Projeto PR1222 - PLs (Montemor/Évora 1 e Montemor/Évora 2) a 60 kV em Divor | 0,9 | N/A |

BENEFÍCIOS ESPERADOS:

- Aumento da segurança de abastecimento à região de Évora;
- Criação de uma solução de alimentação robusta e de longo prazo.
- Aumento da capacidade de receção de nova produção.

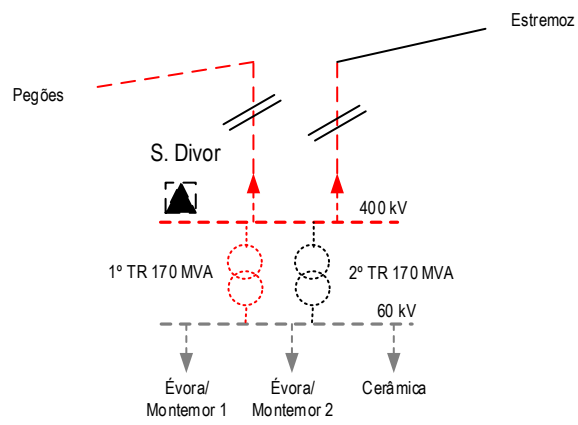
DESCRIÇÃO:

Este projeto prevê a abertura do injetor Divor numa localização a norte da cidade de Évora, alimentado em MAT a 400 kV por abertura da futura linha Estremoz - Pegões. Para a atual subestação de Évora, que perderá progressivamente a sua importância na estrutura da RNT, prevê-se, em horizonte mais tarde, a sua desativação. No injetor Divor prevê-se três painéis de linha de 60 kV, com as designações 'Montemor/Évora 1', 'Montemor/Évora 2' e 'Cerâmica'.

ALTERNATIVAS:

A ocupação e classificação das áreas envolventes à região de Évora ditam a inviabilidade de uma nova aproximação à subestação com o mesmo nome, não sendo possível a obtenção de uma alternativa efetiva por intermédio da atual configuração de rede neste local. Neste contexto, a abertura do injetor de Divor constitui a alternativa que melhor assegura, numa perspetiva de longo prazo, o abastecimento dos consumos nesta região, tirando partido da sua proximidade com a ligação a 400 kV entre Falagueira, Estremoz e Pegões.

Abertura da subestação de Divor



Página em Branco

TRÁS-OS-MONTES E EIXO DO DOURO

LIGAÇÃO A 400 kV VIEIRA DO MINHO - RIBEIRA DE PENHA - FEIRA (PR0914)

ENQUADRAMENTO:

O conjunto de centrais do PNBEHP que engloba Gouvães, Daivões e Alto Tâmega, num montante global de potência instalada de cerca de 1 150 MW, tem a sua localização numa zona do território nacional onde a RNT não tem atualmente qualquer implantação e, face aos montantes de potência em causa, é inviável qualquer solução via RND. Os estudos desenvolvidos no âmbito do PNBEHP para a integração destas centrais na RNT, ditaram a necessidade de expansão da rede com o eixo Vieira do Minho - Ribeira de Pena - Feira, sendo Ribeira de Pena o ponto de receção na RNT da produção das centrais de Gouvães, Daivões e Alto Tâmega. Atendendo aos elevados montantes de potência em causa, por questões de segurança de operação da RNT, que não poderá estar sujeita à perda súbita de um valor de potência tão elevado (cerca de 1 150 MW), esta produção não poderá ter uma única via de escoamento, o que é conseguido com a ligação de Ribeira de Pena a Vieira do Minho. O eixo a 400 kV Vieira do Minho - Ribeira de Pena - Feira faz parte do conjunto de projetos da REN classificados com o estatuto de Projetos de Interesse Comum (PIC) criados ao abrigo do Regulamento (UE) n.º 347/2013 - PCI 2.16.3: *Internal line between Vieira do Minho, Ribeira de Pena and Feira* - estatuto este adquirido na primeira lista de PIC publicada em dezembro de 2013 e reconfirmado na mais recente lista de PIC publicada em janeiro de 2016.

Indutor(es): Integração de mercados e concorrência

Rede a intervir: — 400 kV

| <i>Designação do(s) projeto(s)</i> | Investimento [M€] | Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício |
|---|-------------------|--|
| Projeto PR0914 - Ligação a 400 kV Vieira do Minho - Ribeira de Pena - Feira | 77,7 | Integração de mercados e concorrência - Receção produção Alto Tâmega e NTC |

BENEFÍCIOS ESPERADOS:

- Integração de centros produtores do PNBEHP;
- Aumento da capacidade de receção de nova geração;
- Aumento da segurança de abastecimento à escala nacional.

DESCRIÇÃO:

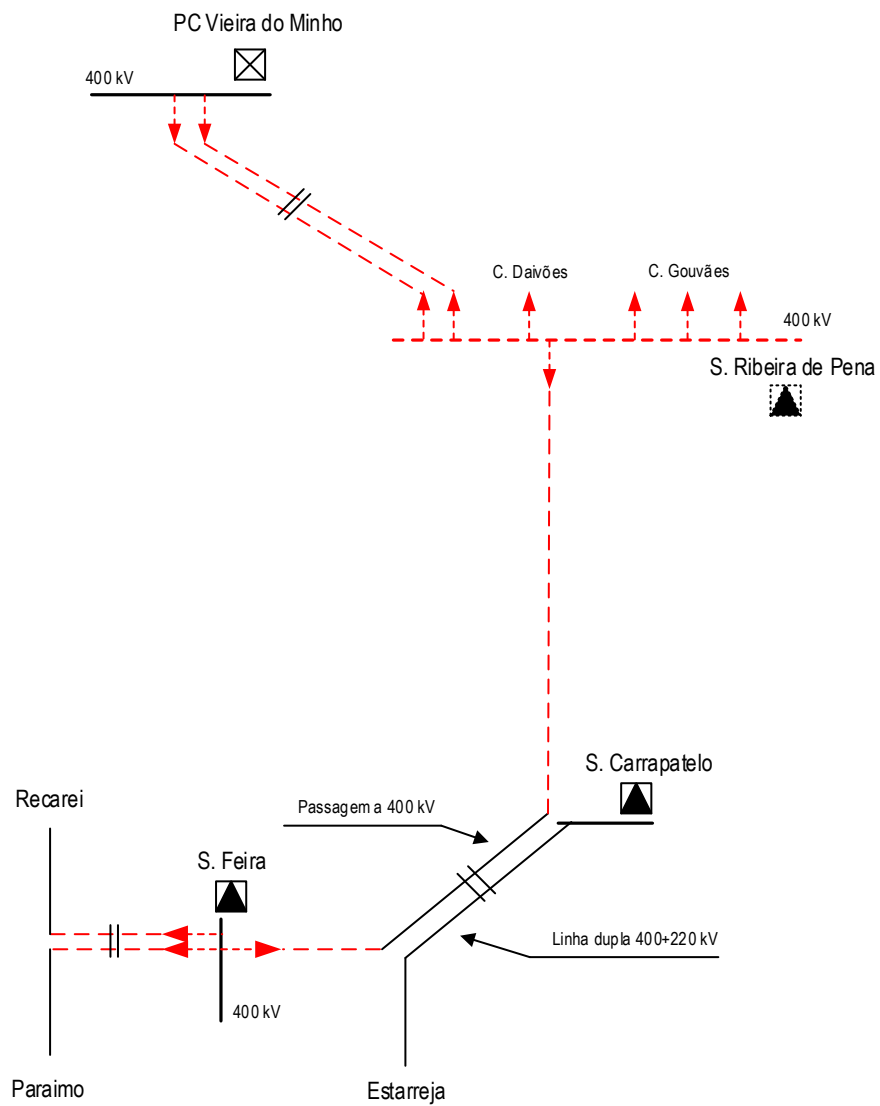
Este projeto prevê a construção de um novo eixo a 400 kV desde o atual Posto de Corte de Vieira do Minho até à atual subestação da Feira passando pela nova instalação de Ribeira de Pena, onde será construída uma nova subestação da RNT e à qual chegarão três ligações a 400 kV provenientes do posto de corte da central de Gouvães. Entre a zona do Carrapatelo e a subestação da Feira, este novo eixo tirará partido, em parte do seu percurso, de infraestruturas já construídas e preparadas para 400 kV mas a operar transitoriamente a 220 kV.

ALTERNATIVAS:

Face à localização e montantes dos futuros aproveitamentos hidroelétricos, a concretização deste projeto constitui a melhor estratégia de expansão da RNT, com uma solução estruturante e adequada aos requisitos de segurança de operação da RNT.

Acresce que o estabelecimento da prevista ligação a 400 kV entre a subestação de Ribeira de Pena e o posto de corte de Vieira do Minho, criando uma segunda via de escoamento da produção deste conjunto de centrais, evitará um sobrecusto na operação do SEN decorrente da necessidade de dotar o sistema de valores elevados de reserva para fazer face à referida perda de 1 150 MW.

Ligação a 400 kV Vieira do Minho - Ribeira de Pena - Feira



Página em Branco

FAIXA LITORAL A NORTE DO GRANDE PORTO

EIXO A 400 kV PEDRALVA - SOBRADO (PR0911)

ENQUADRAMENTO:

A ligação a 400 kV Pedralva-Sobrado, permite assegurar os valores objetivo de capacidade de interligação entre Portugal e Espanha, particularmente em presença de aumentos nos fluxos de energia no eixo Galiza-Porto, resultantes do previsível crescimento da capacidade de geração instalada no norte de Portugal e na Galiza. Permite ainda criar capacidade de receção adicional de nova geração na zona do Minho. Os fluxos de interligação nesta zona da RNT são predominantemente no sentido Norte-Sul, ou seja, no sentido da importação, e tão mais elevados quanto maiores os volumes de energia importada por Portugal. Por outro lado, em determinadas condições restritivas de operação da rede, com indisponibilidade da ligação R. Pena-Feira, a potência gerada nos futuros aproveitamentos do Alto Tâmega terá de ser escoada através dos eixos da RNT que cruzam o Minho, desde a interligação com a Galiza até à Região do Porto. É ainda de assinalar que este projeto faz parte do conjunto de projetos da RNT que integra a lista de “Projetos de Interesse Comum” (PIC), criados ao abrigo da Regulação (EU) n.º 347/2013 do Parlamento Europeu e do Conselho - *PCI 2.16.1: Internal line between Pedralva and Sobrado* - estatuto este adquirido na primeira lista de PIC publicada em dezembro de 2013 e reconfirmado na segunda lista, publicada em janeiro de 2016.

Indutor(es): Integração de mercados e concorrência

Rede a intervir: — 400 kV

| <i>Designação do(s) projeto(s)</i> | Investimento [M€] | Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício |
|--|-------------------|--|
| Projeto PR0911- Nova linha a 400 kV Pedralva-Sobrado | 24,6 | Integração de mercados e concorrência - Receção produção Alto Tâmega e NTC |

BENEFÍCIOS ESPERADOS:

- Manutenção dos valores das capacidades de interligação;
- Aumento da capacidade de receção de nova geração na casa dos 300 a 400 MVA;
- Aumento da segurança de abastecimento à escala nacional.

DESCRIÇÃO:

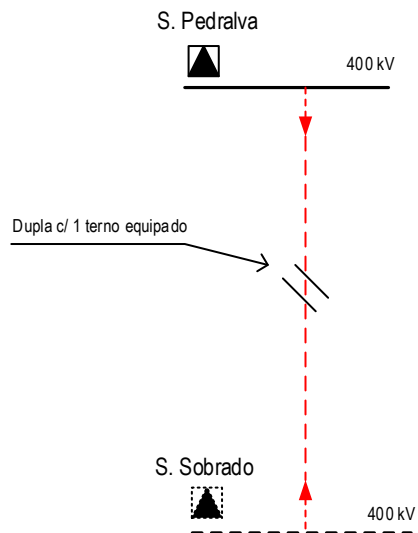
Este projeto prevê a construção de uma nova linha a 400 kV (dupla com um terno inicialmente equipado) entre a atual subestação de Pedralva e a futura de Sobrado, na zona do Porto.

ALTERNATIVAS:

De entre as várias alternativas, o estabelecimento de uma ligação a 400 kV entre a atual subestação de Pedralva, no Minho, e a futura de Sobrado, na zona do Porto, representa a solução mais vantajosa, tendo em consideração os elevados montantes de energia a transportar. Como alternativa a este projeto, poder-se-ia equacionar a reconstrução como duplas das duas linhas a

400 kV atualmente existentes no eixo Pedralva - Riba d'Ave - Recarei. Todavia, esta seria uma opção bastante mais onerosa que, apesar do seu menor impacto ambiental, se apresenta claramente mais desfavorável do ponto de vista económico e também de segurança de operação da RNT. Acresce ainda o facto que a reconstrução das linhas a 400 kV atualmente existentes conduziria, na fase de construção, a potenciais restrições na operação da RNT com respetivos sobrecustos para o SEN.

Eixo a 400 kV Pedralva – Sobrado



Página em Branco

GRANDE LISBOA E PENÍNSULA DE SETÚBAL

LIGAÇÃO A 400 kV RIO MAIOR - ZONA NORTE DA GRANDE LISBOA (PR0903)

ENQUADRAMENTO:

O parque produtor nacional tem vindo a ver progressivamente reduzido o seu valor de potência instalada em grandes centrais na metade sul do país (desclassificação da C. Carregado e da C. Setúbal), acompanhada em simultâneo com um aumento substancial, de nova produção, na metade norte, esta essencialmente baseada em energia renovável hídrica e eólica. Perante situações de consumo de maior solicitação, acompanhadas de regimes com montantes de produção a norte mais elevados (exemplo: elevada hidraulicidade e eolicidade), e com produção reduzida a sul de Rio de Maior, as atuais duas linhas a 400 kV Rio Maior - Alto de Mira e Batalha - Ribatejo assumem um papel essencial na garantia de ligação e nos fluxos norte-sul e na alimentação às zonas de Lisboa e da Península de Setúbal. Nestas circunstâncias, a indisponibilidade de qualquer uma destas linhas potencia fortes restrições de rede, podendo colocar em causa a adequada garantia na operação da rede e no abastecimento desta importante região de consumos. Esta situação agrava-se significativamente caso as duas linhas referidas fiquem simultaneamente indisponíveis (ex. disparo após indisponibilidade), situação que, eventualmente, poderia ser ultrapassada com a mobilização de geração a sul, caso esta se encontre rapidamente disponível (contrariamente ao que sucede a partir do estado de frio das centrais, necessitando de apreciáveis tempos de arranque, o que tornaria inviável essa opção sob o ponto de vista operacional). O estabelecimento de uma nova ligação a 400 kV Rio Maior - (zona Alm. do Bispo) - Fanhões contribui para ultrapassar a maior parte das restrições assinaladas. Não as permite resolver completamente, caso venha a acontecer que a zona de Sines fique sem qualquer central térmica de grande dimensão, situação em que o fecho a 400 kV pelo interior do Alentejo, em complemento à ligação aqui referida Rio Maior - (zona de Alm. do Bispo) - Fanhões, se revela fundamental e estruturante para a completa garantia de segurança da rede.

Indutor(es): Gestão do sistema em ambiente de mercado

Rede a intervencionar: — 400 kV — 220 kV

| <i>Designação do(s) projeto(s)</i> | Investimento [M€] | Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício |
|---|-------------------|---|
| Projeto PR0903 - Ligação a 400 kV Rio Maior - zona Carvoeira - zona Almarginem do Bispo - Fanhões | 33,3 | Gestão do sistema em ambiente de mercado |

BENEFÍCIOS ESPERADOS:

- Manutenção da segurança de operação global da RNT;
- Aumento da segurança de abastecimento às regiões da Grande Lisboa e Península de Setúbal.

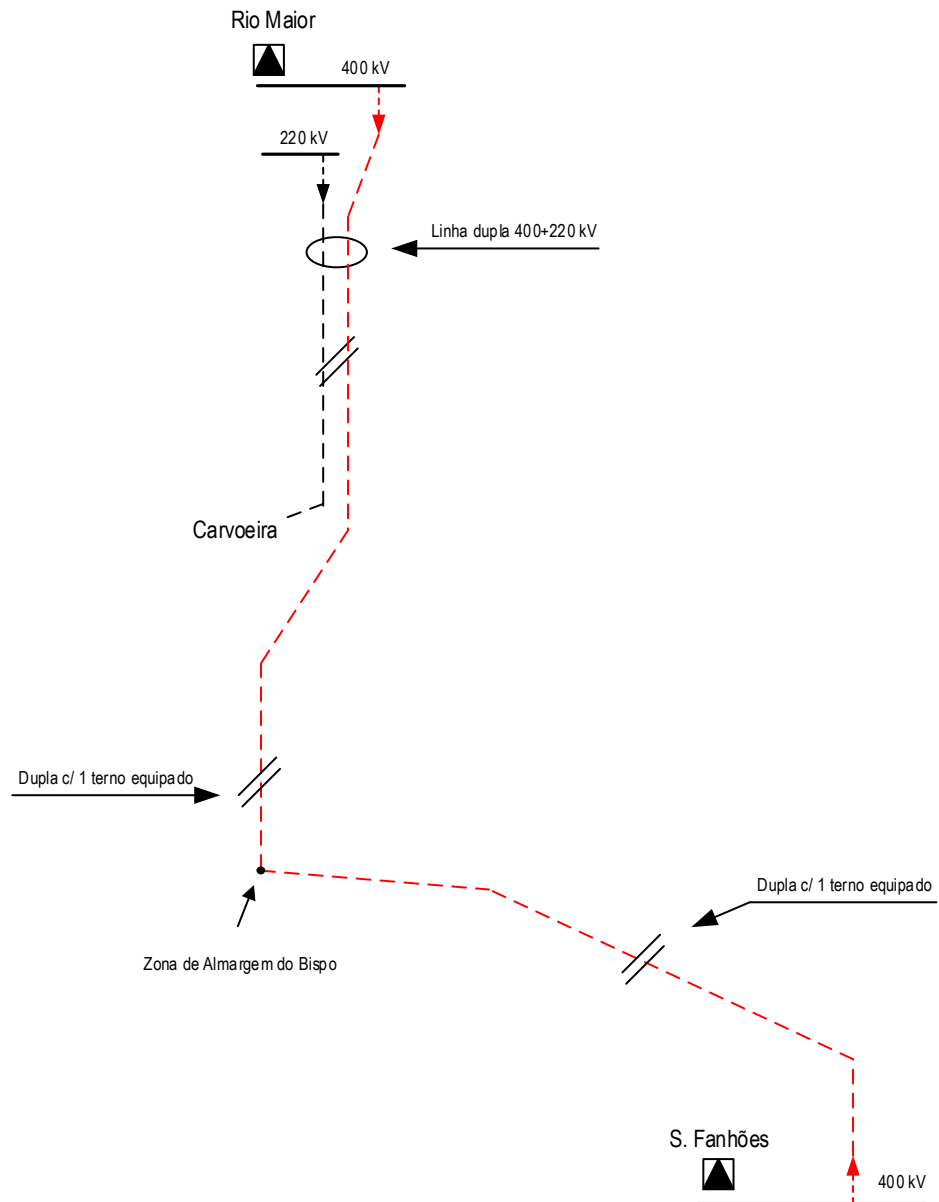
DESCRIÇÃO:

Este projeto prevê a construção de um novo eixo a 400 kV desde a subestação de Rio Maior até à zona de Lisboa, com ligação à subestação de Fanhões. No seu traçado, este eixo passa em zona relativamente próxima da atual subestação da Carvoeira, possibilitando de forma articulada o seu reforço de alimentação (descrição noutra projeto).

ALTERNATIVAS:

De entre as diversas alternativas analisadas, o presente projeto de desenvolvimento da RNT constitui a melhor solução conjunta, concorrendo de uma forma harmonizada para os diferentes objetivos em vista. Tendo em consideração o enquadramento acima, a não expansão dos 400 kV, conduziria a uma necessidade de reforço da maior parte dos eixos a 220 kV que efetuam a aproximação à Grande Lisboa, incluindo reforços de autotransformação em Rio Maior e Alto de Mira, o que no global constituiria, por um lado uma solução de maior custo, e por outro com maior ocupação territorial.

Ligação a 400 kV Rio Maior-Zona norte da Grande Lisboa



Página em Branco

ALENTEJO

CRIAÇÃO DO PONTO INJETOR DE PEGÕES (PR0968)

ENQUADRAMENTO:

Para reforço de abastecimento aos consumos no eixo Pegões - Vendas Novas - Montemor-o-Novo, foi previsto a abertura de uma nova subestação da RNT na zona de Pegões, tirando partido do posto de corte da RNT que se torna necessário estabelecer naquela zona com o fecho a 400 kV Falagueira - Estremoz - (Divor) - Pegões (PR 1411). A efetiva realização do novo ponto injetor de Pegões depende de reanálises conjuntas que estão a ser desenvolvidas pelos operadores da RNT e RND.

Indutor(es): Ligação a polos de consumo

Rede a intervencionar: — 400 kV

| <i>Designação do(s) projeto(s)</i> | Investimento [M€] | Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício |
|--|-------------------|---|
| Projeto PR0968 - Criação do injetor Pegões | 5,5 | Ligação a polos de consumo |

BENEFÍCIOS ESPERADOS:

- Aumento da segurança de abastecimento dos consumos localizados no eixo Pegões-Vendas Novas-Montemor-o-Novo;
- Aumento da qualidade de serviço;
- Redução anual de perdas na RND: 1 375 MWh.

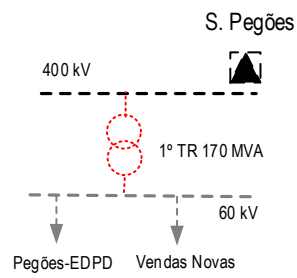
DESCRIÇÃO:

Este projeto prevê a instalação de transformação 400/60 kV no futuro posto de corte de Pegões. Prevê também nesta instalação equipar dois painéis de linha de 60 kV, com as designações 'Vendas Novas' e 'Pegões-EDPD'.

ALTERNATIVAS:

A abertura de um novo injetor na zona de Pegões constitui a solução que, para o fim em vista (assegurar e melhorar o abastecimento dos consumos), permite obter sinergias tirando partido da abertura do futuro posto de corte a estabelecer neste local. Contudo, como referido, a decisão sobre a efetiva realização deste ponto injetor encontra-se em reanálise por parte dos operadores da RNT e RND, incorporando dados mais recentes.

Criação do ponto injetor de Pegões



ALGARVE

LIGAÇÃO A 400 kV FERREIRA DO ALENTEJO - OURIQUE - TAVIRA (PR1208 | PR1209)

ENQUADRAMENTO:

As regiões do Baixo Alentejo e Algarve são reconhecidas por apresentarem um conjunto de características climáticas particulares, entre as quais se destacam os elevados índices de radiação solar comparativamente com as restantes áreas do continente. Este facto, confere a estas duas regiões um potencial disponível bastante considerável para aproveitamento da energia solar, tendo vindo a observar-se um interesse crescente por parte dos promotores no desenvolvimento de novos projetos de centros electroprodutores fotovoltaicos nestas regiões. Assente neste enquadramento surge o interesse de reforçar as atuais condições de receção de nova geração, encontrando-se previsto para o efeito na atual proposta de PDIRT 2018-2027, a possibilidade de estabelecimento de uma nova ligação a 400 kV entre as subestações de Ferreira do Alentejo e de Tavira, passando pela instalação de Ourique, com a sua ampliação com o nível de 400 kV. Este projeto permite melhorar o balanceamento da capacidade de receção existente em toda a zona sul (Baixo Alentejo e Algarve) e promover uma resposta às inúmeras manifestações de interesse realizadas junto do operador da RNT, cujas solicitações sobre existência de capacidade de receção nesta vasta região correspondem já a valores de potência superiores a 3 300 MW. Com um maior equilíbrio de fluxos de potência na RNT na região do Baixo Alentejo e Algarve, possibilita-se que do montante global de capacidade de receção que se encontra atualmente disponível na zona de Sines, cerca de 800 MVA possa ser transferida, de forma distribuída, para as regiões mais interiores do Baixo Alentejo e Algarve.

Indutor(es): Desenvolvimento do aproveitamento do potencial solar

Rede a intervir: — 400 kV

| <i>Designação do(s) projeto(s)</i> | Investimento [M€] | Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício |
|--|-------------------|---|
| Projeto PR1208 - Ligação a 400 kV Ourique - Tavira | 29,7 | Desenvolvimento do aproveitamento do potencial solar - Zona do Baixo Alentejo/Algarve |
| Projeto PR1209 - Ligação a 400 kV Ferreira do Alentejo - Ourique | 28,3 | |

BENEFÍCIOS ESPERADOS:

- Transferência de capacidades de receção entre zonas no Baixo Alentejo e Algarve;
- Aumento da segurança de abastecimento aos consumos no Algarve.

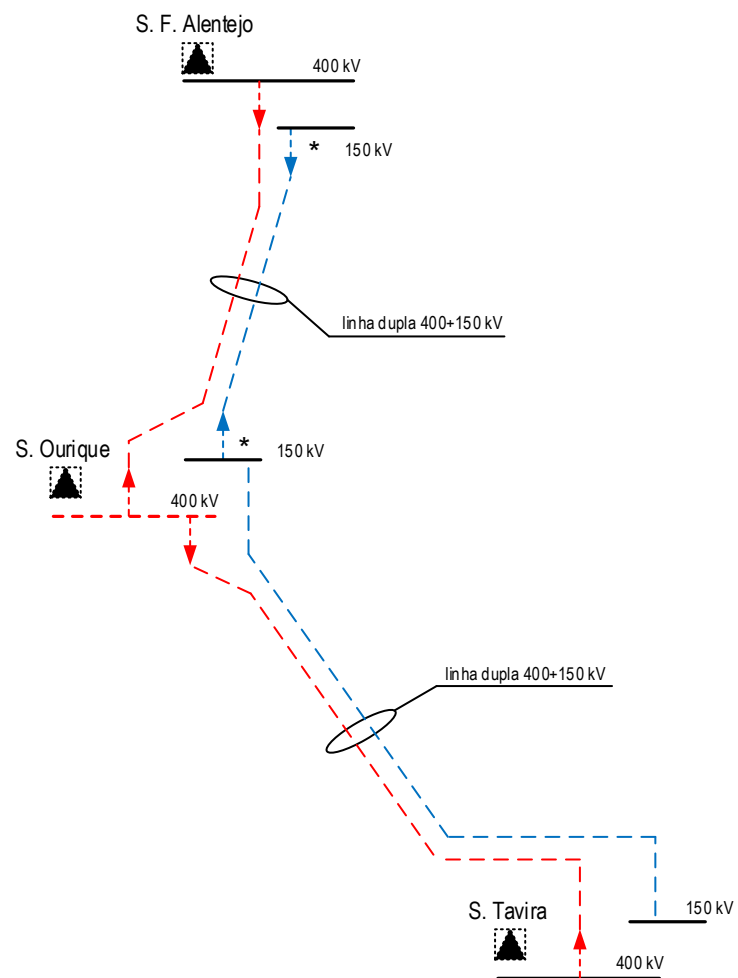
DESCRIÇÃO:

Este projeto prevê o estabelecimento de um novo eixo a 400 kV interligando as instalações de Ferreira do Alentejo, Ourique e Tavira. Para o efeito está ainda previsto a ampliação da instalação de Ourique com o nível de 400 kV.

ALTERNATIVAS:

De entre as várias opções analisadas, a concretização de um novo eixo a 400 kV entre Ferreira do Alentejo - Ourique - Tavira constitui a melhor solução técnico-económica para fazer face às necessidades identificadas no enquadramento acima. Este projeto pode tirar partido, em grande parte do seu trajeto, de traçados de linhas existentes, o que face a alternativas que contemplem traçados independentes dos atuais, permite um ganho ao nível do impacto ambiental na região.

Ligação a 400 kV Ferreira do Alentejo – Ourique - Tavira



* Reforço de painel de linha existente

Página em Branco

TRÁS-OS-MONTES E EIXO DO DOURO

OTIMIZAÇÃO DE CORREDORES NA REGIÃO DEMARCADA DO ALTO DOURO VINHATEIRO (PR1431)

ENQUADRAMENTO:

A região demarcada do Alto Douro Vinhateiro, elevada a Património da Humanidade pela UNESCO, é atualmente atravessada por alguns dos eixos da RNT que possibilitam o escoamento dos montantes de produção com localização nesta região, em particular dos aproveitamentos hidroelétricos do rio Douro. Tendo presente o compromisso resultante da DIA da linha Armamar - Recarei, a 400 kV, relativo à otimização de corredores de linhas da RNT no ADV, foram identificadas possíveis intervenções no sentido de minimizar os efeitos negativos sobre o património e paisagem na zona do Alto Douro Vinhateiro. Na presente edição do PDIRT esta análise incidiu prioritariamente sobre a otimização de linhas da RNT, cujos corredores se situam no interior da área demarcada do ADV e que serão passíveis de realocação fora desta área demarcada, tendo sido identificada uma otimização de corredores, com concentração, implicando a construção de cerca de 47 km de novas linhas de 220 kV, simples e duplas, e a desmontagem de 50 km de linhas existentes. Uma tomada de decisão final relativamente à efetiva realização deste projeto, sujeito à aprovação pelo Concedente, terá ainda de ser precedida dos estudos previstos no âmbito da Declaração de Impacto Ambiental (DIA), bem como de pareceres vinculativos das entidades oficiais competentes, evidenciando a obrigatoriedade das alterações propostas no PDIRT.

Indutor(es): Sustentabilidade

Rede a intervir:  220 kV

| <i>Designação do(s) projeto(s)</i> | Investimento [M€] | Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício |
|---|-------------------|---|
| Projeto PR1431 - <i>Otimização de corredores na região demarcada do Alto Douro Vinhateiro</i> | 9,8 | Sustentabilidade - Alto Douro Vinhateiro (ADV) |

BENEFÍCIOS ESPERADOS:

- Redução do impacte ambiental das infraestruturas da RNT localizadas na região demarcada do Alto Douro Vinhateiro.

DESCRIÇÃO:

Este projeto prevê a realocação de alguns troços de atuais linhas a 220 kV, para fora da região demarcada do Alto Douro Vinhateiro, implicando a construção de uma extensão aproximada de 47 km de novas linhas, em simultâneo com o descomissionamento de cerca de 50 km de linhas existentes.

ALTERNATIVAS:

Não se consideraram alternativas a este projeto.

Página em Branco

GRANDE PORTO

REFORMULAÇÃO DA REDE DE 220 kV NA ZONA DO PORTO (PR1210)

ENQUADRAMENTO:

A reformulação da rede de 220 kV na zona do Porto tem como principal objetivo dar seguimento a critérios de otimização e ordenamento do território, no sentido de maior sustentabilidade, assegurando assim, de forma geral e equilibrada, um interesse alargado nas vertentes económica, social e ambiental. Para esta finalidade, e tendo em atenção a elevada densidade populacional na zona do Porto, encontra-se previsto neste Plano o recurso a soluções de transporte de energia elétrica em MAT suportadas na utilização de circuitos enterrados de 220 kV.

O prosseguimento deste objetivo permite ainda melhorar a continuidade e a qualidade de serviço nesta zona, de elevado consumo, nomeadamente quando se tem em consideração a menor exposição, desta tecnologia (circuito subterrâneo), a perturbações de origem atmosférica a par da maturidade do respetivo equipamento já alcançada no nível de tensão de 220 kV. Uma tomada de decisão final relativamente à realização efetiva desta intervenção, sujeita à aprovação pelo Concedente, terá ainda de ser precedida da respetiva ponderação entre custos e benefícios, tendo em consideração a sua justificação social.

Indutor(es): Sustentabilidade

Rede a intervir: — 220 kV

| <i>Designação do(s) projeto(s)</i> | Investimento [M€] | Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício |
|--|-------------------|---|
| Projeto PR1210 - Reformulação da rede de 220 kV na zona do Porto | 50,6 | Sustentabilidade - Zona do Porto |

BENEFÍCIOS ESPERADOS:

- Redução do impacte ambiental das infraestruturas da RNT localizadas na zona do Porto;
- Aumento da qualidade de serviço.

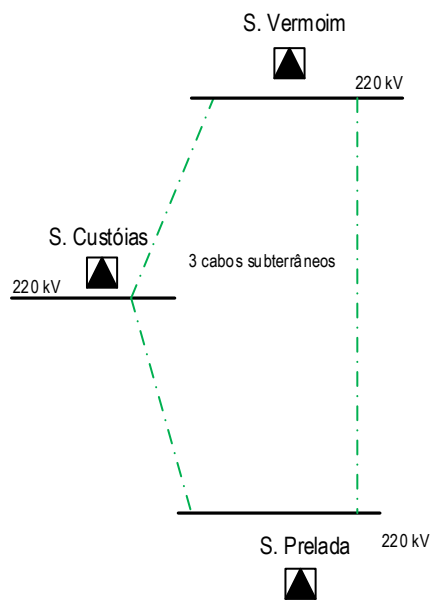
DESCRIÇÃO:

Este projeto prevê a reformulação da rede na zona interior da área urbana do Porto, com o estabelecimento de novas ligações a 220 kV em circuito subterrâneo no eixo Vermoim - Custóias - Prelada, integrando a modificação de alguns troços de circuitos aéreos de 220 kV existentes para uma tipologia em circuito subterrâneo.

ALTERNATIVAS:

Tendo em consideração o enquadramento acima, a solução identificada neste projeto constitui a alternativa possível de otimização territorial da rede na zona do Porto. De facto, para o objetivo de alcançar uma solução robusta e sustentável no tempo, em observância das políticas de ordenamento do território nesta zona, a solução passa pela modificação de alguns troços de circuitos aéreos de 220 kV existentes para uma tipologia em circuito subterrâneo.

Reformulação da rede de 220 kV na zona do Porto



GRANDE LISBOA E PENÍNSULA DE SETÚBAL

REFORMULAÇÃO DA REDE DE 220 kV NA ZONA DE LISBOA (PR1211)

ENQUADRAMENTO:

A reformulação da rede de 220 kV na zona de Lisboa tem como principal objetivo dar seguimento a critérios de otimização e ordenamento do território, no sentido de maior sustentabilidade, assegurando assim, de forma geral e equilibrada, um interesse alargado nas vertentes económica, social e ambiental. Para esta finalidade, e tendo em atenção a elevada densidade populacional na zona de Lisboa, encontra-se previsto neste Plano o recurso a soluções de transporte de energia elétrica em MAT suportadas na utilização de circuitos enterrados de 220 kV.

O prosseguimento deste objetivo permite ainda melhorar a continuidade e a qualidade de serviço nesta zona, de elevado consumo, nomeadamente quando se tem em consideração a menor exposição, desta tecnologia (circuito subterrâneo), a perturbações de origem atmosférica a par da maturidade do respetivo equipamento já alcançada no nível de tensão de 220 kV. Uma tomada de decisão final relativamente à realização efetiva desta intervenção, sujeita à aprovação pelo Concedente, terá ainda de ser precedida da respetiva ponderação entre custos e benefícios, tendo em consideração a sua justificação social.

Indutor(es): Sustentabilidade

Rede a intervir: — 220 kV

| <i>Designação do(s) projeto(s)</i> | Investimento [M€] | Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício |
|---|-------------------|---|
| Projeto PR1211 - Reformulação da rede de 220 kV na zona de Lisboa | 43,3 | Sustentabilidade - Zona de Lisboa |

BENEFÍCIOS ESPERADOS:

- Redução do impacte ambiental das infraestruturas da RNT localizadas na zona de Lisboa;
- Aumento da qualidade de serviço.

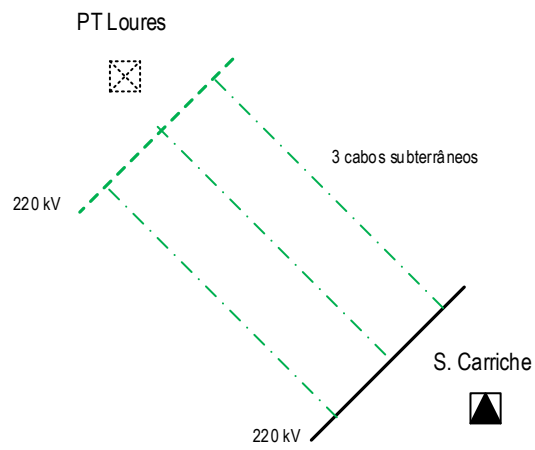
DESCRIÇÃO:

Este projeto prevê a reformulação da rede na zona interior da área urbana de Lisboa, com o estabelecimento de novas ligações a 220 kV em circuito subterrâneo entre a zona ocidental de Loures e a subestação de Carriche, integrando a modificação de alguns troços de circuitos aéreos de 220 kV existentes para uma tipologia em circuito subterrâneo.

ALTERNATIVAS:

Tendo em consideração o enquadramento acima, a solução identificada neste projeto constitui a alternativa possível de otimização territorial da rede na zona de Lisboa. Para o objetivo de alcançar uma solução robusta e sustentável no tempo, em observância das políticas de ordenamento do território nesta zona, a solução passa pela modificação de alguns troços de circuitos aéreos de 220 kV existentes para uma tipologia em circuito subterrâneo.

Reformulação da rede de 220 kV na zona de Lisboa



OUTROS REFORÇOS DA POTÊNCIA DE TRANSFORMAÇÃO NA RNT

ENQUADRAMENTO:

Para dar cumprimento a requisitos de segurança do abastecimento dos consumos e a orientações de política energética, está também vertido nos projetos Complementares do PDIRT 2018-2027 o reforço da potência de transformação MAT/AT que decorre de novas necessidades de rede com origem externa à RNT e que não representa compromissos já assumidos com o ORD traduzidos no seu PDIRD. Neste âmbito prevê-se a instalação de uma unidade de transformação no futuro PdE de Divor, de forma a assegurar uma adequada capacidade de transformação, mesmo em situação de contingência 'n-1', em conformidade com os Padrões de Segurança para Planeamento da RNT.

Indutor(es): Desenv. do aprov. do potencial solar, gestão do sistema em ambiente de mercado e ligação a polos de consumo

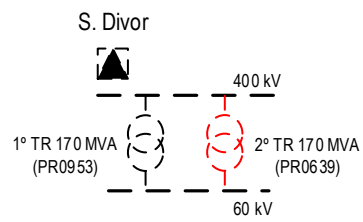
Rede a intervencionar: Diversas

| | <i>Designação do(s) projeto(s)</i> | Investimento [M€] | Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício |
|---------------------|---|----------------------|---|
| Futuras subestações | Projeto PR0639 - Reforço de transformação em Divor - 2º transformador 400/60 kV | 4,2 | Ligação a polos de consumo |

BENEFÍCIOS ESPERADOS:

- Aumento da segurança de abastecimento de consumos;
- Melhoria da qualidade de serviço;
- Reforço da capacidade de receção de nova geração.

Outros reforços da potência de transformação na RNT





07 ANEXOS

ANEXO 8

DISCRIMINAÇÃO DOS PROJETOS BASE E
DOS PROJETOS COMPLEMENTARES DO
PDIRT

REN

Página em Branco

Nota explicativa:

O presente anexo realiza uma discriminação pormenorizada, projeto a projeto, do equipamento/infraestruturas que permitem estabelecer as condições necessárias à concretização dos projetos inscritos na presente proposta de PDIRT.

Os Projetos Base aqui listados encontram-se agrupados segundo dois blocos: num primeiro bloco, apresenta-se o grupo de projetos associado à remodelação e à modernização de ativos da RNT em serviço; num segundo bloco, apresenta-se o conjunto de novos reforços com vista ao cumprimento dos compromissos já acordados com o ORD relativamente à disponibilização de novos pontos de entrega, e à manutenção da garantia de continuidade e qualidade de serviço da rede.

Tendo em vista uma maior facilidade de identificação e visualização deste conjunto de informação, o equipamento/infraestruturas associado aos Projetos Complementares do PDIRT, encontra-se discriminado no final da presente listagem, num subgrupo denominado por 'Projetos Complementares'.

Siglas, Abreviaturas e Definições

| | |
|-----------------|-------------------------|
| AT | Autotransformador |
| InfrBase | Infraestrutura Base |
| PN_IB | Painel de Interbarras |
| PN_LN | Painel de Linha |
| PN_TR | Painel de Transformador |
| SE | Subestação Elétrica |
| TR | Transformador |
| Xn | Reatância de Neutro |

Gestão de fim de vida útil de ativos

Projeto PR1308 *Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção e Equipamentos MAT/BT de Riba d'Ave*

| Subestação | Qt. | Equip. | Descrição da Obra | Comp. (km) | Tensão (kV) | Sn (MVA) | PDIRT 2018-2027 |
|-------------|-----|--------|--|------------|-------------|----------|--------------------|
| RIBA D' AVE | | | Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção | | | | 2018-2019 |

Projeto PR1309 *Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção e Equipamentos MAT/BT de Canelas*

| Subestação | Qt. | Equip. | Descrição da Obra | Comp. (km) | Tensão (kV) | Sn (MVA) | PDIRT 2018-2027 |
|------------|-----|--------|--|------------|-------------|----------|--------------------|
| CANELAS | | | Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção | | | | 2018 |

Projeto PR1313 *Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção e Equipamentos MAT/BT de Carriche*

| Subestação | Qt. | Equip. | Descrição da Obra | Comp. (km) | Tensão (kV) | Sn (MVA) | PDIRT 2018-2027 |
|------------|-----|--------|--|------------|-------------|----------|--------------------|
| CARRICHE | | | Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção | | | | 2018 |

Projeto PR1316 *Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção de Estoi e Equipamentos MAT/BT de Estoi*

| Subestação | Qt. | Equip. | Descrição da Obra | Comp. (km) | Tensão (kV) | Sn (MVA) | PDIRT 2018-2027 |
|------------|-----|--------|--|------------|-------------|----------|--------------------|
| ESTOI | | | Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção | | | | 2019 |

Projeto PR1403 *Substituição de transformador na subestação de Valdigem*

| Subestação | Qt. | Equip. | Descrição da Obra | Comp. (km) | Tensão (kV) | Sn (MVA) | PDIRT 2018-2027 |
|------------|-----|--------|------------------------------|------------|-------------|----------|--------------------|
| VALDIGEM | 1 | TR | Transformador | | 220/60 | 170 | 2018 |
| VALDIGEM | -1 | TR | Desativação de transformador | | 220/60 | 126 | 2018 |

Projeto PR1414 *Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção e Equipamentos MAT/BT da Mourisca*

| Subestação | Qt. | Equip. | Descrição da Obra | Comp. (km) | Tensão (kV) | Sn (MVA) | PDIRT 2018-2027 |
|------------|-----|--------|--|------------|-------------|----------|--------------------|
| MOURISCA | | | Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção | | | | 2019-2021 |

Projeto PR1416 *Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção e Equipamentos MAT/BT de Estarreja*

| Subestação | Qt. | Equip. | Descrição da Obra | Comp. (km) | Tensão (kV) | Sn (MVA) | PDIRT 2018-2027 |
|------------|-----|--------|--|------------|-------------|----------|--------------------|
| ESTARREJA | | | Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção | | | | 2018-2020 |

Projeto PR1417 *Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção e Equipamentos MAT/BT da Falagueira*

| Subestação | Qt. | Equip. | Descrição da Obra | Comp. (km) | Tensão (kV) | Sn (MVA) | PDIRT 2018-2027 |
|------------|-----|--------|--|------------|-------------|----------|--------------------|
| FALAGUEIRA | | | Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção | | | | 2018-2019 |

Projeto PR1418 *Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção de Ermidas/Sado*

| Subestação | Qt. | Equip. | Descrição da Obra | Comp. (km) | Tensão (kV) | Sn (MVA) | PDIRT 2018-2027 |
|--------------|-----|--------|--|------------|-------------|----------|--------------------|
| ERMIDAS/SADO | | | Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção | | | | 2018 |

Projeto PR1419 *Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção de Monte da Pedra*

| Subestação | Qt. | Equip. | Descrição da Obra | Comp. (km) | Tensão (kV) | Sn (MVA) | PDIRT 2018-2027 |
|-------------|-----|--------|--|------------|-------------|----------|--------------------|
| MONTE PEDRA | | | Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção | | | | 2019 |

Projeto PR1421 *Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção de Sacavém*

| Subestação | Qt. | Equip. | Descrição da Obra | Comp. (km) | Tensão (kV) | Sn (MVA) | PDIRT 2018-2027 |
|------------|-----|--------|--|------------|-------------|----------|--------------------|
| SACAVEM | | | Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção | | | | 2019-2020 |

Projeto PR1422 *Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção e equipamentos MAT/BT de Alto de Mira*

| Subestação | Qt. | Equip. | Descrição da Obra | Comp. (km) | Tensão (kV) | Sn (MVA) | PDIRT 2018-2027 |
|------------|-----|--------|--|------------|-------------|----------|--------------------|
| ALTO MIRA | | | Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção | | | | 2019-2021 |

Projeto PR1423 *Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção e Equipamentos MAT/BT de Vila Chã*

| Subestação | Qt. | Equip. | Descrição da Obra | Comp. (km) | Tensão (kV) | Sn (MVA) | PDIRT 2018-2027 |
|------------|-----|--------|--|------------|-------------|----------|--------------------|
| VILA CHÃ | | | Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção | | | | 2019-2020 |

Projeto PR1424 *Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção do Zêzere*

| Subestação | Qt. | Equip. | Descrição da Obra | Comp. (km) | Tensão (kV) | Sn (MVA) | PDIRT 2018-2027 |
|------------|-----|--------|--|------------|-------------|----------|--------------------|
| ZEZERE | | | Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção | | | | 2018 |

Projeto PR1425 *Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção do Ribatejo*

| Subestação | Qt. | Equip. | Descrição da Obra | Comp. (km) | Tensão (kV) | Sn (MVA) | PDIRT 2018-2027 |
|------------|-----|--------|--|------------|-------------|----------|--------------------|
| RIBATEJO | | | Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção | | | | 2022 |

Projeto PR1426 *Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção de Sabóia*

| Subestação | Qt. | Equip. | Descrição da Obra | Comp. (km) | Tensão (kV) | Sn (MVA) | PDIRT 2018-2027 |
|------------|-----|--------|--|------------|-------------|----------|--------------------|
| SABÓIA | | | Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção | | | | 2022 |

Projeto PR1427 *Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção e Equipamentos MAT/BT de Palmela*

| Subestação | Qt. | Equip. | Descrição da Obra | Comp. (km) | Tensão (kV) | Sn (MVA) | PDIRT 2018-2027 |
|------------|-----|--------|--|------------|-------------|----------|--------------------|
| PALMELA | | | Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção | | | | 2021-2022 |

Projeto PR1428 *Remodelação dos Sistemas de Alimentação*

| Subestação | Qt. | Equip. | Descrição da Obra | Comp. (km) | Tensão (kV) | Sn (MVA) | PDIRT 2018-2027 |
|---------------|-----|--------|---|------------|-------------|----------|--------------------|
| DIVERSAS INST | | | Remodelação dos sistemas de alimentação | | | | 2018-2022 |

Projeto PR1433 *Recondicionamento de Transformadores*

| Subestação | Qt. | Equip. | Descrição da Obra | Comp. (km) | Tensão (kV) | Sn (MVA) | PDIRT 2018-2027 |
|---------------|-----|--------|--|------------|-------------|----------|--------------------|
| DIVERSAS INST | | | Recondicionamento de transformadores (400, 220 e 150 kV) | | | | 2018-2022 |

Projeto PR1434 *Reforço do Nível de Isolamento em Subestações - Aplicação de RTV*

| Subestação | Qt. | Equip. | Descrição da Obra | Comp. (km) | Tensão (kV) | Sn (MVA) | PDIRT 2018-2027 |
|---------------|-----|--------|---|------------|-------------|----------|--------------------|
| DIVERSAS INST | | | Reforço do nível de isolamento em Subestações - Aplicação de RTV (400, 220 e 60 kV) | | | | 2018 |

Projeto PR1435 *Reconstrução/Reabilitação de Infraestruturas de Construção Civil*

| Subestação | Qt. | Equip. | Descrição da Obra | Comp. (km) | Tensão (kV) | Sn (MVA) | PDIRT 2018-2027 |
|---------------|-----|--------|--|------------|-------------|----------|--------------------|
| DIVERSAS INST | | | Reconstrução/Reabilitação de infraestruturas de construção civil | | | | 2018-2022 |

Projeto PR1439 *Substituição de Aparelhagem MAT (disj., tr.med., desc. sobret., secc. e tr. serv. Aux.)*

| Subestação | Qt. | Equip. | Descrição da Obra | Comp. (km) | Tensão (kV) | Sn (MVA) | PDIRT 2018-2027 |
|---------------|-----|--------|--|------------|-------------|----------|--------------------|
| DIVERSAS INST | | | Substituição de disj., tr.med., desc. sobret., secc. e tr. serv. aux. (400, 220 150 e 60 kV) | | | | 2018-2022 |

Projeto PR1444 *Remodelação de Linhas*

| Subestação | Qt. | Equip. | Descrição da Obra | Comp. (km) | Tensão (kV) | Sn (MVA) | PDIRT 2018-2027 |
|------------|-----|--------|---|------------|-------------|----------|--------------------|
| | | | Remodelação de Linhas (400, 220 e 150 kV) | | | | 2018-2022 |

Projeto PR1509 *2ª Substituição de transformador na subestação do Carregado*

| Subestação | Qt. | Equip. | Descrição da Obra | Comp. (km) | Tensão (kV) | Sn (MVA) | PDIRT 2018-2027 |
|------------|-----|--------|------------------------------|------------|-------------|----------|--------------------|
| CARREGADO | 1 | TR | Transformador | | 220/60 | 170 | 2019 |
| CARREGADO | -1 | TR | Desativação de transformador | | 220/60 | 120 | 2019 |

Projeto PR1510 *3ª Substituição de transformador na subestação do Carregado*

| Subestação | Qt. | Equip. | Descrição da Obra | Comp. (km) | Tensão (kV) | Sn (MVA) | PDIRT 2018-2027 |
|------------|-----|--------|------------------------------|------------|-------------|----------|--------------------|
| CARREGADO | 1 | TR | Transformador | | 220/60 | 170 | 2022 |
| CARREGADO | -1 | TR | Desativação de transformador | | 220/60 | 120 | 2022 |

Projeto PR1512 *Substituição de transformador na subestação de Pereiros*

| Subestação | Qt. | Equip. | Descrição da Obra | Comp. (km) | Tensão (kV) | Sn (MVA) | PDIRT 2018-2027 |
|------------|-----|--------|------------------------------|------------|-------------|----------|--------------------|
| PEREIRO | 1 | TR | Transformador | | 220/60 | 170 | 2022 |
| PEREIRO | -1 | TR | Desativação de transformador | | 220/60 | 126 | 2022 |

Projeto PR1513 *Substituição de autotransformador na subestação de Palmela*

| Subestação | Qt. | Equip. | Descrição da Obra | Comp. (km) | Tensão (kV) | Sn (MVA) | PDIRT 2018-2027 |
|------------|-----|--------|----------------------------------|------------|-------------|----------|--------------------|
| PALMELA | 1 | AT | Autotransformador | | 400/150 | 450 | 2021 |
| PALMELA | -1 | AT | Desativação de autotransformador | | 400/150 | 450 | 2021 |

Projeto PR1514 *Gestão de fim de vida útil de ativos no período 2023-2027*

| Subestação | Qt. | Equip. | Descrição da Obra | Comp. (km) | Tensão (kV) | Sn (MVA) | PDIRT 2018-2027 |
|------------|-----|--------|--------------------------------------|------------|-------------|----------|--------------------|
| | | | Gestão de fim de vida útil de ativos | | | | 2023-2027 |

Projeto PR1518 *Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção de Santarém*

| Subestação | Qt. | Equip. | Descrição da Obra | Comp. (km) | Tensão (kV) | Sn (MVA) | PDIRT 2018-2027 |
|------------|-----|--------|--|------------|-------------|----------|--------------------|
| SANTARÉM | | | Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção | | | | 2018 |

Projeto PR1609 *Remodelação dos Sistemas de Comando de Tunes*

| Subestação | Qt. | Equip. | Descrição da Obra | Comp. (km) | Tensão (kV) | Sn (MVA) | PDIRT 2018-2027 |
|------------|-----|--------|--|------------|-------------|----------|--------------------|
| TUNES | | | Remodelação dos Sistemas de Comando de Tunes | | | | 2020-2021 |

Projeto PR1610 *Remodelação dos Sistemas de Comando de Pereiros*

| Subestação | Qt. | Equip. | Descrição da Obra | Comp. (km) | Tensão (kV) | Sn (MVA) | PDIRT 2018-2027 |
|------------|-----|--------|---|------------|-------------|----------|--------------------|
| PEREIRO | | | Remodelação dos Sistemas de Comando de Pereiros | | | | 2020-2021 |

Projeto PR1611 *Remodelação dos Sistemas de Comando de Valdigem*

| Subestação | Qt. | Equip. | Descrição da Obra | Comp. (km) | Tensão (kV) | Sn (MVA) | PDIRT 2018-2027 |
|------------|-----|--------|---|------------|-------------|----------|--------------------|
| VALDIGEM | | | Remodelação dos Sistemas de Comando de Valdigem | | | | 2020-2021 |

Projeto PR1612 *Remodelação dos Sistemas de Comando de Pocinho*

| Subestação | Qt. | Equip. | Descrição da Obra | Comp. (km) | Tensão (kV) | Sn (MVA) | PDIRT 2018-2027 |
|------------|-----|--------|--|------------|-------------|----------|--------------------|
| POCINHO | | | Remodelação dos Sistemas de Comando de Pocinho | | | | 2020-2021 |

Projeto PR1613 *Remodelação dos Sistemas de Comando de Ferreira do Alentejo*

| Subestação | Qt. | Equip. | Descrição da Obra | Comp. (km) | Tensão (kV) | Sn (MVA) | PDIRT 2018-2027 |
|-------------|-----|--------|---|------------|-------------|----------|--------------------|
| F. ALENTEJO | | | Remodelação dos Sistemas de Comando de Ferreira do Alentejo | | | | 2020-2021 |

Projeto PR1614 *Sustituição do 1º Transformador de Vila Pouca de Aguiar*

| Subestação | Qt. | Equip. | Descrição da Obra | Comp. (km) | Tensão (kV) | Sn (MVA) | PDIRT 2018-2027 |
|-------------|-----|--------|------------------------------|------------|-------------|----------|--------------------|
| V.P. AGUIAR | 1 | TR | Transformador | | 220/60 | 170 | 2022 |
| V.P. AGUIAR | -1 | TR | Desativação de Transformador | | 220/60 | 120 | 2022 |

Projeto PR1615 *Substituição do 1º transformador de Rio Maior*

| Subestação | Qt. | Equip. | Descrição da Obra | Comp. (km) | Tensão (kV) | Sn (MVA) | PDIRT 2018-2027 |
|------------|-----|--------|------------------------------|------------|-------------|----------|--------------------|
| RIO MAIOR | 1 | TR | Transformador | | 220/60 | 126 | 2022 |
| RIO MAIOR | -1 | TR | Desativação de Transformador | | 220/60 | 126 | 2022 |

Projeto PR1616 *Monitorização de Ativos*

| Subestação | Qt. | Equip. | Descrição da Obra | Comp. (km) | Tensão (kV) | Sn (MVA) | PDIRT 2018-2027 |
|---------------|-----|--------|-------------------------|------------|-------------|----------|--------------------|
| DIVERSAS INST | | | Monitorização de ativos | | | | 2018-2020 |

Projeto PR1617 *Substituição de equipamentos SCC e SPT*

| Subestação | Qt. | Equip. | Descrição da Obra | Comp. (km) | Tensão (kV) | Sn (MVA) | PDIRT 2018-2027 |
|---------------|-----|--------|---|------------|-------------|----------|--------------------|
| DIVERSAS INST | | | Substituição de equipamentos SCC e SPT | | | | 2018-2022 |

Faixa Litoral a norte do Grande Porto

Projeto PR0257 *PL (S. Romão de Neiva 2) a 60 kV em V.Fria*

| Subestação | Qt. | Equip. | Descrição da Obra | Comp. (km) | Tensão (kV) | Sn (MVA) | PDIRT 2018-2027 |
|------------|-----|--------|-----------------------|------------|-------------|----------|--------------------|
| VILA FRIA | 1 | PN_LN | (S. Romão de Neiva 2) | | 60 | | 2020 |

Projeto PR0632 *Alimentação à SE de Fafe-2ª fase: Ligação à SE Pedralva*

| Subestação | Qt. | Equip. | Descrição da Obra | Comp. (km) | Tensão (kV) | Sn (MVA) | PDIRT 2018-2027 |
|------------|-----|--------|--|------------|-------------|----------|--------------------|
| | | | Construção de troço de linha entre Caniçada-Riba d'Ave 2/Fafe e Pedralva | 2x8 | 150 | | 2022 |
| PEDRALVA | 2 | PN_LN | (Fafe 1 e 2) | | 150 | | 2022 |

Projeto PR0633 *Introdução de transformação 400/60 kV em V. N. de Famalicão*

| Subestação | Qt. | Equip. | Descrição da Obra | Comp. (km) | Tensão (kV) | Sn (MVA) | PDIRT 2018-2027 |
|---------------|-----|--------|---------------------|------------|-------------|----------|--------------------|
| V. N. FAMALIC | 1 | TR | Transformador | | 400/60 | 170 | 2019 |
| V. N. FAMALIC | 2 | PN_LN | (Lousado e Requião) | | 60 | | 2019 |
| V. N. FAMALIC | 1 | PN_IB | Interbarras | | 60 | | 2019 |

Projeto PR0910 *Articulação 400/150 kV em Ponte de Lima - 1ª fase*

| Subestação | Qt. | Equip. | Descrição da Obra | Comp. (km) | Tensão (kV) | Sn (MVA) | PDIRT 2018-2027 |
|------------|-----|--------|--|------------|-------------|----------|--------------------|
| | | | Linha Pedralva-V.Fria 2: Abertura em P. Lima | 2x2 | 150 | | 2022 |
| P. LIMA | 1 | AT | 1º Autotransformador | | 400/150 | 450 | 2022 |
| P. LIMA | 2 | PN_LN | (V.Fria e Pedralva) | | 150 | | 2022 |

Projeto PR0935 *Reforço de transformação em V. N. de Famalicão*

| Subestação | Qt. | Equip. | Descrição da Obra | Comp. (km) | Tensão (kV) | Sn (MVA) | PDIRT 2018-2027 |
|---------------|-----|--------|-------------------|------------|-------------|----------|--------------------|
| V. N. FAMALIC | 1 | TR | 2º Transformador | | 400/60 | 170 | 2021 |

Projeto PR1401 *Alimentação à SE de Fafe-2ª fase: Ligação ao PC Caniçada*

| Subestação | Qt. | Equip. | Descrição da Obra | Comp. (km) | Tensão (kV) | Sn (MVA) | PDIRT 2018-2027 |
|------------|-----|--------|--|------------|-------------|----------|--------------------|
| | | | Construção de troço de linha entre T. Altas de Fafe-Riba d'Ave/Fafe e Caniçada | 2x18 | 150 | | 2019 |
| CANIÇADA | 0 | PN_LN | (Fafe; utiliza painel existente) | | 150 | | 2019 |

Projeto PR1402 *Articulação 400/150 kV em Ponte de Lima - 2ª fase*

| Subestação | Qt. | Equip. | Descrição da Obra | Comp. (km) | Tensão (kV) | Sn (MVA) | PDIRT 2018-2027 |
|------------|-----|--------|--|------------|-------------|----------|--------------------|
| | | | Linha Oleiros-V. Fria 1 e 2. Abertura em P. Lima (2 troços de linha dupla de 1,5 km) | 2x3 | 150 | | 2023 |
| P. LIMA | 3 | PN_LN | (Vila Fria 2 e 3 e Oleiros) | | 150 | | 2023 |
| OLEIROS | -1 | PN_LN | (V. Fria 2) | | 150 | | 2023 |

Projeto PR1501 *2 PL (Beiriz e V. do Conde) a 60 kV em V. N. de Famalicão*

| Subestação | Qt. | Equip. | Descrição da Obra | Comp. (km) | Tensão (kV) | Sn (MVA) | PDIRT 2018-2027 |
|---------------|-----|--------|------------------------|------------|-------------|----------|--------------------|
| V. N. FAMALIC | 2 | PN_LN | (Beiriz e V. do Conde) | | 60 | | 2021 |

Projeto PR1605 *Reforço de transformação 150/130 kV em Pedralva-Reserva Parada*

| Subestação | Qt. | Equip. | Descrição da Obra | Comp. (km) | Tensão (kV) | Sn (MVA) | PDIRT 2018-2027 |
|------------|-----|--------|-------------------|------------|-------------|----------|--------------------|
| PEDRALVA | 1 | TR | Transformador | | 150/130 | 140 | 2018 |

Trás-os-Montes e eixo do Douro

Projeto PR1517 *PL (SE 60/30 kV Pocinho-EDPD) a 60 kV no Pocinho*

| Subestação | Qt. | Equip. | Descrição da Obra | Comp. (km) | Tensão (kV) | Sn (MVA) | PDIRT 2018-2027 |
|------------|-----|--------|----------------------------|------------|-------------|----------|--------------------|
| POCINHO | 1 | PN_LN | (SE 60/30 kV Pocinho-EDPD) | | 60 | | 2018 |

Projeto PR1604 *Segurança de alimentação a Valpaços e V. Pouca de Aguiar*

| Subestação | Qt. | Equip. | Descrição da Obra | Comp. (km) | Tensão (kV) | Sn (MVA) | PDIRT 2018-2027 |
|-------------|-----|--------|--|------------|-------------|----------|--------------------|
| | | | Individualização de ternos na linha V. P. de Aguiar-Valdigem | 2x45 | 220 | | 2020 |
| | | | Individualização de ternos na linha Valpaços-V.P. de Aguiar (inclui montagem do 2º terno entre o poste 29 e a zona de Valpaços-9 km) | 2x34,2 | 220 | | 2020 |
| | | | Construção de troço final de ligação a Valpaços (Zambeze geminado) | 1x0,5 | 220 | | 2020 |
| V.P. AGUIAR | 1 | PN_LN | (Valdigem) | | 220 | | 2020 |
| V.P. AGUIAR | 1 | PN_LN | (Valpaços) | | 220 | | 2020 |
| VALPAÇOS | 1 | PN_LN | (V. Pouca de Aguiar) | | 220 | | 2020 |

Grande Porto

Projeto PR1006 *Compensação de reativa pós 2019-1ª fase*

| Subestação | Qt. | Equip. | Descrição da Obra | Comp. (km) | Tensão (kV) | Sn (MVA) | PDIRT 2018-2027 |
|------------|-----|--------|----------------------------|------------|-------------|----------|--------------------|
| A DEFINIR | 1 | RS | Reatância Shunt - 150 Mvar | | 400 | 150 | 2020 |

Projeto PR1021 *Abertura da subestação 400/220 kV de Sobrado*

| Subestação | Qt. | Equip. | Descrição da Obra | Comp. (km) | Tensão (kV) | Sn (MVA) | PDIRT 2018-2027 |
|------------|-----|----------|---|------------|-------------|----------|--------------------|
| | | | Troço de linha dupla a 220 kV entre a linha Recarei-Vermoim 2 e a SE de Sobrado (Zambeze geminado) | 2x3 | 220 | | 2021 |
| | | | Troço de linha dupla a 220 kV entre a linha Valdigem-Vermoim 4 e a SE de Sobrado (Zambeze geminado) | 2x3 | 220 | | 2021 |
| | | | Abertura da linha a 400 kV Recarei-V. N. Famalicão para a SE de Sobrado | 2x1 | 400 | | 2021 |
| | | | Abertura da linha a 400 kV Vermoim-V. N. Famalicão para a SE de Sobrado | 2x1 | 400 | | 2021 |
| | | | Abertura da linha Valdigem-Vermoim 4 para Sobrado | 2x0,1 | 220 | | 2021 |
| | | | Realização de shunt na SE Recarei (Valdigem-Recarei 1 e Recarei-Vermoim 1) | 2x0,1 | 220 | | 2021 |
| SOBRADO | 1 | InfrBase | Abertura de instalação | | 400/220 | | 2021 |
| SOBRADO | 1 | AT | Autotransformador | | 400/220 | 450 | 2021 |
| SOBRADO | 2 | PN_LN | (Ermesinde 1 e 2) | | 220 | | 2021 |
| SOBRADO | 2 | PN_LN | (Recarei, V. N. Famalicão 1) | | 400 | | 2021 |
| SOBRADO | 2 | PN_LN | (Vermoim, V. N. Famalicão 2) | | 400 | | 2021 |
| SOBRADO | 1 | PN_IB | Interbarras | | 220 | | 2021 |
| SOBRADO | 2 | PN_LN | (Vermoim e Valdigem) | | 220 | | 2021 |

Faixa litoral entre Grande Porto e Grande Lisboa

Projeto PR1041 *Nova ligação a 220 kV R. Maior-Carvoeira*

| Subestação | Qt. | Equip. | Descrição da Obra | Comp. (km) | Tensão (kV) | Sn (MVA) | PDIRT 2018-2027 |
|------------|-----|--------|--|------------|-------------|----------|--------------------|
| | | | Montagem do 2º terço na linha R. Maior-zona da Carvoeira | 2x43 | 220 | | 2025 |
| CARVOEIRA | 1 | PN_LN | (Rio Maior 2) | | 220 | | 2025 |
| RIO MAIOR | 1 | PN_LN | (Carvoeira 2) | | 220 | | 2025 |

Projeto PR1607 *Segurança de alimentação à SE de Carvoeira*

| Subestação | Qt. | Equip. | Descrição da Obra | Comp. (km) | Tensão (kV) | Sn (MVA) | PDIRT 2018-2027 |
|------------|-----|--------|---|------------|-------------|----------|--------------------|
| | | | Desvio zona da Carvoeira para a SE de Carvoeira (1º troço-linha dupla 400+220 kV) | 2x1,5 | 400 | | 2020 |
| | | | Desvio zona de Carvoeira para a SE de Carvoeira (2º troço-linha simples a 220 kV; zambeze geminado) | 1x2,5 | 220 | | 2020 |
| | | | Desvio zona de Carvoeira para a SE de Carvoeira (3º troço-linha dupla de 220 kV; zambeze geminado) | 2x0,8 | 220 | | 2020 |

Beira interior

Projeto PR1511 *Compensação de reativa pós 2019-2ª fase*

| Subestação | Qt. | Equip. | Descrição da Obra | Comp. (km) | Tensão (kV) | Sn (MVA) | PDIRT 2018-2027 |
|------------|-----|--------|----------------------------|------------|-------------|----------|--------------------|
| A DEFINIR | 1 | RS | Reatância Shunt - 150 Mvar | | 400 | 150 | 2022 |

Projeto PR1602 *PL (Talagueira 2) a 60 kV em Castelo Branco*

| Subestação | Qt. | Equip. | Descrição da Obra | Comp. (km) | Tensão (kV) | Sn (MVA) | PDIRT 2018-2027 |
|------------|-----|--------|-------------------|------------|-------------|----------|--------------------|
| C. BRANCO | 1 | PN_LN | (Talagueira 2) | | 60 | | 2019 |

Grande Lisboa e Península de Setúbal

Projeto PR0933 *Reforço de transformação em Alcochete*

| Subestação | Qt. | Equip. | Descrição da Obra | Comp. (km) | Tensão (kV) | Sn (MVA) | PDIRT 2018-2027 |
|------------|-----|--------|-------------------|------------|-------------|----------|--------------------|
| ALCOCHETE | 1 | TR | 2º Transformador | | 400/60 | 170 | 2020 |

Projeto PR1326 *Reatância Shunt em Palmela*

| Subestação | Qt. | Equip. | Descrição da Obra | Comp. (km) | Tensão (kV) | Sn (MVA) | PDIRT 2018-2027 |
|------------|-----|--------|----------------------------|------------|-------------|----------|--------------------|
| PALMELA | 1 | RS | Reatância Shunt - 150 Mvar | | 400 | 150 | 2019 |

Alentejo

Projeto PR0807 *PL (Maranhão) a 60 kV em Estremoz*

| Subestação | Qt. | Equip. | Descrição da Obra | Comp. (km) | Tensão (kV) | Sn (MVA) | PDIRT 2018-2027 |
|------------|-----|--------|---|------------|-------------|----------|--------------------|
| ESTREMOZ | 1 | PN_LN | (Maranhão) (utilizará o painel Divor após a sua libertação) | | 60 | | 2020 |

Projeto PR1223 *PL (Sto. André) a 60 kV em Sines*

| Subestação | Qt. | Equip. | Descrição da Obra | Comp. (km) | Tensão (kV) | Sn (MVA) | PDIRT 2018-2027 |
|------------|-----|--------|-------------------|------------|-------------|----------|--------------------|
| SINES | 1 | PN_LN | (Sto. André) | | 60 | | 2022 |

Projeto PR1408 *Reforço de transformação em Ourique - Reserva parada*

| Subestação | Qt. | Equip. | Descrição da Obra | Comp. (km) | Tensão (kV) | Sn (MVA) | PDIRT 2018-2027 |
|------------|-----|--------|---|------------|-------------|----------|--------------------|
| OURIQUE | 1 | TR | Transformador em reserva parada (prov. de outra SE) | | 150/60 | 126 | 2018 |

Projeto PR1503 *Reforço de transformação na Falagueira (3º transformador)*

| Subestação | Qt. | Equip. | Descrição da Obra | Comp. (km) | Tensão (kV) | Sn (MVA) | PDIRT 2018-2027 |
|------------|-----|--------|-------------------|------------|-------------|----------|--------------------|
| FALAGUEIRA | 1 | TR | 3º transformador | | 150/60 | 126 | 2018 |

Projeto PR1608 *Equipar painéis para o transformador de reserva de Ourique*

| Subestação | Qt. | Equip. | Descrição da Obra | Comp. (km) | Tensão (kV) | Sn (MVA) | PDIRT 2018-2027 |
|------------|-----|--------|--|------------|-------------|----------|--------------------|
| OURIQUE | 1 | PN_TR | Painel de 150 kV para transformador | | 150 | | 2024 |
| OURIQUE | 1 | PN_TR | Painel de 60 kV para transformador | | 60 | | 2024 |
| OURIQUE | 1 | TR | Colocação da reserva parada em reserva ativa | | 150/60 | 126 | 2024 |

Projetos Complementares

Projeto PR0639 *Reforço de transformação em Divor - 2º transformador 400/60 kV*

| Subestação | Qt. | Equip. | Descrição da Obra | Comp. (km) | Tensão (kV) | Sn (MVA) | PDIRT 2018-2027 |
|------------|-----|--------|-------------------|------------|-------------|----------|--------------------|
| DIVOR | 1 | TR | Transformador | | 400/60 | 170 | |

Projeto PR0709 *Nova interligação Minho-Galiza*

| Subestação | Qt. | Equip. | Descrição da Obra | Comp. (km) | Tensão (kV) | Sn (MVA) | PDIRT 2018-2027 |
|------------|-----|----------|--|------------|-------------|----------|--------------------|
| | | | Linha dupla a 400 kV P. Lima-fronteira com Espanha (1 terno equipado) | 2x72 | 400 | | |
| | | | Desvio da linha Pedralva-zona de P. Lima-V. N. de Famalicão para P. Lima | 2x5 | 400 | | |
| P. LIMA | 1 | InfrBase | Abertura de instalação | | 400 | | |
| P. LIMA | 3 | PN_LN | (V. N. Famalicão, Espanha, Pedralva) | | 400 | | |

Projeto PR0903 *Ligação a 400 kV R. Maior-zona Carvoeira-zona Alm. Bispo-Fanhões*

| Subestação | Qt. | Equip. | Descrição da Obra | Comp. (km) | Tensão (kV) | Sn (MVA) | PDIRT 2018-2027 |
|------------|-----|--------|---|------------|-------------|----------|--------------------|
| | | | Linha dupla de 400 kV Fanhões-zona de Almargem do Bispo (só 1 terno equipado) | 2x15 | 400 | | |
| | | | Linha dupla zona de Carvoeira-Almargem do Bispo (só 1 terno equipado) | 2x28 | 400 | | |
| | | | Linha dupla a 400 kV R. Maior-zona da Carvoeira (só 1 terno equipado) | 2x43 | 400 | | |
| RIO MAIOR | 1 | PN_LN | (Fanhões) | | 400 | | |
| FANHÕES | 1 | PN_LN | (R. Maior) | | 400 | | |

Projeto PR0911 *Nova linha a 400 kV Pedralva-Sobrado*

| Subestação | Qt. | Equip. | Descrição da Obra | Comp. (km) | Tensão (kV) | Sn (MVA) | PDIRT 2018-2027 |
|------------|-----|--------|--|------------|-------------|----------|--------------------|
| | | | Linha a 400 kV Pedralva-Sobrado (dupla com 1 terço equipado) | 2x67 | 400 | | |
| PEDRALVA | 1 | PN_LN | (Sobrado) | | 400 | | |
| SOBRADO | 1 | PN_LN | (Pedralva) | | 400 | | |

Projeto PR0914 *Ligação a 400 kV Vieira do Minho-Ribeira de Pena-Feira*

| Subestação | Qt. | Equip. | Descrição da Obra | Comp. (km) | Tensão (kV) | Sn (MVA) | PDIRT 2018-2027 |
|------------|-----|----------|---|------------|-------------|----------|--------------------|
| | | | Troço de linha simples de 400 kV entre o corredor da LCLEJ 3 e a SE Feira | 1x16 | 400 | | |
| | | | Abertura da linha Recarei-Paraimo na SE de Feira | 2x10 | 400 | | |
| | | | Linha V. Minho-R. Pena (dupla 400 kV) | 2x25 | 400 | | |
| | | | Linha dupla 400+220 kV Valpaços-R. Pena-Carrapatelo (troço R. Pena-Carrapatelo) | 2x69 | 400 | | |
| R.PENA | 1 | InfrBase | Abertura de instalação | | 400 | | |
| FEIRA | 1 | PN_LN | (Ribeira de Pena) | | 400 | | |
| R.PENA | 1 | PN_LN | (Feira) | | 400 | | |
| R.PENA | 3 | PN_LN | (C. Gouvães 1, 2 e 3) (dependente de acordo a firmar com o promotor) | | 400 | | |
| R.PENA | 1 | PN_LN | (C. Daivões) (dependente de acordo a firmar com o promotor) | | 400 | | |
| FEIRA | 2 | PN_LN | (Recarei, Paraimo) | | 400 | | |
| V. MINHO | 2 | PN_LN | (Ribeira de Pena 1 e 2) | | 400 | | |
| R.PENA | 2 | PN_LN | (Vieira do Minho 1 e 2) | | 400 | | |

Projeto PR0917 *Ligação a 400 kV Fundão-Falagueira*

| Subestação | Qt. | Equip. | Descrição da Obra | Comp. (km) | Tensão (kV) | Sn (MVA) | PDIRT 2018-2027 |
|------------|-----|----------|--|------------|-------------|----------|--------------------|
| | | | Exploração a 400 kV de terno da linha dupla 400+150 kV C.Branco-Falagueira | 2x44,1 | 400 | | |
| | | | Linha dupla 400+220 kV C.Branco-Fundão (só o terno de 400 kV equipado) | 2x55 | 400 | | |
| | | | Abertura da linha Penamacor-Ferro para Fundão | 2x8 | 220 | | |
| | | | Montagem do 2º terno na linha Castelo Branco-Falagueira | 2x44,1 | 150 | | |
| FUNDÃO | 1 | InfrBase | Abertura de instalação | | 400/220 | | |
| FALAGUEIRA | 1 | PN_LN | (Fundão) | | 400 | | |
| FUNDÃO | 1 | PN_LN | (Falagueira) | | 400 | | |
| FUNDÃO | 1 | AT | Autotransformador | | 400/220 | 450 | |
| FUNDÃO | 2 | PN_LN | (Penamacor e Ferro) | | 220 | | |
| FUNDÃO | 1 | PN_IB | Interbarras | | 220 | | |

Projeto PR0953 *Criação do injetor Divor*

| Subestação | Qt. | Equip. | Descrição da Obra | Comp. (km) | Tensão (kV) | Sn (MVA) | PDIRT 2018-2027 |
|------------|-----|----------|---|------------|-------------|----------|--------------------|
| | | | Abertura da linha Estremoz-Pegões em Divor (2 troços de linha dupla com 1 terno equipado) | 2x2 | 400 | | |
| DIVOR | 1 | TR | Transformador | | 400/60 | 170 | |
| DIVOR | 1 | PN_IB | Interbarras | | 60 | | |
| DIVOR | 1 | PN_LN | (Cerâmica) | | 60 | | |
| DIVOR | 1 | PN_LN | (Pegões) | | 400 | | |
| DIVOR | 1 | InfrBase | Abertura de instalação | | 400/60 | | |
| DIVOR | 1 | PN_LN | (Estremoz) | | 400 | | |

Projeto PR0968 *Criação do injetor Pegões*

| Subestação | Qt. | Equip. | Descrição da Obra | Comp. (km) | Tensão (kV) | Sn (MVA) | PDIRT 2018-2027 |
|------------|-----|--------|------------------------------|------------|-------------|----------|--------------------|
| PEGÕES | 1 | TR | Transformador | | 400/60 | 170 | |
| PEGÕES | 1 | PN_IB | Interbarras | | 60 | | |
| PEGÕES | 2 | PN_LN | (Vendas Novas e Pegões-EDPD) | | 60 | | |

Projeto PR1208 *Ligação a 400 kV Ourique - Tavira*

| Subestação | Qt. | Equip. | Descrição da Obra | Comp. (km) | Tensão (kV) | Sn (MVA) | PDIRT 2018-2027 |
|------------|-----|----------|---|------------|-------------|----------|--------------------|
| | | | Remodelação para dupla 400+150 kV da linha Ourique-Estoi entre Ourique e o cruzamento com a linha Portimão-Tavira | 2x45 | 400 | | |
| | | | Linha dupla 400+150 kV desde o cruzamento das linhas Ourique-Estoi e Portimão-Tavira até Tavira | 2x18 | 400 | | |
| OURIQUE | 1 | PN_LN | (Tavira) | | 400 | | |
| TAVIRA | 1 | PN_LN | (Ourique) | | 400 | | |
| OURIQUE | 1 | InfrBase | Ampliação da instalação com 400 kV | | 400 | | |

Projeto PR1209 *Ligação a 400 kV Ferreira do Alentejo - Ourique*

| Subestação | Qt. | Equip. | Descrição da Obra | Comp. (km) | Tensão (kV) | Sn (MVA) | PDIRT 2018-2027 |
|-------------|-----|--------|--|------------|-------------|----------|--------------------|
| | | | Remodelação para dupla 400+150 kV da linha F. Alentejo-Ourique | 2x59 | 400 | | |
| F. ALENTEJO | 0 | PN_LN | (Ourique - reforço de painel de linha) | | 150 | | |
| OURIQUE | 0 | PN_LN | (F. Alentejo - reforço de painel de linha) | | 150 | | |
| F. ALENTEJO | 1 | PN_LN | (Ourique) | | 400 | | |
| OURIQUE | 1 | PN_LN | (F. Alentejo) | | 400 | | |

Projeto PR1210 *Reformulação da rede de 220 kV na zona do Porto*

| Subestação | Qt. | Equip. | Descrição da Obra | Comp. (km) | Tensão (kV) | Sn (MVA) | PDIRT 2018-2027 |
|------------|-----|--------|-----------------------------------|------------|-------------|----------|--------------------|
| | | | Cabo subterrâneo Vermoim-Custóias | 1x7 | 220 | | |
| | | | Cabo subterrâneo Vermoim-Prelada | 1x13 | 220 | | |
| | | | Cabo subterrâneo Custóias-Prelada | 1x11 | 220 | | |

Projeto PR1211 *Reformulação da rede de 220 kV na zona de Lisboa*

| Subestação | Qt. | Equip. | Descrição da Obra | Comp. (km) | Tensão (kV) | Sn (MVA) | PDIRT 2018-2027 |
|------------|-----|----------|-------------------------------------|------------|-------------|----------|--------------------|
| | | | 1º cabo subterrâneo Loures-Carriche | 1x8,5 | 220 | | |
| | | | 2º cabo subterrâneo Loures-Carriche | 1x8,5 | 220 | | |
| | | | 3º cabo subterrâneo Loures-Carriche | 1x8,5 | 220 | | |
| LOURES | 1 | InfrBase | Abertura de instalação | | 220 | | |

Projeto PR1222 *PLs (Montemor/Évora 1 e Montemor/Évora 2) a 60 kV em Divor*

| Subestação | Qt. | Equip. | Descrição da Obra | Comp. (km) | Tensão (kV) | Sn (MVA) | PDIRT 2018-2027 |
|------------|-----|--------|---|------------|-------------|----------|--------------------|
| DIVOR | 2 | PN_LN | (Montemor / Évora 1 e Montemor / Évora 2) | | 60 | | |

Projeto PR1411 *Passagem a 400 kV do eixo Falagueira-Estremoz-Divor-Pegões*

| Subestação | Qt. | Equip. | Descrição da Obra | Comp. (km) | Tensão (kV) | Sn (MVA) | PDIRT 2018-2027 |
|------------|-----|----------|--|------------|-------------|----------|--------------------|
| | | | Linha Divor-Pegões a 400 kV | 1x70 | 400 | | |
| | | | Exploração a 400 kV da linha Falagueira-Estremoz | 1x93 | 400 | | |
| | | | Exploração a 400 kV da linha Estremoz-Divor | 1x52 | 400 | | |
| PEGÕES | 1 | InfrBase | Abertura de instalação | | 400/60 | | |
| PEGÕES | 2 | PN_LN | (Palmela e Sines) | | 400 | | |
| PEGÕES | 1 | PN_LN | (Fanhões) | | 400 | | |
| PEGÕES | 1 | PN_LN | (Estremoz) | | 400 | | |
| ESTREMOZ | 1 | PN_LN | (Pegões) | | 400 | | |
| FALAGUEIRA | 1 | PN_LN | (Estremoz) | | 400 | | |
| FALAGUEIRA | -1 | PN_LN | Desativação de painel de linha | | 150 | | |
| ESTREMOZ | 2 | TR | Substituição de 2 transformadores | | 400/60 | 170 | |
| ESTREMOZ | -2 | TR | Desativação de 2 transformadores | | 150/60 | 63 | |

Projeto PR1431 *Otimização de Corredores na Região Demarcada do Alto Douro Vinhateiro*

| Subestação | Qt. | Equip. | Descrição da Obra | Comp. (km) | Tensão (kV) | Sn (MVA) | PDIRT 2018-2027 |
|------------|-----|--------|--|------------|-------------|----------|--------------------|
| | | | Reconstrução de linha dupla a 220 kV fora da área demarcada do ADV | 2x19 | 220 | | |
| | | | Reconstrução de linha simples a 220 kV fora da área demarcada do ADV | 1x28 | 220 | | |

Projeto PR1606 *Alimentação de Parque Industrial em MAT*

| Subestação | Qt. | Equip. | Descrição da Obra | Comp. (km) | Tensão (kV) | Sn (MVA) | PDIRT 2018-2027 |
|------------|-----|----------|---|------------|-------------|----------|--------------------|
| | | | Linha simples Mourisca-Novo Posto de Corte | 1x10 | 220 | | |
| | | | Linha simples Mourisca-Novo Posto de Corte | 1x10 | 220 | | |
| ÁGUEDA | 1 | InfrBase | Abertura de instalação | | 220 | | |
| MOURISCA | 2 | PN_LN | (Águeda 1 e 2) | | 220 | | |



07 ANEXOS

ANEXO 9
ESTUDOS E METODOLOGIAS

REN 

Página em Branco

Estudos e Metodologias

- I. **Previsão das pontas síncronas de carga do SEN para o período 2018-2027**
- II. **Apoio à Decisão Multicritério/Custo-Benefício**

Página em Branco

Previsão das pontas síncronas de carga do SEN para o período 2018-2027

Página em Branco

Previsão das pontas síncronas de carga do SEN para o período 2018-2027

Os cenários de evolução da procura adotados no Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional 2017-2030 (RMSA-E 2016), aprovado pelo Secretário de Estado da Energia e publicado pela DGEG (janeiro de 2017), serviram de base à previsão de pontas sazonais de carga consideradas no PDIRT 2018-2027.

Para a previsão das pontas mensais do SEN foi utilizada a metodologia baseada no fator de cargas. Nesta metodologia a determinação das pontas de inverno e de verão resulta do processo de caracterização do perfil da procura mensal, a partir dos valores históricos da potência referida à emissão dos anos mais recentes. O processo é composto pelas seguintes fases:

1. Determinação da repartição da procura anual pelos meses do ano;
2. Identificação do perfil dos diagramas normalizados de duração de cargas mensais, através da aproximação dos dados históricos por polinómios do 5º grau;
3. Cálculo das pontas mensais a partir da repartição da procura anual pelos meses do ano, aplicada aos diagramas determinados em (2.).

Aos valores resultantes, aplica-se ainda um agravamento da ponta horária por efeitos de temperatura (agravamento com probabilidade de não excedência de 95%) tendo em conta o verificado nos últimos anos, adicionando-se também o perfil resultante da incorporação de veículos elétricos ao longo do período em estudo. Admite-se que as alterações do comportamento dos consumidores decorrentes de medidas de eficiência energética estão abrangidas na evolução do fator de carga nos anos mais recentes.

Do conjunto das pontas mensais, são depois selecionados os maiores valores da ponta dos meses de inverno e de verão.

Consumos e Pontas de carga de Inverno (2018 a 2027)

Cenário Central

| Consumo Total na Emissão (GWh) | | Ponta dos Consumos (MW) ^{a)} | |
|--------------------------------|-------|---------------------------------------|------|
| Ano | GWh | Ano | MW |
| 2018 | 49644 | 2018 | 8455 |
| 2019 | 49880 | 2019 | 8495 |
| 2020 | 50004 | 2020 | 8515 |
| 2021 | 50255 | 2021 | 8555 |
| 2022 | 50506 | 2022 | 8600 |
| 2023 | 50757 | 2023 | 8645 |
| 2024 | 51007 | 2024 | 8685 |
| 2025 | 51256 | 2025 | 8730 |
| 2026 | 51505 | 2026 | 8770 |
| 2027 | 51754 | 2027 | 8815 |

a) Para condições standard de temperatura

Cenário Superior

| Consumo Total na Emissão (GWh) | | Ponta dos Consumos (MW) ^{a)} | | Ponta dos Consumos Agravada (MW) ^{b)} | |
|--------------------------------|-------|---------------------------------------|------|--|------|
| Ano | GWh | Ano | MW | Ano | MW |
| 2018 | 49972 | 2018 | 8510 | 2018 | 8900 |
| 2019 | 50401 | 2019 | 8580 | 2019 | 8975 |
| 2020 | 50713 | 2020 | 8635 | 2020 | 9030 |
| 2021 | 51156 | 2021 | 8710 | 2021 | 9110 |
| 2022 | 51601 | 2022 | 8785 | 2022 | 9190 |
| 2023 | 52050 | 2023 | 8865 | 2023 | 9275 |
| 2024 | 52500 | 2024 | 8940 | 2024 | 9350 |
| 2025 | 52952 | 2025 | 9015 | 2025 | 9430 |
| 2026 | 53408 | 2026 | 9095 | 2026 | 9515 |
| 2027 | 53865 | 2027 | 9170 | 2027 | 9590 |

a) Para condições standard de temperatura

b) Para um agravamento por efeito de temperatura com uma probabilidade de não excedência de 95%

Cenário Inferior

| Consumo Total na Emissão (GWh) | | Ponta dos Consumos (MW) ^{a)} | |
|--------------------------------|-------|---------------------------------------|------|
| Ano | GWh | Ano | MW |
| 2018 | 49090 | 2018 | 8360 |
| 2019 | 49217 | 2019 | 8380 |
| 2020 | 49231 | 2020 | 8385 |
| 2021 | 49372 | 2021 | 8405 |
| 2022 | 49512 | 2022 | 8430 |
| 2023 | 49650 | 2023 | 8455 |
| 2024 | 49787 | 2024 | 8480 |
| 2025 | 49922 | 2025 | 8500 |
| 2026 | 50057 | 2026 | 8525 |
| 2027 | 50190 | 2027 | 8545 |

a) Para condições standard de temperatura

Consumos e Pontas de carga de Verão (2018 a 2027)

Cenário Central

Consumo Total na Emissão (GWh) Ponta dos Consumos (MW) ^{a)}

| Ano | GWh | Ano | MW |
|------|-------|------|------|
| 2018 | 49644 | 2018 | 7220 |
| 2019 | 49880 | 2019 | 7255 |
| 2020 | 50004 | 2020 | 7270 |
| 2021 | 50255 | 2021 | 7305 |
| 2022 | 50506 | 2022 | 7345 |
| 2023 | 50757 | 2023 | 7380 |
| 2024 | 51007 | 2024 | 7415 |
| 2025 | 51256 | 2025 | 7455 |
| 2026 | 51505 | 2026 | 7490 |
| 2027 | 51754 | 2027 | 7525 |

a) Para condições standard de temperatura

Cenário Superior

Consumo Total na Emissão (GWh) Ponta dos Consumos (MW) ^{a)} Ponta dos Consumos Agravada (MW) ^{b)}

| Ano | GWh | Ano | MW | Ano | MW |
|------|-------|------|------|------|------|
| 2018 | 49972 | 2018 | 7265 | 2018 | 7525 |
| 2019 | 50401 | 2019 | 7330 | 2019 | 7595 |
| 2020 | 50713 | 2020 | 7375 | 2020 | 7640 |
| 2021 | 51156 | 2021 | 7440 | 2021 | 7710 |
| 2022 | 51601 | 2022 | 7505 | 2022 | 7775 |
| 2023 | 52050 | 2023 | 7570 | 2023 | 7845 |
| 2024 | 52500 | 2024 | 7635 | 2024 | 7910 |
| 2025 | 52952 | 2025 | 7700 | 2025 | 7975 |
| 2026 | 53408 | 2026 | 7765 | 2026 | 8045 |
| 2027 | 53865 | 2027 | 7830 | 2027 | 8110 |

a) Para condições standard de temperatura

b) Para um agravamento por efeito de temperatura com uma probabilidade de não excedência de 95%

Cenário Inferior

Consumo Total na Emissão (GWh) Ponta dos Consumos (MW) ^{a)}

| Ano | GWh | Ano | MW |
|------|-------|------|------|
| 2018 | 49090 | 2018 | 7140 |
| 2019 | 49217 | 2019 | 7155 |
| 2020 | 49231 | 2020 | 7160 |
| 2021 | 49372 | 2021 | 7180 |
| 2022 | 49512 | 2022 | 7200 |
| 2023 | 49650 | 2023 | 7220 |
| 2024 | 49787 | 2024 | 7240 |
| 2025 | 49922 | 2025 | 7260 |
| 2026 | 50057 | 2026 | 7280 |
| 2027 | 50190 | 2027 | 7300 |

a) Para condições standard de temperatura

Página em Branco

Apoio à Decisão Multicritério/Custo-Benefício

Página em Branco

APOIO À DECISÃO MULTICRITÉRIO/CUSTO-BENEFÍCIO

1. Enquadramento

1.1. Metodologias multicritério

A atividade de apoio à decisão visa suportar a obtenção de elementos para responder às questões dos *stakeholders*, no âmbito de um processo de decisão¹. As metodologias de apoio à decisão multicritério são utilizadas no planeamento de sistemas elétricos de energia, suportando agentes de decisão na resolução de problemas de expansão do sistema eletroprodutor, de desenvolvimento das redes de transporte e de distribuição de eletricidade, de gestão da procura (*demand side response*), entre outros.

Uma decisão incorpora o processo de comparação de diferentes pontos de vista (uns a favor e outros contra uma determinada opção), os quais podem ser materializados através de critérios. Se durante muitos anos a tomada de decisão poderia estar focada num único objetivo (i.e. financeiro), nas últimas décadas — com a assunção da necessidade de mitigar impactos ambientais com origens antropogénicas e promover o bem-estar social — os problemas de decisão passaram a incluir múltiplos objetivos. Esta metodologia é normalmente designada por Apoio à Decisão Multicritério, sendo caracterizada pelos seguintes princípios básicos: um número finito ou infinito de alternativas; pelo menos dois critérios; pelo menos um agente de decisão^{2, 3}.

A área científica do apoio à decisão é rica em classificações distintas para os problemas a analisar. Neste documento será seguida a taxonomia apresentada por Hwang e Masud⁴, Clímaco⁵, e Matos⁶, para a classificação dos problemas de decisão. Os referidos autores defendem que os problemas de apoio à decisão multicritério sejam divididos em duas categorias:

- ✓ Problemas multiatributo;
- ✓ Problemas multiobjetivo.

Os problemas multiatributo normalmente abordam um número predefinido de alternativas, as quais são aferidas através de atributos. A decisão final, neste tipo de problema, é tomada pela via da comparação dos valores dos atributos, das diferentes alternativas.

¹ Roy, B. *Multicriteria Methodology for Decision Aiding, Nonconvex optimization and its applications*, 1996

² Figueira, J., Grecco, S., Ehrgott, M., *Multiple Criteria Decision Analysis: State of the Art Surveys*, 2005

³ Catrinu, M., *Decision Aid for Planning Local Energy Systems - Application of Multi-criteria Decision Analysis*, Norwegian University of Science and Technology, 2006

⁴ Hwang, C.L., Masud, A.S., *Lecture Notes in Economics and Mathematical Systems*, 1979

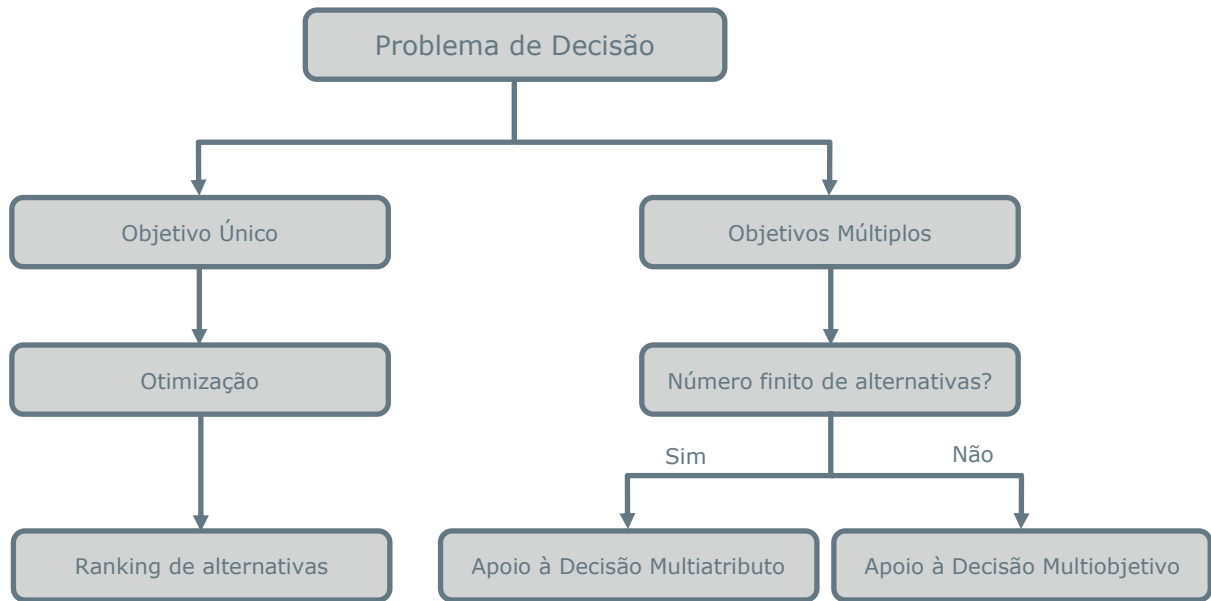
⁵ Clímaco, J. *Programação Matemática com Objetivos Múltiplos*, Dissertação de Doutoramento, 1981

⁶ Matos, M.A., *Ajuda à Decisão Multicritério - Novas Contribuições*, 1981

No que diz respeito aos problemas multiobjetivo, a metodologia de apoio à decisão ambiciona identificar a “melhor” alternativa, considerando, para o efeito, mais do que uma função objetivo e um conjunto de restrições⁷.

A figura que se segue, resume a classificação de metodologias de apoio à decisão multicritério.

Classificação de metodologias de apoio à decisão



Convirá, nesta secção introdutória, elaborar brevemente sobre conceitos base para o apoio à decisão, tal como se segue^{8,9,10}:

- ✓ Alternativa dominada: uma solução é dominada se e apenas se existir outra alternativa que seja melhor em pelo menos um critério/atributo, e que não seja pior nos restantes critérios/atributos;
- ✓ Alternativa eficiente (ou não dominada): uma solução é eficiente se e apenas se não for dominada por outra alternativa.

⁷ Hwang, C.L., Masud, A.S., Lecture Notes in Economics and Mathematical Systems, 1979

⁸ Chankong, V.; Haimes, Y., Multiobjective Decision Making - Theory and Methodology, 2008

⁹ Matos, M.A., Multicriteria Decision-Aid, basic concepts and definitions, 2010

¹⁰ Mousseau, V., Elicitation des préférences pour l'aide multicritère à la décision, Mémoire présenté en vue de l'obtention de l'Habilitation à Diriger des Recherches, 2003

1.2. Análise custo-benefício

Em fevereiro de 2015, a Comissão Europeia aprovou a metodologia combinada multicritério/custo-benefício (MCB), proposta pela ENTSO-E¹¹. Este tipo de metodologia permite realizar uma avaliação homogénea de projetos de investimento em redes de transporte de energia elétrica, através da consideração de custos e benefícios para a sociedade. A metodologia multicritério/custo-benefício da ENTSO-E é utilizada no contexto do “Ten-Year Network Development Plan” (TYNDP), sendo um instrumento relevante no processo de seleção de Projetos de Interesse Comum (PIC), no espaço da União Europeia (UE).

Todos os projetos candidatos — no âmbito do TYNDP — são alvo de análise custo-benefício, de forma a garantir que os investimentos selecionados são os que geram mais valor para a sociedade.

Não obstante a metodologia da ENTSO-E se designar habitualmente por análise custo-benefício (CBA), na verdade a abordagem proposta (e aprovada pela Comissão Europeia) trata-se de um modelo que combina as filosofias multicritério e custo-benefício. Deve ser esclarecido que uma análise custo-benefício apenas aborda o projeto de investimento na perspetiva de um único critério, pelo que se torna uma avaliação pouco apropriada para processos de decisão *multi-stakeholder*¹². Com efeito, as metodologias multicritério oferecem um espectro de atributos mais alargado, na perspetiva de mais do que um *stakeholder*. Por conseguinte, a filosofia multicritério personifica uma metodologia mais ampla de apoio à decisão de planos de investimento em redes energéticas.

De acordo com a ENTSO-E¹³, uma CBA pura não cumpre com todos os critérios da UE para a avaliação de projetos de infraestruturas energéticas, uma vez que muitos benefícios são difíceis de monetizar. Para além do exposto, a Comissão Europeia¹⁴ considera que, contrastando com a análise custo-benefício, a metodologia multicritério é uma ferramenta a utilizar quando há um conjunto de atributos que não podem ser valorizados através da abordagem preconizada pela CBA.

Atendendo ao elaborado neste capítulo, a REN desenvolveu para o PDIRT uma metodologia combinada multicritério/custo-benefício, sintonizada com as boas práticas internacionais (CE e ENTSO-E) e incorporando sugestões recebidas durante o processo de consulta pública dos PDIRT 2014-2023 e PDIRT 2016-2025. Esta metodologia oferece, ao agente de decisão, um amplo espectro de atributos, muitos deles monetizados.

¹¹ Encontra-se em elaboração pela ENTSO-E uma atualização a esta metodologia CBA. Em 6 de Março de 2017, a ACER emitiu formalmente a sua opinião sobre esta atualização da metodologia, sendo expectável que a nova metodologia seja aprovada pela Comissão Europeia ainda durante o corrente ano.

¹² European Parliament and the Council, Regulation (EU) No 347/2013, 2013

¹³ ENTSO-E, Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects, Final - Approved by the European Commission, 2015

¹⁴ European Commission, EC Guide to Cost Benefit Analysis, 2008

2. Metodologia de apoio à decisão para o PDIRT

2.1. Contexto do problema de decisão

O PDIRT materializa um exercício de planeamento da RNT, no sentido de concretizar um conjunto de objetivos estratégicos, em particular o de assegurar o estrito cumprimento do contrato de concessão da RNT, quer por via da Remodelação e Modernização seletiva de Ativos em fim de vida útil e de projetos pontuais para a segurança interna da RNT, quer por via dos compromissos já acordados com o Operador da Rede de Distribuição (ORD) relativamente ao reforço de alimentação à Rede Nacional de Distribuição (RND). Neste exercício, os projetos decorrentes destes objetivos estratégicos assumem um carácter crítico para que o Operador da Rede de Transporte (ORT) possa continuar a garantir a segurança e a operacionalidade das instalações da RNT. Nesta proposta de PDIRT, estes projetos estão agrupados no âmbito dos Projetos Base.

O PDIRT agrupa ainda um conjunto de Projetos Complementares, subordinados a necessidades que se encontram condicionadas a fatores externos e visam dar resposta a objetivos estratégicos de política energética, competitividade, gestão do SEN em ambiente de mercado e sustentabilidade.

Após a participação ativa das diversas partes interessadas, designadamente a DGEG, ERSE e outros *stakeholders*, o processo prevê a decisão final sobre o PDIRT por parte do membro do Governo responsável pela área da Energia.

2.2. Arquitetura da metodologia multicritério/custo-benefício

ABORDAGEM METODOLÓGICA

Após ter sido feito um enquadramento às metodologias multicritério e custo-benefício, nesta secção é apresentada a arquitetura da abordagem de apoio à decisão adotada para o PDIRT.

Esta abordagem visa integrar as boas práticas internacionais para projetos de investimento em redes energéticas, mas pretende sobretudo dar resposta aos desafios lançados pelos *stakeholders* durante a discussão dos Planos anteriores. Isto é, foi feito o exercício de utilizar a CBA da ENTSO-E, sempre que aplicável, e desenvolver uma metodologia multicritério/custo-benefício (especificamente, multiatributo) para avaliar os restantes projetos de investimento.

Desta forma, a REN pretende adaptar a metodologia multicritério/custo-benefício da ENTSO-E à realidade nacional e ao contexto do planeamento da RNT.

Apesar de não existir um guião formal para construir uma metodologia multicritério/custo-benefício, é possível identificar uma estrutura base para este tipo de abordagem:

- ✓ Um conjunto de alternativas e variáveis de decisão;
- ✓ Um conjunto de critérios ou indutores de investimento;
- ✓ Um conjunto de atributos.

O exercício de definir um problema de decisão requer uma compreensão holística do significado, estrutura e propriedades das alternativas e dos atributos. As alternativas são opções, planos ou estratégias que representam possíveis soluções para o problema. Ou seja, a identificação das alternativas reproduz um conjunto de potenciais hipóteses para o planeamento da RNT.

Uma alternativa é qualificada como potencial quando a sua implementação é considerada exequível¹⁵. Como tal, atendendo à natureza do planeamento do desenvolvimento da RNT, o espaço de alternativas potenciais reduz-se a um conjunto limitado de opções exequíveis. Na verdade, para um conjunto de projetos do PDIRT, a metodologia seguida consiste na otimização (técnico-económica), em vez da comparação dos atributos de diferentes alternativas.

De referir também que, atendendo à estrutura malhada das redes de transporte de energia elétrica (diferentemente das redes de distribuição, com componente radial muito elevada), parte das soluções apresentadas, quer para os projetos base, quer para os projetos complementares, são multiobjetivo, procurando dar resposta, de forma conjugada e otimizada, a diferentes necessidades.

ALTERNATIVAS E VARIÁVEIS DE DECISÃO

A presente metodologia multicritério/custo-benefício apresenta, ao agente de decisão, quando aplicável, alternativas para o planeamento da RNT, sempre que o problema de decisão possibilite identificar mais do que uma opção para o investimento da rede. Concomitantemente, determinados projetos inscritos no PDIRT não oferecem, ao ORT, flexibilidade para construir alternativas de planeamento. Com efeito, esses projetos são classificados como problemas de otimização, materializando uma única opção para o desenvolvimento da rede, rejeitando *ab initio* a alternativa "zero" (que corresponde a "não fazer"), o que neste caso assumiria o estatuto de um incumprimento formal de um ato de planeamento a que o operador está obrigado, ao abrigo do quadro regulamentar em vigor e do próprio contrato de concessão.

¹⁵ Roy, B. Multiple Criteria Decision Analysis: State Of The Art Surveys, Chp 1 - Paradigms and Challenges, 2005

Assim, sempre que possível, a metodologia de apoio à decisão MCB constrói alternativas de planeamento, através da consideração de variáveis de decisão.

BLOCOS DE INVESTIMENTO E ATRIBUTOS

Os projetos deste Plano serão avaliados, quer ao nível dos Projetos Base, quer ao nível dos Projetos Complementares, através do cálculo de um conjunto de atributos que permitem evidenciar os diferentes impactos destes projetos. Atendendo a que os vários projetos podem contemplar diferentes objetivos, cada um destes grupos de projetos contempla vários atributos. No caso dos Projetos Complementares, os projetos encontram-se agrupados por indutores de investimento, os quais também consideram diferentes atributos consoante o objetivo para que concorrem. Esta abordagem materializa, por conseguinte, uma análise multiatributo, a qual consiste num dos tipos de problemas multicritério. Os atributos são uma forma de medir os custos e benefícios de um projeto ou bloco de projetos de investimento. Os atributos podem ser definidos como características, qualidades ou indicadores de desempenho de um determinado projeto¹⁶.

Atendendo ao exposto, é possível agora apresentar o modelo da matriz multicritério/custo-benefício, em que cada bloco de projetos é avaliado através do cálculo de um conjunto de atributos.

Matriz Multicritério/Custo-Benefício

| Blocos de Projetos (BP) | Blocos de investimento | | | | | | | | | | | |
|-------------------------|--------------------------------------|-----|------|---|-----|------|---|-----|------|------------------|-----|------|
| | Base | | | | | | Complementares | | | | | |
| | Remodelação e modernização de ativos | | | Compromissos com o ORD e segurança de alimentação | | | Integ. de mercados e concorrência; Lig. a pólos de consumo; Gestão do sist. em ambiente de mercado; Desenv. do aproveitamento solar | | | Sustentabilidade | | |
| | Atributos | | | Atributos | | | Atributos | | | Atributos | | |
| BPA | a1,1 | ... | a1,n | a2,1 | ... | a2,n | a3,1 | ... | a3,n | a4,1 | ... | a4,n |
| ... | a1,1 | ... | a1,n | a2,1 | ... | a2,n | a3,1 | ... | a3,n | a4,1 | ... | a4,n |
| BP N | a1,1 | ... | a1,n | a2,1 | ... | a2,n | a3,1 | ... | a3,n | a4,1 | ... | a4,n |

Os atributos são agora desagregados, pelas seguintes classes de projetos de investimento.

¹⁶ Hwang, C.L., Masud, A.S., Lecture Notes in Economics and Mathematical Systems, 1979.

Projetos Base:

- Remodelação e modernização de ativos:
 - *a1,1* - Redução de carga natural em risco de interrupção;
 - *a1,2* - Redução de carga sem recurso em risco corte;
 - *a1,3* - Redução de capacidade de transporte em risco de indisponibilidade;
 - *a1,4* - Redução de potência de produção em risco de corte;
 - *a1,5* - Redução de Energia Não Fornecida (ENF) em risco;
 - *a1,6* - Redução da probabilidade de falha;
 - *a1,7* - Melhoria para a Segurança de Pessoas e Bens;
 - *a1,8* - Melhoria do Indicador do Estado do Ativo;
 - *a1,9* - Indicador de Criticidade do Ativo/Instalação;
 - *a1,10* - SAIDI: degradação evitada;
 - *a1,11* - SARI: degradação evitada;
 - *a1,12* - Cavas de tensão: redução da frequência;
 - *a1,13* - Cavas de tensão: redução da duração;
 - *a1,14* - Cavas de tensão: redução da profundidade;
 - *a1,15* - Manutenção ou criação de emprego externo;
 - *a1,16* - Redução de custos para o SEN;
 - *a1,17* - *Capital Expenditures* (CAPEX).
- Compromissos com o ORD e segurança de alimentação:
 - *a2,1* - Benefício Socioeconómico;
 - *a2,2* - Dimensão da faixa;
 - *a2,3* - Ocupação territorial linear;
 - *a2,4* - Integração da Produção de FER;
 - *a2,5* - Redução das Emissões de CO₂;
 - *a2,6* - Aumento do Índice de Cobertura Probabilístico (ICP);
 - *a2,7* - Redução de Energia em Risco;
 - *a2,8* - Cavas de tensão: redução da profundidade;
 - *a2,9* - Redução das perdas de energia;
 - *a2,10* - Redução do Tempo de Interrupção Equivalente (TIE);
 - *a2,11* - Qualidade da Onda de Tensão;
 - *a2,12* - Manutenção ou criação de emprego externo;
 - *a2,13* - CAPEX.

Projetos Complementares

- Integração de mercados e concorrência; Ligação a polos de consumo; Gestão do Sistema em Ambiente de Mercado; Desenvolvimento do aproveitamento solar:
 - *a3,1* - Benefício Socioeconómico;
 - *a3,2* - Dimensão da faixa;
 - *a3,3* - Ocupação territorial linear;
 - *a3,4* - Flexibilidade;
 - *a3,5* - Integração da Produção de FER;
 - *a3,6* - Redução das Emissões de CO₂;
 - *a3,7* - Aumento do Índice de Cobertura Probabilístico (ICP);
 - *a3,8* - Redução das perdas de energia;
 - *a3,9* - Cavas de tensão: redução da profundidade;
 - *a3,10* - Manutenção ou criação de emprego externo;
 - *a3,11* - CAPEX.
- Sustentabilidade
 - *a4,1* - Área do espaço envolvente valorizada;
 - *a4,2* - População residente;
 - *a4,3* - Redução da ocupação territorial de superfície;
 - *a4,4* - Densidade populacional da área valorizada;
 - *a4,5* - Manutenção ou criação de emprego externo;
 - *a4,6* - CAPEX.

O ORT não apresenta nesta análise o atributo OPEX, uma vez que os projetos de remodelação de ativos não induzem aumento dos proveitos permitidos regulados, e os demais projetos de expansão estão baseados em custos incrementais por tipologias de dimensão de rede (painéis e km de linha), que se encontram perfeitamente estabelecidas no quadro regulatório.

2.3. Descrição dos atributos

Após ter sido apresentada a arquitetura para a metodologia de apoio à decisão MCB, nesta secção é realizada a descrição dos atributos anteriormente mencionados.

- **Benefício Socioeconómico:**
 - **Formulação:** atributo calculado para dois anos (2022 e 2027), incluindo a redução dos encargos com combustíveis fósseis (das centrais termoelétricas) e com emissões de CO₂, assim como os possíveis benefícios resultantes das trocas comerciais com Espanha¹⁷ (este atributo é obtido através de simulações do sistema electroprodutor tendo como base um modelo de mercado);
 - **Unidades:** milhões €/ano.
- **Integração da Produção de FER:**
 - **Formulação:** atributo que apresenta para dois anos (2022 e 2027) o aumento da produção de FER decorrente da concretização de um dado bloco de projetos¹⁸.
 - **Unidades:** GWh/ano.
- **Redução das Emissões de CO₂:**
 - **Formulação:** atributo calculado para dois anos (2022 e 2027), associado à redução de produção de eletricidade a partir de combustíveis fósseis¹⁹;
 - **Unidades:** kton/ano.
- **Aumento do Índice de Cobertura Probabilístico:**
 - **Formulação:** atributo calculado relativamente ao valor base em 2022 e 2027, para projetos de receção de produção de eletricidade, de forma a avaliar a adequação da potência disponível para cobrir a procura horária de eletricidade²⁰;
 - **Unidades:** %.
- **Redução da Energia em Risco:**
 - **Formulação:** atributo calculado para dois anos (2022 e 2027), representando o valor de energia que não está assegurada em regime de N-1, em cada subestação, e integrando informação disponibilizada pelo operador da rede de distribuição e considerada no PDIRD 2016;
 - **Unidades:** MWh/ano | M€/ano²¹.







¹⁷ No projeto de reforço da capacidade de interligação, este atributo terá o valor calculado no "TYNDP 2016" da ENTSO-E

¹⁸ O valor monetizável associado a este atributo está internalizado no benefício socioeconómico.

¹⁹ No projeto de reforço da capacidade de interligação, este atributo terá o valor calculado no "TYNDP 2016" da ENTSO-E. O valor monetizável associado a este atributo está internalizado no benefício socioeconómico

²⁰ Este indicador de segurança do abastecimento é obtido a partir de análises do sistema electroprodutor, com um modelo probabilístico de simulação Monte-Carlo sequencial (cronológica) com resolução horária.

²¹ Neste campo estimou-se o potencial económico decorrente da energia em risco estimada.

- **Redução das Perdas de Energia:**
 - Formulação: atributo calculado para dois anos (2022 e 2027), através de uma ferramenta de simulação de cenários de oferta/procura e de trocas internacionais de energia (PSS-E)²²;
 - Unidades: MWh/ano | M€/ano.
 - **Flexibilidade:**
 - Formulação: atributo qualitativo, que pretende avaliar o benefício de projetos para a flexibilidade do sistema elétrico de energia;
 - Unidades: +++/++/+/.
 - **Dimensão da faixa:**
 - Formulação: atributo que pretende avaliar o impacto socioambiental decorrente de projetos de desenvolvimento estratégico da RNT;
 - Unidades: km².
 - **Ocupação territorial linear:**
 - Formulação: tal como o atributo anterior, a ocupação territorial linear pretende avaliar o impacto socioambiental decorrente de projetos de investimento na RNT;
 - Unidades: km.
 - **Redução do TIE:**
 - Formulação: atendendo ao elevado grau de incerteza no processo de quantificação de benefícios, adota-se a metodologia de classificação qualitativa, para os anos de 2022 e 2027, tal como apresentado de seguida;
-  : Positivo (melhor desempenho da RNT)
 : Neutro (mesmo desempenho da RNT)
 : Negativo (pior desempenho da RNT)
- **Qualidade da Onda de Tensão:**
 - Formulação: atendendo ao elevado grau de incerteza no processo de quantificação de benefícios, adota-se a metodologia de classificação qualitativa, para os anos de 2022 e 2027, tal como apresentado de seguida;
-  : Positivo (melhor desempenho da RNT)
 : Neutro (mesmo desempenho da RNT)
 : Negativo (pior desempenho da RNT)
- **Área do espaço envolvente valorizada:**
 - Formulação: atributo que identifica a área envolvente à da valorizada pelo projeto;
 - Unidades: km².
 - **Cavas de tensão: redução da profundidade:**
 - Formulação: estimativa da melhoria, após, por exemplo, reforço de transformação;
 - Unidades: %.
 - **População residente:**
 - Formulação: atributo que identifica a população residente na área envolvente à da valorizada;
 - Unidades: n | %.

²² No projeto de reforço da capacidade de interligação, este atributo terá o valor calculado no "TYNDP 2016" da ENTSO-E.

- Densidade populacional da área valorizada:
 - Formulação: atributo que identifica a densidade populacional residente na área alvo de valorização;
 - Unidades: n/km².
- Redução da ocupação territorial de superfície:
 - Formulação: atributo que identifica o benefício associado à redução da ocupação territorial de superfície, na sequência do projeto;
 - Unidades: km² | %.
- Redução de carga natural em risco de interrupção:
 - Formulação: atributo que identifica a carga natural da subestação, alvo de projeto de remodelação de ativos;
 - Unidades: MW | M€..
- Redução de carga sem recurso em risco de corte:
 - Formulação: atributo que identifica a carga da subestação sem recurso pela RND, alvo de projeto de remodelação de ativos;
 - Unidades: MW | M€.
- Redução de capacidade de transporte em risco de indisponibilidade:
 - Formulação: atributo que identifica a capacidade de transporte da rede, associada à remodelação de linhas e aos ramos da RNT confluentes às subestações em causa;
 - Unidades: MVA.
- Redução de potência de produção em risco de corte:
 - Formulação: atributo que identifica a capacidade instalada de centros eletroprodutores dependentes das instalações alvo de remodelação;
 - Unidades: MW.
- Redução de ENF em risco:
 - Formulação: atributo que consiste no cálculo da redução de ENF de sistemas de proteção e de comando e controlo, em 2022, com a remodelação de ativos;
 - Unidades: MWh/ano.
- Redução da probabilidade de falha:
 - Formulação: atributo que consiste no cálculo da redução da probabilidade de falha maior de transformadores de potência, em 2022, com a remodelação de ativos;
 - Unidades: nº de falhas/un/ano
- SAIDI: degradação evitada:
 - Formulação: mitigação do aumento anual da duração média das interrupções do sistema, com a implementação dos projetos de modernização de ativos;
 - Unidades: minutos.
- SARI: degradação evitada:
 - Formulação: mitigação do aumento anual do tempo médio de reposição de serviço do sistema, com a implementação dos projectos de modernização de ativos;
 - Unidades: minutos.
- Cavas de tensão: redução da frequência:
 - Formulação: estimativa da redução do número anual de defeitos por 100km, com a implementação dos projetos de modernização de ativos;
 - Unidades: %.

- Cavas de tensão: redução da duração:
 - Formulação: estimativa da redução do tempo operacional dos sistemas de proteção, com a implementação dos projetos de modernização de ativos;
 - Unidades: %.
- Melhoria para a Segurança de Pessoas e Bens:
 - Formulação: atributo qualitativo que pretende avaliar a redução do risco para Pessoas e Bens, decorrente da remodelação de ativos;
 - Unidades: +++/++/+.
- Melhoria do Indicador de Estado do Ativo*:
 - Formulação: atributo que identifica a melhoria do IE do ativo alvo de remodelação, em 2022, face à previsão para o IE desse ativo sem receber as ações de remodelação;
 - Unidades: 0-10

* Na presente versão do PDIRT 2018-2027, para além deste atributo, o ORT apresenta a estimativa do Indicador do Estado (IE) do ativo caso não se realizasse a ação de remodelação preconizada neste plano. Note-se que o IE foi desenvolvido pela REN para apoio à decisão de investimentos de modernização da RNT, no contexto do PDIRT 2018-2027. O cálculo deste indicador considera e integra o conhecimento disponível à data da submissão da proposta de PDIRT 2018-2027. Quaisquer alterações dos pressupostos, do modelo ou da metodologia adotada (nomeadamente tendo em vista o seu aperfeiçoamento) poderão determinar variações aos resultados obtidos.

- Indicador de Criticidade do Ativo/Instalação:
 - Formulação: atributo que pretende estimar o impacto da falha do ativo ou da instalação no desempenho técnico da RNT;
 - Unidades: 0-10.
- Manutenção ou criação de emprego externo:
 - Formulação: atributo que pretende quantificar o benefício social dos projetos inscritos no PDIRT, e que consiste no número de empregos mantidos ou criados, calculados a partir do valor médio de "full-time equivalent" associado ao investimento e sua tipologia;
 - Unidades: n.
- Redução de custos para o SEN:
 - Formulação: atributo que pretende quantificar o benefício económico decorrente da concretização de projetos de remodelação de ativos, inscritos no PDIRT, os quais permitirão prescindir determinados custos para o SEN (i.e. incentivo à manutenção em exploração do equipamento em final de vida útil);
 - Unidades: milhões €/ano.
- CAPEX:
 - Formulação: atributo que apresenta o custo do investimento para a concretização do projeto;
 - Unidades: milhões €.

A monetização dos atributos relativos aos ganhos de fiabilidade decorrentes dos projetos de modernização de ativos, assim como do potencial económico decorrente da redução da energia em risco baseou-se num estudo realizado para as autoridades do Reino Unido (Ofgem e DECC)²³. Esse estudo valoriza a segurança do abastecimento de energia eléctrica através da abordagem "Choice Experiments", a qual visa estimar o valor da energia não fornecida ("Value of Lost Load (VoLL)") em termos de *disponibilidade-para-aceitar* ("willingness to accept"). Nos cálculos realizados pela REN, efetuou-se não só o câmbio GBP/EUR para o ano base desse estudo, mas também a devida calibração do VoLL estimado para o Reino Unido, em função dos PPP ("Purchasing Power Parities") dos dois países (de acordo com dados estatísticos da OCDE para o ano em análise). Esta

²³ London Economics, The Value of Lost Load (VoLL) for Electricity in Great Britain, Final Report for Ofgem and DECC, 2013

abordagem permite integrar, de forma mais abrangente do que outras, o valor da energia não fornecida percebido pelo consumidor na sua multiplicidade de perspectivas e de fatores valorativos.

No que diz respeito à monetização da redução das perdas de energia, utilizou-se como *trade-off* 55,5 €/MWh e 63,0 €/MWh, que representam a previsão do custo marginal médio de produção em 2022 e 2027, respetivamente, obtidos a partir dos estudos previsionais de simulação de operação mercado, tendo em consideração os consumos e parques produtores previstos para aqueles dois horizontes temporais. Estes valores representam assim os custos marginais médios de produção anual estimados para os anos de 2022 e 2027.

Especificamente, no que à monetização dos ganhos de fiabilidade decorrentes dos projetos de modernização de ativos diz respeito, são apresentados benefícios monetizados dos projetos de modernização de transformadores de potência e de sistemas de proteção, automação, controlo e monitorização. Assim, para a estimativa da monetização dos atributos correlacionados com riscos de interrupção de carga natural e de corte de carga sem recurso, considerou-se que os montantes em causa se referem ao pior cenário para o sistema, focado no período 2018-2022, e para a circunstância hipotética de teste de não se realizar a remodelação, uma vez que se trata de instalações/equipamentos em fim de vida útil e cujo estado operacional justifica as ações de modernização.



07 ANEXOS

ANEXO 10

PROJETOS DA RNT NO TYNDP 2016

REN

Página em Branco

Projetos da RNT no TYNDP 2016

A ENTSO-E (*European Network Transmission System Operators for Electricity*) publica de dois em dois anos o Plano Decenal Europeu (TYNDP) com carácter não vinculativo, no qual apresenta a estratégia Europeia relativamente ao desenvolvimento e investimento nas redes de transporte de energia eléctrica. Este documento é elaborado tendo por base um alargado conjunto de estudos desenvolvidos de forma articulada pelos diferentes TSO's envolvidos neste processo. Os investimentos contidos no TYNDP consideram projetos de iniciativa dos TSO's e também projetos apresentados por promotores independentes, estes últimos designados como "*Third Party Projects*".

O TYNDP responde às exigências decorrentes do Regulamento (CE) N.º 714/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2009, publicado em 14 de agosto de 2009 e com aplicabilidade a partir de 3 março de 2011, em que no ponto 3. do artigo n.º 8, define que a ENTSO-E deve aprovar "de dois em dois anos, um plano decenal não vinculativo de desenvolvimento da rede à escala comunitária, incluindo uma perspetiva de adequação da produção à escala europeia".

O citado regulamento estabelece que o TYNDP deve basear-se nos planos de investimento nacionais, sendo a sua consistência garantida pela Agência de Cooperação dos Reguladores da Energia (ACER), e, se necessário, de acordo com as orientações para as redes transeuropeias de energia. O plano deverá também explorar e identificar lacunas de investimento, nomeadamente as relacionadas com capacidades transfronteiriças.

O processo de elaboração do TYNDP baseia-se em quatro etapas distintas:

- Desenvolvimento dos cenários/visões (procura e oferta) de longo prazo;
- Estudos de Mercado;
- Estudos de Rede;
- Avaliação dos projetos de investimento incluídos no TYNDP (análise CBA/multicritério).

Desenvolvimento dos cenários/visões de longo prazo TYNDP 2016

As análises do TYNDP 2016 assentam num conjunto de cenários que, não constituindo previsões do futuro, são "*Visões*" alternativas de longo prazo plausíveis e suficientemente contrastantes para delimitarem a futura trajetória de desenvolvimento dos sistemas eléctricos europeus. De cada *Visão* resulta uma caracterização detalhada dos sistemas individuais ao nível da produção e do consumo de electricidade, com uma abordagem comum a nível Europeu de forma a garantir coerência global. No TYNDP 2016 assumiu-se como horizontes de estudo os anos 2020 e de 2030, no caso deste último - 2030, horizonte mais distante - por ser considerada uma data chave que faz a ponte entre os objetivos energéticos europeus de 2020 e de 2050. De forma a atender às expectativas dos diferentes

stakeholders, foi desenvolvido um conjunto de cenários, traduzido em quatro *Visões* para 2030, o qual foi sujeito a um exaustivo processo de consulta pública.

Basicamente, estas *Visões* diferem entre si no que diz respeito a:

- **Alinhamento da trajetória com o *Energy Roadmap 2050*:** de forma a cumprir os objetivos da União Europeia de reduzir as emissões de gases com efeito de estufa em 80-95 % em 2050, face aos níveis de 1990, as *Visões* 3 e 4 apresentam um ritmo constante desde a situação atual até 2050. Por sua vez, as *Visões* 1 e 2 apresentam um ritmo mais lento nos primeiros anos e posteriormente uma aceleração a partir de 2030. Os preços dos combustíveis e das emissões CO₂ favorecem a produção de energia elétrica a partir do carvão nas *Visões* 1 e 2 e do gás natural nas *Visões* 3 e 4.
- **Coerência da estratégia de desenvolvimento do *mix* de produção:** as *Visões* 1 e 3 são elaboradas com base em políticas energéticas nacionais (cenários *bottom-up*), ainda que com uma abordagem harmonizada em toda a Europa. Estas *Visões* têm por base elementos fornecidos pelos TSOs. Já no caso das *Visões* 2 e 4, é assumida uma abordagem pan-europeia (cenários *top-down*), sendo o processo de construção desenvolvida internamente na ENTSO-E e amplamente discutida com os principais *stakeholders*.

Estudos de Mercado

Para o cenário 2020 *Expected Progress* e para as quatro *Visões* de 2030 foram efetuadas simulações dos sistemas elétricos, tendo por objetivo responder à pergunta: "que produção (localização e tipo) irá satisfazer o consumo num horizonte futuro?".

Através da realização de simulações em ambiente de mercado, numa primeira fase a nível pan-europeu (para definição das condições fronteira da cada região) e posteriormente de âmbito regional (mais específicas), é desenvolvido um processo de otimização económica, para cada hora do ano, tendo em consideração diferentes restrições, tais como a flexibilidade e disponibilidade das centrais termoelétricas, a produção com origem em fontes de energia renováveis, os perfis da procura e as incertezas associadas, para além das capacidades de interligação entre os países.

Assim, com base nestas simulações são calculados os impactos económicos e ambientais dos projetos de investimento em novas interligações ao nível da redução dos encargos variáveis de produção de eletricidade, ao nível da variação global de emissões de CO₂ e dos volumes de energia renovável desaproveitada.

Estudos de Rede

Também para cada um dos referidos cinco cenários/visões (um para 2020 e quatro para 2030), os estudos de rede que se realizam visam responder à pergunta: "será que da geração e carga resultantes dos estudos de mercado poderão resultar fluxos de potência que possam colocar em perigo a segurança da operação do sistema (considerando os critérios de segurança)?". Se sim, novos projetos de rede deverão ser identificados e estudados em conjunto pelos TSO's envolvidos, considerando para tal diferentes situações de operação futura da rede.

Para além disso - definição dos novos reforços de rede - os estudos de rede permitem ainda estimar um conjunto de indicadores técnicos fundamentais para a avaliação dos projetos de investimento incluídos no TYNDP, como sejam o cálculo da variação das perdas, bem como os níveis de flexibilidade e resiliência que cada projeto oferece à rede de transporte europeia.

Avaliação dos projetos

A avaliação dos projetos considerados de relevância Europeia foi feita com base numa metodologia de análise custo-benefício (CBA) multicritério desenvolvida pela ENTSO-E, em estreita colaboração com a ACER, os diferentes Estados Membros e a Comissão Europeia.

A metodologia baseia-se numa análise multicritério, com intuito de assegurar uma completa avaliação de todos os benefícios dos projetos, sendo que uma parte dos indicadores identificados são monetizados, e outros são avaliados apenas qualitativamente através de unidades físicas, tais como toneladas de emissões de CO₂ ou kWh de energia renovável desaproveitada. Este conjunto de indicadores comuns constitui uma base completa e sólida, tanto para avaliação de projetos dentro do TYNDP, como para o processo de seleção dos PIC (Projetos de Interesse Comum).

A metodologia de avaliação CBA multicritério proposta pela ENTSO-E foi enviada para a ACER, Comissão Europeia e Estados Membros em 16 novembro de 2013 com o intuito de informar e recolher opinião sobre a mesma. A ACER e a Comissão Europeia emitiram a sua opinião em janeiro e julho de 2014, respetivamente. O documento foi posteriormente revisto pela ENTSO-E e submetido à Comissão Europeia, que o aprovou em 4 de fevereiro de 2015. Durante o ano de 2016 a metodologia foi revista, tendo sido enviada uma nova proposta a ACER em dezembro de 2016, para emissão de opinião¹.

Apresentam-se em seguida os projetos da RNT considerados de relevância Europeia, incluindo a sua avaliação, conforme se encontra documentado no TYNDP 2016².

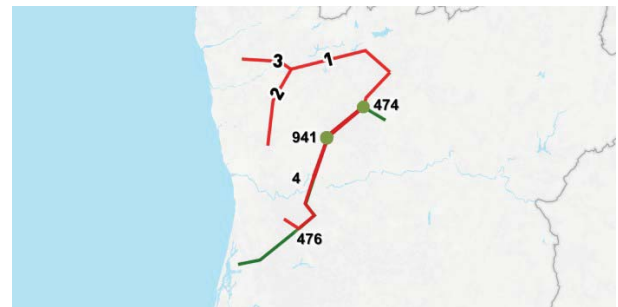
¹ Em março de 2017, a ACER emitiu o seu parecer sobre esta metodologia, sendo expectável que a nova metodologia seja aprovada pela Comissão Europeia ainda durante o corrente ano.

² Chama-se a atenção de que os anteriormente previstos novos aproveitamentos hidroelétricos de Girabolhos e Alvito foram cancelados em abril 2016. No entanto, mantiveram-se listados no TYNDP, visto que os estudos do TYNDP já tinham sido concluídos. Foi adicionado ao TYNDP 2016 uma nota explicativa dando conhecimento deste facto, e mencionando que o projeto será revisto em futuras edições do TYNDP.

Project 1 - RES in north of Portugal

The main objective of this project consists in introducing the network reinforcements that are needed to allow the connection of new RES generation (hydro with pumping and also wind) that is foreseen in the north of Portugal (a part of it already under construction), where the RES potential is high. The project includes a set of new 400 kV OHL that will form a new axis between P. Lima-Pedralva-V. Minho-R. Pena-Fridão-Feira. A new 400 kV OHL Pedralva-Sobrado (PCI 2.16.1) is also included in this cluster, in order to ensure the maintenance of the NTC values between PT and ES that were available prior to the connection of these new power plants.

Classification Mid-term Project
 Boundary Internal boundary in Portugal (north)
 PCI label PCI 2.16.1 and 2.16.3
 Promoted by REN



| Investments | | | | | | | | |
|---------------|---|------------------|---|---------------------------------------|--------------------|--------------------|----------------------------|--|
| Investment ID | Description | GTC Contribution | Substation 1 | Substation 2 | Present Status | Commissioning Date | Evolution since TYNDP 2014 | Evolution Driver |
| 1 | Line V.Minho-Pedralva 1 and 2 | 33% | V.Minho (PT) | Pedralva (PT) | Commissioned | 2015 | Investment on time | The first circuit was commissioned in 2014, the second in 2015. |
| 2 | New 67km double Pedralva (PT) - Sobrado (PT) 400kV | 20% | Pedralva (PT) | Sobrado (PT) | Permitting | 2022 | Rescheduled | Due to the expected delay of the connection of new RES generation in North of Portugal, the commissioning date of this investment item was rescheduled |
| 3 | Double circuit Pedralva - Ponte de Lima 400kV | 14% | Pedralva (PT) | Ponte de Lima (PT) | Under Construction | 2016 | Delayed | In the first stage the line will be connected between Pedralva and Vila Nova de Famalicão (previously Vila do Conde). New substation of Ponte de Lima (previously Viana do Castelo) will be commissioned in 2018 |
| 4 | 400kV OHL V.Minho (PT) -Ribeira de Pena (PT) - Fridão (PT) - Feira (PT) | 21% | V.Minho (by Ribeira de Pena and Fridão) | Feira (by Ribeira de Pena and Fridão) | Permitting | 2021 | Rescheduled | Due to the expected delay of the connection of new hydro power plants, the commissioning date of this investment item was rescheduled. |
| 474 | New substation in Rib. Pena. | 21% | Ribeira de Pena (PT) | | Permitting | 2020 | Rescheduled | Due to the expected delay of the connection of new hydro power plants, the commissioning date of this investment item was rescheduled. |

| | | | | | | | | |
|-----|---|-----|-------------------------------|----------------------------|------------|------|-------------|---|
| 476 | New 400+220kV double circuit OHL Vila Pouca Aguiar - (Rib. Pena) - Carrapatelo - Estarreja. | 12% | V. P. Aguiar (by Carrapatelo) | Estarreja (by Carrapatelo) | Permitting | 2020 | Rescheduled | Due to the expected delay of the connection of new RES generation in Portugal, the commissioning date of this investment item was rescheduled |
| 941 | Fridão | 21% | Fridão | | Permitting | 2022 | Rescheduled | Due to the expected delay of the connection of new hydro power plants, the commissioning date of this investment item was rescheduled |

Additional Information

Portuguese National Development Plan

http://www.erse.pt/pt/consultaspublicas/consultas/Documents/53_Proposta%20PDIRT-E_2015/PDIRT%202016-2025%20-%20Junho%202015%20-%20Relat%C3%B3rio.pdf

PCI page – link to EC platform:

http://ec.europa.eu/energy/infrastructure/transparency_platform/map-viewer/m/main.html

Clustering:

This project includes a set of new 400 kV OHL that will form a new axis between P. Lima-Pedralva-V. Minho-R. Pena-Fridão-Feira, ensuring the network capacity to evacuate the new amounts of generation, taking also into consideration the n-1 security criteria. The new substations of R. Pena and Fridão are also considered in this axis for direct connection of generation.

A new line between Pedralva and Sobrado is also included in this cluster, in order to ensure the maintenance of the NTC values between PT and ES that were available prior to the connection of the new generation.

Investment needs

This project integrates new amounts of hydro power plants in the northern region of Portugal and at same time creates better conditions to evacuate wind power that is already in operation and also new wind farms with authorization for connection. These new amounts of power will increase the flows in the region, and it is expected that the new flows could reach 3500 MW in the future, which must be evacuated to the littoral strip and south of Portugal, where the major consumption areas are located, through three new 400 kV independent routes as the existing network supported in the 150 kV and 220 kV is not adequate. Part of these flows will interfere and accumulate with the already existent flows entering in Portugal through the international interconnections with Spain on the north, namely the 400 kV Cartelle (ES)-Alto Lindoso (PT)-Riba d'Ave (PT)-Recarei (PT).

This project includes a set of new 400 kV OHL that will form a new axis between P. Lima-Pedralva-V. Minho-R. Pena-Fridão-Feira, ensuring the network capacity to evacuate the new amounts of generation, while taking into consideration the n-1 security criteria. The new substations of R. Pena and Fridão are also included in this axis for the direct connection of the new power plants. Part of this 400 kV axis will be constructed as a double line (400 kV + 220 kV), in order to reinforce the existing 220 kV network between V. Pouca de Aguiar-Carrapatelo-Estarreja.

A new OHL between the already in service substation of Pedralva and the future of Sobrado (PCI 2.16.1 Internal line between Pedralva and Sobrado) is also included in this cluster, in order to ensure the maintenance of the NTC values

between PT and ES that were available prior to the connection of these new power plants (with more than 2400 MW of installed power). In fact, due to the location of these new hydro power plants (near the PT-ES border) as well as the location of their network connection points (near existing interconnection axis between Minho (PT) and Galiza (ES)) it was identified that additional congestions may occur in some situations due to the new production. These congestions would lead to a reduction in the NTC values between Portugal and Spain not compatible with the needs of the Iberian Market and the Internal Energy Market (IEM).

The GTC is common to all Visions, so the comparison among SEW/GTC ratios depends only from the SEW values. The SEW of the project reflects the benefit of integrating new generation (RES) that will replace more expensive generation (fossil fuel based generation).



Project Cost Benefit Analysis

This project has been assessed by ENTSO-E in line with the Cost Benefit Analysis methodology, approved by the EC in February 2015.

The indicators B6/B7 reflect particular technical system aspects of projects based on a summation of qualitative performance indicators, in line with the CBA methodology; these cannot be used as a proxy for the security of supply indicator.

The assessment of losses variations induced by the projects improved in the TYNDP 2016 compared to the TYNDP 2014 with a comprehensive all year round computations on a wide-area model capturing all relevant flows.

The results must however be considered with caution and not totally reliable due to their very high sensitivity to assumptions regarding the detailed location of generation which are not secured.

| General CBA Indicators | |
|---|----------------------|
| Delta GTC contribution (2020) [MW] | outside-inside: 2500 |
| | inside-outside: 3100 |
| Delta GTC contribution (2030) [MW] | outside-inside: 2900 |
| | inside-outside: 4200 |
| Capex Costs 2015 (M€) Source: Project Promoter | 200 ±14.5 |

| | |
|------------------|---|
| Cost explanation | Uncertainty regarding total length of lines, extra costs due to safety, environmental or legal requirements imposed during permit grating process. Cost same magnitude as in TYNDP2014. Only CAPEX. |
| S1 | Negligible or less than 15km |
| S2 | 15-25km |
| B6 | + |
| B7 | + |

| Scenario specific CBA indicators | EP2020 | Vision 1 | Vision 2 | Vision 3 | Vision 4 |
|----------------------------------|----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| B1 SoS (MWh/yr) | N/A | N/A | N/A | N/A | N/A |
| B2 SEW (MEuros/yr) | 20 ±10 | 30 ±10 | 40 ±10 | 130 ±20 | 180 ±30 |
| B3 RES integration (GWh/yr) | 410 ±80 | 410 ±80 | 410 ±80 | 1580 ±320 | 2090 ±420 |
| B4 Losses (GWh/yr) | 25 ±25 | 0 ±25 | 0 ±25 | 75 ±25 | 75 ±25 |
| B4 Losses (Meuros/yr) | 1 ±1 | 0 ±1 | 0 ±1 | 4 ±2 | 5 ±2 |
| B5 CO2 Emissions (kT/year) | -200 ±30 | -200 ±100 | -200 ±100 | -600 ±100 | -700 ±100 |

Savings in variable generation costs (SEW) and reduction on CO2 emissions are caused by the integration of new RES generation in the system replacing fossil fuel based generation. Therefore the highest values are reached in the scenarios with higher RES integration.

There is an increase of losses in the scenarios where RES integration is very high. The location of this new generation is further from the load centres and this new renewable generation is replacing conventional generation located closer the load centres.

Regarding the S1 (protected areas) and S2 (urbanised areas) indicators, the definitive routes of the projects are still to be determined, but they will always be selected taking the objective of minimizing impact.

Project 2 - RES in center of Portugal

The main objective of this project consists in introducing the network reinforcements that are needed to allow the connection of new RES generation (hydro with pumping and wind) that is foreseen for the center area of Portugal, where RES potential is high. This project includes new 400 kV OHL that will form two new 400 kV axes: one linking Paraimo/Batalha-Penela-Seia substations, at the west side of Serra da Estrela, and the other connecting the Fundão and Falagueira substations, at the east side of Serra da Estrela. New substations for direct connection of the new power plants are also included.

Classification Mid-term Project
 Boundary Internal boundary in Portugal (center)
 PCI label
 Promoted by REN



| Investments | | | | | | | | |
|---------------|---|------------------|--------------|------------------------|----------------|--------------------|----------------------------|--|
| Investment ID | Description | GTC Contribution | Substation 1 | Substation 2 | Present Status | Commissioning Date | Evolution since TYNDP 2014 | Evolution Driver |
| 8 | New single circuit 400kV OHL Seia-Penela (108km). | 70% | Seia | Penela | Permitting | 2020 | Rescheduled | Due to the expected delay of the connection of new hydro power plant, the commissioning date of this investment item was rescheduled |
| 9 | New double circuit OHL Fundão (PT) -'Castelo Branco zone' (PT)- Falagueira(PT) | 30% | Fundão (PT) | Falagueira (PT) | Design | 2017 | Investment on time | Project on time |
| 478 | New double circuit 400kV OHL (15km) to connect Penela substation to Paraimo-Batalha line. | 70% | Penela (PT) | Paraimo / Batalha (PT) | Permitting | 2019 | Rescheduled | Due to the expected delay of the connection of new hydro power plant, the commissioning date of this investment item was rescheduled |
| 481 | Expansion of the existing Penela substation to include 400kV facilities. | 70% | Penela (PT) | | Permitting | 2019 | Rescheduled | Due to the expected delay of the connection of new hydro power plant, the commissioning date of this investment item was rescheduled |
| 484 | New 400/220kV substation in Fundão. | 30% | Fundão (PT) | | Design | 2017 | Investment on time | Project on time |

Additional Information

Portuguese National Development Plan

http://www.erse.pt/pt/consultaspublicas/consultas/Documents/53_Proposta%20PDIRT-E_2015/PDIRT%202016-2025%20-%20Junho%202015%20-%20Relat%C3%B3rio.pdf

Clustering:

This project includes new 400 kV OHL that will form two new 400 kV axes: one linking Paraimo/Batalha-Penela-Seia substations and the other connecting the Fundão and Falagueira substations. New substations for direct connection of the new power plants are also included. In a subsequent step, these two 400 kV axis will be interconnected through an OHL between Fundão-Guarda-Seia, reinforcing capacity and ensuring n-1 security in case of a failure. In TYNDP 2014 and TYNDP 2016 this 400 kV link Fundão-Guarda-Seia wasn't included in this cluster, with the other two axes, just because its commissioning date didn't fulfil the CBA 1.0 5 years rule for clustering projects, although this axis is relevant to full achieve the main objective of the project.

In April 2016 the Portuguese government with the project promoters agreement cancelled the construction of two new hydro power plants that are considered in this project: Girabolhos and Alvito, totalizing 589 MW with pumping.

Considering that when this decision was taken the TYNDP studies were already concluded the project is listed in this TYNDP edition considering these two hydro power plants. In future TYNDP editions this project will be reviewed and updated in accordance.

Investment needs

This project integrates new hydro power plants (some of them with pumping) and provides better conditions to evacuate already existent wind generation and also increases network capacity to integrate new wind generation in the inner central region of Portugal (the wind target in this region surmounts more than 2000 MW). The existing network based in the 150 kV and 220 kV is no more sufficient to integrate these new amounts of power, and a new 400 kV axis will be launched in this region, in two major routes: one to the littoral strip, involving Penela, Paraimo and Batalha substations, and another by the interior, establishing a connection with the Falagueira substation, where there is an interconnection with Spain (Falagueira-Cedillo).

This project includes some new 400 kV OHL forming two new 400 kV axes: one linking Paraimo/Batalha-Penela-Seia substations and the other connecting the Fundão and Falagueira substations. New Fundão substation for direct connection of new power plants is also included.

In a subsequent stage, these two 400 kV axis will be interconnected through a 400 kV OHL to be built firstly between Fundão and Guarda and afterwards between Guarda and Seia, reinforcing the capacity and ensuring n-1 security in case of a failure. This 400 kV link Fundão-Guarda-Seia wasn't included in this cluster (wich already contained the other two axes), as its foreseen commissioning date didn't fulfil the 5 years CBA rule for clustering projects, although this axis is relevant to full achieve the main objectives of the project.

The GTC is common to all Visions, so the comparison among SEW/GTC ratios depends only from the SEW values. The SEW of the project reflects the benefit of integrating new generation (RES) that will replace more expensive generation (fossil fuel based generation).



Project Cost Benefit Analysis

This project has been assessed by ENTSO-E in line with the Cost Benefit Analysis methodology, approved by the EC in February 2015.

The indicators B6/B7 reflect particular technical system aspects of projects based on a summation of qualitative performance indicators, in line with the CBA methodology; these cannot be used as a proxy for the security of supply indicator.

The assessment of losses variations induced by the projects improved in the TYNDP 2016 compared to the TYNDP 2014 with a comprehensive all year round computations on a wide-area model capturing all relevant flows.

The results must however be considered with caution and not totally reliable due to their very high sensitivity to assumptions regarding the detailed location of generation which are not secured.

| General CBA Indicators | |
|---|--|
| Delta GTC contribution (2020) [MW] | downstream-upstream: - upstream-downstream: 1100 |
| Delta GTC contribution (2030) [MW] | downstream-upstream: - upstream-downstream: 1700 |
| Capex Costs 2015 (M€) Source: Project Promoter | 106 ±6.9 |
| Cost explanation | Uncertainty regarding total length of lines, extra costs due to safety, environmental or legal requirements imposed during permit granting process. Cost same magnitude as in TYNDP2014. Only CAPEX. |
| S1 | Negligible or less than 15km |
| S2 | Negligible or less than 15km |
| B6 | + |
| B7 | + |

| Scenario specific CBA indicators | EP2020 | Vision 1 | Vision 2 | Vision 3 | Vision 4 |
|----------------------------------|----------|-----------|-----------|-----------|------------|
| B1 SoS (MWh/yr) | N/A | N/A | N/A | N/A | N/A |
| B2 SEW (MEuros/yr) | 30 ±10 | 30 ±10 | 40 ±10 | 130 ±20 | 240 ±40 |
| B3 RES integration (GWh/yr) | 440 ±80 | 450 ±90 | 450 ±90 | 1680 ±340 | 2740 ±550 |
| B4 Losses (GWh/yr) | -25 ±25 | 0 ±25 | 0 ±25 | 0 ±25 | 0 ±25 |
| B4 Losses (Meuros/yr) | -2 ±2 | 0 ±1 | 0 ±1 | 0 ±1 | 0 ±2 |
| B5 CO2 Emissions (kT/year) | -300 ±50 | -200 ±100 | -200 ±100 | -700 ±100 | -1000 ±200 |

Savings in variable generation costs (SEW) and reduction on CO2 emissions are caused by the integration of new RES generation in the system replacing fossil fuel based generation. Therefore the highest values are reached in the scenarios with higher RES integration.

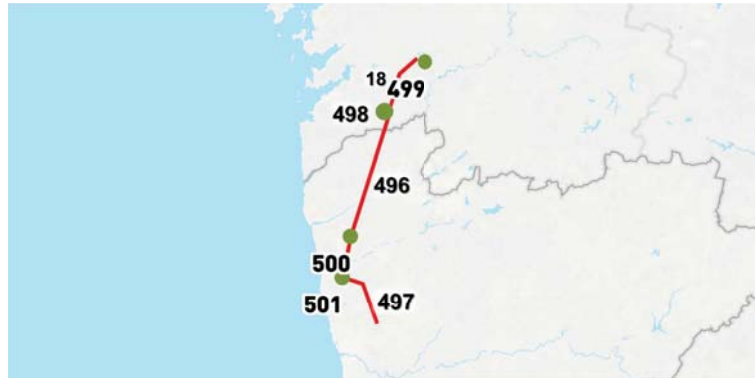
There is a reduction of losses in all scenarios because this project allows the connection of new generation near the load centres.

Regarding the S1 (protected areas) and S2 (urbanised areas) indicators, the definitive routes of the projects are still to be determined, but they will always be selected taking the objective of minimizing impact.

Project 4 - Interconnection Portugal-Spain

In order to reach a complete operational Iberian Electricity Market (MIBEL), and strengthening the Internal Energy Market (IEM), the increase of the interconnection between Spain and Portugal is needed. A new OHL 400kV interconnection between Fontefría (Spain) and Ponte de Lima (Portugal). Internal reinforcements complement the cross border section, such as the axis in Spain between Fontefría and Beariz and in Portugal between Ponte de Lima (previously Viana do Castelo), Vila Nova de Famalicão (previously Vila do Conde) and Vermoim/Recarei. This project was included in the 2013 and 2015 PCI list (PCI 2.17).

Classification Mid-term Project
 Boundary Portugal - Spain
 PCI label 2.17
 Promoted by REE;REN



| Investments | | | | | | | | |
|---------------|--|------------------|-----------------------------|--|----------------|--------------------|----------------------------|---|
| Investment ID | Description | GTC Contribution | Substation 1 | Substation 2 | Present Status | Commissioning Date | Evolution since TYNDP 2014 | Evolution Driver |
| 18 | New northern interconnection. New double circuit 400kV OHL between Beariz (ES) - Fontefría (ES). | 100% | Beariz (ES) | Fontefría (ES) | Permitting | 2017 | Delayed | The delay of this investment is affected by the explanation in the investment 496. Also, environmental problems lead to re-routing. |
| 496 | Interconnection 400kV Fontefría (ES) - Ponte de Lima (PT) - Vila Nova de Famalicão (PT). | 100% | Fontefría (ES) | Vila Nova de Famalicão (PT) (By Ponte de Lima) | Permitting | 2018 | Delayed | Due to local opposition in the border area REN had to withdraw the Portuguese section of the interconnection of the ongoing EIA process to maintain the schedule of other investments included in the EIA needed for connecting new hydro in Cávado |
| 497 | New double circuit 400kV OHL between Vila Nova de Famalicão (PT) - Recarei/Vermoim (PT). | 100% | Vila Nova de Famalicão (PT) | Recarei/Vermoim (PT) | Commissioned | 2015 | Investment on time | Line commissioned |
| 498 | New northern interconnection. New 400kV substation Fontefría (ES), previously O Covelo. | 100% | Fontefría (ES) | | Permitting | 2017 | Delayed | The delay of this investment is affected by the explanation in the investment 496. Also, environmental problems lead to re-routing |

| | | | | | | | |
|-----|--|------|-----------------------------|--------------|------|--------------------|--|
| 499 | New northern interconnection. New 400kV substation Beariz (ES), previously Boboras | 100% | Beariz (ES) | Permitting | 2017 | Delayed | The delay of this investment is affected by the explanation in the investment 496. Also, environmental problems lead to re-routing |
| 500 | New 400/150kV substation Ponte de Lima (PT), previously V. Castelo. | 100% | Ponte de Lima (PT) | Permitting | 2018 | Delayed | Substation renamed to Ponte de Lima. See Investment 496. |
| 501 | New 400kV substation Vila Nova de Famalicão (PT), previously Vila do Conde. | 100% | Vila Nova de Famalicão (PT) | Commissioned | 2015 | Investment on time | Substation commissioned. |

Additional Information

Clustering: the project consists on a set of investments in the same transport corridor, based on a 400 kV OHL axis linking the substations of Beariz and Fontefría, in Spain, with P. Lima-V. N. Famalicão-Recarei/Vermoim, in Portugal. These reinforcements are all needed (as they are in series) to achieve the main objectives of the project: reinforcement of the interconnection capacity between Portugal and Spain having in mind the MIBEL targets agreed by the Portuguese and Spanish governments and also to allow Portugal to achieve the 10% interconnection ratio defined by the EC, both contributing for the IEM.

Project website

<http://www.ree.es/es/actividades/gestor-de-la-red-y-transportista/proyectos-de-interes-comun-europeos-pic> ;

http://www.ren.pt/pt-PT/o_que_fazemos/projetos_interesse_2015/

PCI page – link to EC platform

http://ec.europa.eu/energy/infrastructure/transparency_platform/map-viewer/m/main.html

Other links:

Spanish National Development Plan

<http://www.minetur.gob.es/energia/planificacion/Planificacionelectricidadygas/desarrollo2015-2020/Paginas/desarrollo.aspx>

Portuguese National Development Plan

http://www.erse.pt/pt/consultaspublicas/consultas/Documents/53_Proposta%20PDIRT-E_2015/PDIRT%202016-2025%20-%20Junho%202015%20-%20Relat%C3%B3rio.pdf

Inter-Governmental agreement (Madrid Declaration)

<https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/Madrid%20declaration.pdf>

Constitution of the High Level Group on Interconnections for South West Europe

The High Level Group is responsible to prepare a plan to implement the [Madrid Declaration](#) and ensure regular monitoring of progress of the projects and provide adequate technical assistance to the Member states. The group will deal with both gas and electricity infrastructure.

http://europa.eu/rapid/press-release_IP-15-5187_en.htm

XXII Portuguese-Spanish Summit (main conclusions)

Main conclusions from the XXII Portuguese-Spanish summit where both governments agreed to continue working on the definition and routes for two new interconnection in order to reach a interconnection capacity of 3000 MW by 2010 between both countries.

http://www.erse.pt/pt/mibel/construcaoesenvolvimento/Documents/CONCLUS%C3%95ES%20CIMEIRA_BADAJOS_2006.pdf

Investment needs

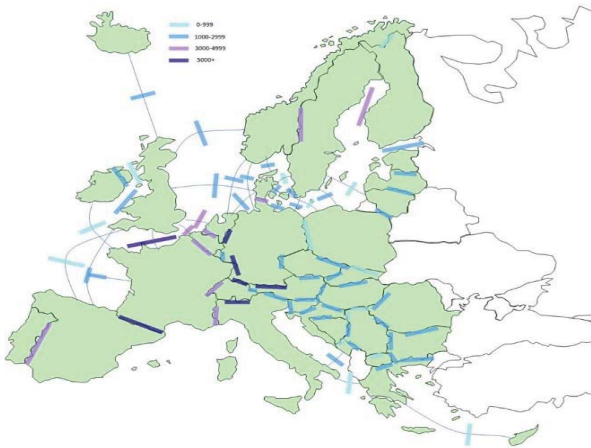
In 2006 the Spanish and Portuguese governments set the goal to reach 3000 MW of exchange capacity in the ES-PT border (in both directions) in order to reach a complete operational Iberian Electricity Market (MIBEL). It has been identified the need to have, in 2010, two new interconnections, one in the south and another in the north

In 2014 the new Southern interconnection Puebla de Guzmán (ES) – Tavira (PT) entered into full operation, reinforcing the capacity, mainly in the direction from Portugal to Spain, and reducing the congestion level in around 6%.

However, the Spain to Portugal direction still needs to overcome existing (and future) restrictions in the northern part of the border. In fact according to the market studies performed in TYNDP framework it is expected that this direction will be the most used in the following decade. Although the congestion rate in the Spain to Portugal direction in 2014 was low (4%), without this new project it can increase up to 17%-53% in 2030 (depending on the scenario), while with the new project the congestions are limited to 3%-9% in 2030 (depending on the scenario).

The Declaration of Madrid of the Energy Interconnection Links Summit among the Governments of France, Spain and Portugal, the EC and the EIB, highlights the urgency of implementing the already planned interconnections Portugal-Spain and Spain-France and conduct further investigations aiming at developing electrical interconnection projects in order to reach 8 GW capacity for the France-Spain border in order to meet the ambitious deadline of achieving the interconnection objective by 2020.

The GTC is common to all Visions, so a comparison between the ratio SEW/GTC only depends from the SEW values. The SEW reflects the benefit of a higher market integration provided by the increase of the interconnection capacity allowing a better optimization of the generation mix. For a GTC increase of 1 GW the ratio SEW/GTC is in the range 7 to 48 M€/GW/year (depending on the scenario).



Project Cost Benefit Analysis

This project has been assessed by ENTSO-E in line with the Cost Benefit Analysis methodology, approved by the EC in February 2015.

The indicators B6/B7 reflect particular technical system aspects of projects based on a summation of qualitative performance indicators, in line with the CBA methodology; these cannot be used as a proxy for the security of supply indicator.

The assessment of losses variations induced by the projects improved in the TYNDP 2016 compared to the TYNDP 2014 with a comprehensive all year round computations on a wide-area model capturing all relevant flows.

The results must however be considered with caution and not totally reliable due to their very high sensitivity to assumptions regarding the detailed location of generation which are not secured.

General CBA Indicators

| | |
|---|---|
| Delta GTC contribution (2020) [MW] | PT-ES: [700 ; 1000] ES-PT: [1300 ; 1900] |
| Delta GTC contribution (2030) [MW] | PT-ES: [700 ; 1000] ES-PT: [1300 ; 1900] |
| Capex Costs 2015 (M€) Source: Project Promoter | 128 ±12.8 |
| Cost explanation | Uncertainty includes total length of lines, extra costs due to safety, and environmental or legal requirements imposed during permit grating process. The cost magnitude of the project (CAPEX cost) is of the same magnitude as in previous TYNDP. |
| S1 | Negligible or less than 15km |
| S2 | Negligible or less than 15km |
| B6 | + |
| B7 | ++ |

| Scenario specific CBA indicators | EP2020 | Vision 1 | Vision 2 | Vision 3 | Vision 4 |
|----------------------------------|---------|----------|----------|----------|-----------|
| B1 SoS (MWh/yr) | N/A | N/A | N/A | N/A | N/A |
| B2 SEW (MEuros/yr) | <10 | 40 ±10 | 60 ±10 | 10 ±10 | 70 ±10 |
| B3 RES integration (GWh/yr) | <10 | 10 ±10 | 150 ±20 | 50 ±20 | 430 ±140 |
| B4 Losses (GWh/yr) | 25 ±25 | 75 ±25 | 100 ±25 | 75 ±25 | 100 ±25 |
| B4 Losses (Meuros/yr) | 1 ±1 | 4 ±1 | 4 ±2 | 4 ±2 | 6 ±2 |
| B5 CO2 Emissions (kT/year) | 300 ±60 | 500 ±100 | 300 ±100 | ±100 | -300 ±100 |

In the Cost Benefit Analysis it was used the GTC increase upper limit (PT->ES 1000MW; ES->PT 1900 MW)

Savings in variable generation costs (SEW) in 2020 EP, 2030 V1 and 2030 V2 are caused mainly by a decrease of CCGTs in Portugal compensated by an increase of coal in Spain and Central Europe (In 2020 EP, 2030 V1 and 2030 V2 generation from coal is cheaper than from gas due to the fairly low CO2 prices). This situation results in a global increase of CO2 emissions as the CO2 emission factor is higher for coal when compared with gas..

In 2030 V3 and V4 the SEW benefits are caused by a decrease of CCGTs in Portugal compensated by an increase of less expensive technologies like nuclear and renewables. This situation results in a global decrease of CO2 emissions. In every scenario Portugal continues to be a net importer and Iberian Peninsula (mainly Spain) reduces spillage.

In addition, SEW in 2020 is lower than in 2030 due to less potential for optimization of unit commitment, and less gas to be substituted by coal and is higher in the 2030 top-down visions, especially in V4 which imply higher efficiency of a European common approach for optimizing the location of RES versus national and independent approaches of RES policies.

The project does not contribute to avoid ENS at national level (as scenarios, according to ENTSO-E assumptions, are build to fulfil adequacy requirements) nor at local level in the area of the connection points. However a higher meshing in Iberian Peninsula would improve the overall system security and its robustness from the dynamic point of view.

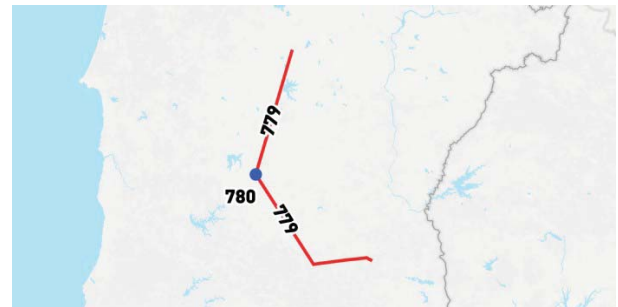
The project's SEW accounts for saving in generation fuel and operating costs. The project could also enable savings avoiding investments in generation capacity, in particular for projects connecting electric peninsulas. The aspect has not been considered in the CBA methodology

| Complementary information about the border on which the project is located | Vision 1 | Vision 2 | Vision 3 | Vision 4 |
|--|----------|----------|----------|----------|
| Average marginal cost difference in the reference case [€/MWh] | 0.54 | 1.18 | 0.48 | 2.08 |
| Standard deviation marginal cost difference in the reference case [€/MWh] | 3.65 | 6.23 | 5.31 | 11.39 |
| Reduction of marginal cost difference due to all mid-term and long-term projects [€/MWh] | 4.96 | 8.37 | 4.10 | 8.92 |

Project 85 - Integration of RES in Alentejo

The main objective of this project consists in introducing the network reinforcements that are needed to allow the connection of new RES generation (mostly solar but also some wind) that is foreseen for the south region of Portugal, where the solar potential is considerably high. The project includes two new 400 kV OHL that will constitute a new axis between F. Alentejo-Ourique-Tavira substations. It is also included the expansion of the Ourique substation to include the 400 kV voltage level.

Classification Long-term Project
 Boundary Internal boundary in Portugal (Alentejo)
 PCI label
 Promoted by REN



| Investments | | | | | | | | |
|---------------|--|------------------|--------------------------|---------------------|----------------|--------------------|----------------------------|------------------|
| Investment ID | Description | GTC Contribution | Substation 1 | Substation 2 | Present Status | Commissioning Date | Evolution since TYNDP 2014 | Evolution Driver |
| 779 | New 107 km double-circuit 400+150 kV OHL F. Alentejo-Ourique-Tavira. | 100% | F. Alentejo (by Ourique) | Tavira (by Ourique) | Planning | 2025 | Investment on time | Project on time |
| 780 | Extension of existing Ourique substation to include 400 kV facilities. | 100% | Ourique (PT) | | Planning | 2024 | Investment on time | Project on time |

Additional Information

Portuguese National Development Plan:

http://www.erse.pt/pt/consultaspublicas/consultas/Documents/53_Proposta%20PDIRT-E_2015/PDIRT%202016-2025%20-%20Junho%202015%20-%20Relat%C3%B3rio.pdf

Clustering: the project consists of a new axis connecting Ferreira do Alentejo and Tavira substations, with an intermediate substation (Ourique) that will need to be expanded to include the 400 kV voltage level. All investments are in series so a lack of any of them will not allow to get the full GTC increase of the project.

Investment needs

This project integrates new amounts of solar (and also some wind) generation in the south regions of Portugal. The existing network at 150 kV is not sufficient to integrate the expected new significant amounts of power and a new 400 kV axis should be launched in this region, establishing a connection between the two southern interconnections between Portugal and Spain: the Ferreira do Alentejo-Alqueva (PT) to Brovales (ES), and the Tavira (PT) to Puebla de Guzmán

(ES). This axis will also close a 400 kV ring in the southern part of Portugal that will guarantee the network integration of the new RES and at the same time the load growth in the region (Algarve is one of the regions that presents the biggest growth rate in Portugal), in a safe and quality manner.

This project includes a new 400 kV axis between the two already in service F. Alentejo and Tavira substations, together with the expansion of Ourique substation to introduce the 400 kV voltage level, where new generation will be connected directly. The new axis F. Alentejo-Ourique-Tavira, constitutes a new transport corridor that increases network capacity and also ensures n-1 security in case of a failure.

The GTC is common to all Visions, so the comparison among SEW/GTC ratios depends only from the SEW values. The SEW of the project reflects the benefit of integrating new generation (RES) that will replace more expensive generation (fossil fuel based generation).



Project Cost Benefit Analysis

This project has been assessed by ENTSO-E in line with the Cost Benefit Analysis methodology, approved by the EC in February 2015.

The indicators B6/B7 reflect particular technical system aspects of projects based on a summation of qualitative performance indicators, in line with the CBA methodology; these cannot be used as a proxy for the security of supply indicator.

The assessment of losses variations induced by the projects improved in the TYNDP 2016 compared to the TYNDP 2014 with a comprehensive all year round computations on a wide-area model capturing all relevant flows.

The results must however be considered with caution and not totally reliable due to their very high sensitivity to assumptions regarding the detailed location of generation which are not secured.

| General CBA Indicators | |
|---|---|
| Delta GTC contribution (2020) [MW] | Delta GTC was not checked for 2020 and the 2030 values were considered for SEW, RES and CO2 assessment. |
| Delta GTC contribution (2030) [MW] | outside-inside: - |
| | inside-outside: 1400 |
| Capex Costs 2015 (M€) Source: Project Promoter | 70.3 ±7 |

| | |
|------------------|--|
| Cost explanation | Uncertainty regarding total length of lines, extra costs due to safety, environmental or legal requirements imposed during permit grating process. Cost same magnitude as in TYNDP2014. Only CAPEX |
| S1 | Negligible or less than 15km |
| S2 | Negligible or less than 15km |
| B6 | + |
| B7 | + |

| Scenario specific CBA indicators | EP2020 | Vision 1 | Vision 2 | Vision 3 | Vision 4 |
|----------------------------------|--------|-----------|-----------|-----------|------------|
| B1 SoS (MWh/yr) | N/A | N/A | N/A | N/A | N/A |
| B2 SEW (MEuros/yr) | N/A | 20 ±10 | 120 ±20 | 40 ±10 | 240 ±40 |
| B3 RES integration (GWh/yr) | N/A | 290 ±60 | 1340 ±270 | 490 ±100 | 2750 ±550 |
| B4 Losses (GWh/yr) | N/A | 0 ±25 | 0 ±25 | 0 ±25 | 75 ±25 |
| B4 Losses (Meuros/yr) | N/A | 0 ±1 | 0 ±1 | 0 ±1 | 5 ±2 |
| B5 CO2 Emissions (kT/year) | N/A | -100 ±100 | -500 ±100 | -200 ±100 | -1000 ±200 |

Savings in variable generation costs (SEW) and reduction on CO2 emissions are caused by the integration of new RES generation in the system replacing fossil fuel based generation. Therefore the highest values are reached in the scenarios with higher RES integration.

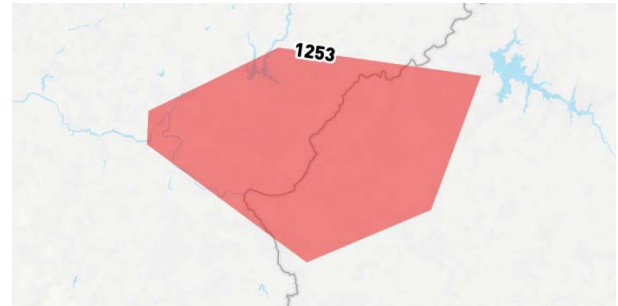
There is an increase of losses in the scenarios where RES integration is very high. The location of this new generation is further from the load centres and this new renewable generation is replacing conventional generation located closer the load centres.

Regarding the S1 (protected areas) and S2 (urbanised areas) indicators, the definitive routes of the projects are still to be determined, but they will always be selected taking the objective of minimizing impact.

Project 257 - Douro Spanish-Portuguese reinforcement

A new cross border Spanish-Portuguese reinforcement in the area of Douro river (conceptual project not defined)

Classification Future Project
 Boundary Spain - Portugal
 PCI label
 Promoted by REE;REN



| Investments | | | | | | | | |
|---------------|-------------|------------------|--------------|--------------|---------------------|--------------------|----------------------------|------------------|
| Investment ID | Description | GTC Contribution | Substation 1 | Substation 2 | Present Status | Commissioning Date | Evolution since TYNDP 2014 | Evolution Driver |
| 1253 | | 100% | | | Under Consideration | 2030 | New Investment | New investment |

Additional Information

A new cross border Spanish-Portuguese reinforcement in the area of Douro river (conceptual project not defined in this TYNDP release)

Investment needs

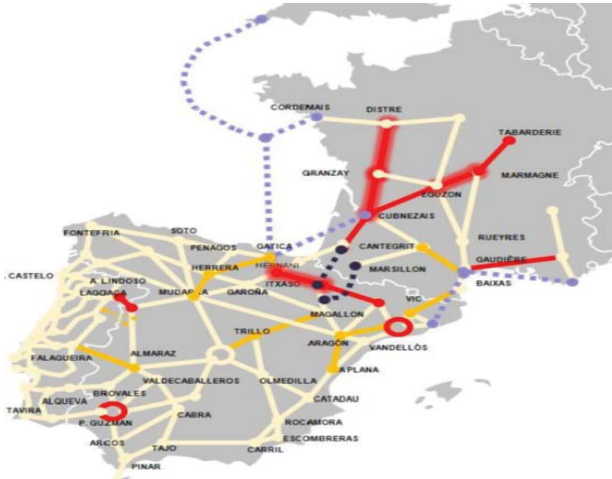
Market analysis performed during the Common Planning Studies 2015, considering high RES scenarios (TYNDP 2014 Vision 4), revealed potential benefits in an increase of 1 GW in the interconnection capacity between Portugal and Spain (in both directions), from 3.2 GW to 4.2 GW.

The results of the network studies performed during the Common Planning Studies 2015 which considered the most up-to-date information available at that time concerning the expected future demand and generation as well as their location showed that the planned new northern interconnection between Galicia in Spain and Minho in Portugal (Project 4) could allow to reach up to 4.2 GW in the direction from Spain to Portugal. In the opposite direction, from Portugal to Spain, the studies performed with the new northern interconnection (Project 4) showed that the new interconnection values could only reach up to 3.5 GW, limited by bottlenecks in the Douro river region, highly affected by the hydro and wind production in the north area.

Thus, and beyond the new northern interconnection between Galicia and Minho (Project 4), a new conceptual project consisting of new reinforcements in the Portuguese and Spanish networks at the Douro region has been proposed for a CBA assessment in the ENTSO-E TYNDP 2016 framework.

The GTC is common to all Visions, so a comparison between the ratio SEW/GTC only depends from the SEW values. The SEW reflects the benefit of a higher market integration provided by the increase of the interconnection capacity

allowing a better optimization of the generation mix. For a GTC increase of 1 GW the ratio SEW/GTC is in the range 2 to 6 M€/GW/year (depending on the scenario).



Project Cost Benefit Analysis

This project has been assessed by ENTSO-E in line with the Cost Benefit Analysis methodology, approved by the EC in February 2015.

The indicators B6/B7 reflect particular technical system aspects of projects based on a summation of qualitative performance indicators, in line with the CBA methodology; these cannot be used as a proxy for the security of supply indicator.

| General CBA Indicators | |
|---|---|
| Delta GTC contribution (2020) [MW] | Delta GTC was not checked for 2020 and the 2030 values were considered for SEW, RES and CO2 assessment. |
| Delta GTC contribution (2030) [MW] | PT-ES: 700 ES-PT: 300 |
| Capex Costs 2015 (M€) Source: Project Promoter | |
| Cost explanation | As the project is considered a conceptual project (with no definition of investments) the cost isn't available. |
| S1 | NA |
| S2 | NA |
| B6 | + |
| B7 | + |

| Scenario specific CBA indicators | EP2020 | Vision 1 | Vision 2 | Vision 3 | Vision 4 |
|----------------------------------|--------|----------|----------|----------|----------|
| B1 SoS (MWh/yr) | N/A | N/A | N/A | N/A | N/A |
| B2 SEW (MEuros/yr) | N/A | <10 | <10 | <10 | <10 |
| B3 RES integration (GWh/yr) | N/A | <10 | 10 ±<10 | <10 | 40 ±20 |
| B4 Losses (GWh/yr) | N/A | N/A | N/A | N/A | N/A |
| B4 Losses (Meuros/yr) | N/A | N/A | N/A | N/A | N/A |
| B5 CO2 Emissions (kT/year) | N/A | ±100 | ±100 | ±100 | ±100 |

As the project is considered a conceptual project with no definition of investments, only CBA indicators coming from market studies are provided. The GTC increase corresponds therefore to the need resulting from the Common Planning Studies in the RgIP 2015.

The project's SEW accounts for saving in generation fuel and operating costs. The project could also enable savings avoiding investments in generation capacity, in particular for projects connecting electric peninsulas. The aspect has not been considered in the CBA methodology

As the accurate location and project scope are still under investigation, B4 indicator (impact on losses) was not assessed

| Complementary information about the border on which the project is located | Vision 1 | Vision 2 | Vision 3 | Vision 4 |
|--|----------|----------|----------|----------|
| Average marginal cost difference in the reference case [€/MWh] | 0.54 | 1.18 | 0.48 | 2.08 |
| Standard deviation marginal cost difference in the reference case [€/MWh] | 3.65 | 6.23 | 5.31 | 11.39 |
| Reduction of marginal cost difference due to all mid-term and long-term projects [€/MWh] | 4.96 | 8.37 | 4.10 | 8.92 |



07 ANEXOS

ANEXO 11

VALORES PREVISIONAIS DA CARGA
SIMULTÂNEA E DA PONTA MÁXIMA NOS
HORIZONTES 2018, 2022 E 2027

REN 

Página em Branco

| AGREGAÇÃO DAS SUBESTAÇÕES AT DA RND POR SUBESTAÇÃO MAT/AT DA RNT Situação em 31 Dez 2016 | | | |
|--|---|---|---|
| Subestação AT da RND | | | |
| Injetor MAT/AT RNT | ALQUEVA Amareleja Brinches Moura Reguengos de Monsaraz Serpa | C. BRANCO Alcains Castelo Branco Oleiros Sr.ª. Graça Talagueira | FRADES Caniçada Vila da Ponte (Móvel) |
| | ALTO DE MIRA Cacém Casal de São Brás Janas Mem Martins Pêro Pinheiro Queluz Reboleira Rio Mouro Sabugo Venda Nova (TP1) Venteira | CHAFARIZ Celorico Cerdeira Guarda Pinhel Trancoso | FERNÃO FERRO Aroeira Barreiro Coima Fogueteiro Quimiparque Quinta do Conde Santana Seixal Vila Chã |
| | | CUSTÓIAS Boavista Campo Alegre Custóias Matosinhos Matosinhos Sul Sta. Cruz do Bispo | |
| | A. S. JOÃO Arco Carvalhão Marvila (TP 2) Santa Marta (TP 2 e 3) Vale Escuro (TP 2) | ERMESINDE Antas Campo 24 de Agosto Fânzeres Gondomar Jovim Palmilheira | F. ALENTEJO Alcácer do Sal Aljustrel Beja Ferreira do Alentejo Vale do Gaio |
| | BATALHA Andrinos Azóia Casal da Areia Casal da Lebre Fátima Marinha Grande Parceiros São Jorge | ESTARREJA Albergaria Arada Avanca Oliveira Azeméis Ovar Sever do Vouga Vale Cambra Vista Alegre | FERRO Belmonte Fundão Meimoa Sabugal Santa Luzia Tortosendo Várzea |
| | | | |
| | CANELAS Espinho Nogueira da Regedoura Pedroso Sanguedo Santa Marinha Serra do Pilar Serzedo V. Paraíso V.N. Gaia Verdinho | ESTOI Faro Loulé Olhão Quarteira São Brás de Alportel Tavira Torre Natal | FEIRA Arouca Carrregosa Devesa Velha Feira Inha Rio Meão S. João da Madeira Gala |
| | | | |
| | CARRICHE Alameda Alto do Lumiar Arroja Colombo (TP 1) Entrecampos (TP 1 e 3) Luz (TP 1) Parque (TP 2) Qta. Caldeira Senhor Roubado Telheiras (TP 2) Vale Escuro (TP 1) | ÉVORA Caeira Évora Montemor Terena Vendas Novas (TP 1) Viana do Alentejo | LAVOS Louriçal S. Julião Soure Vila Robim |
| | | | |
| | CARRAPATEL Marco Canaveses | FANHÕES Gradil Caneças Fanhões Loures Maфра Mercado Póvoa Venda do Pinheiro | M. CAVALEIROS Bragança Macedo de Cavaleiros |
| | | | |
| | | | MOGADOURO Mogadouro |
| | | | MOURISCA Águeda Aveiro Barrô Esgueira Gafanha Ílhavo Oliveira do Bairro |
| | | OLEIROS Alvelos Amares Braga Lamações Lijó Penide S.M. Dume Turiz | |
| | | PEDRALVA Arcos de Valdevez (Móvel) Lindoso Roussas Touvedo Trovisco | |
| | | POCINHO Marvão Mirandela Pocinho | |

| AGREGAÇÃO DAS SUBESTAÇÕES AT DA RND POR SUBESTAÇÃO MAT/AT DA RNT Situação em 31 Dez 2016 | | | | | | |
|--|------------|--|-----------|--|--------------|--|
| Subestação AT da RND | | | | | | |
| Injector MAT/AT RNT | PARAÍMO | Bustos Cantanhede Mira Mogoforos Pampilhosa Tocha | SACAVÉM | Aeroporto Anaia Camarate Expo Norte Expo Sul Gago Coutinho Marvila Moscavide | TRAJOUCE | Abóboda Alcoitão Birre Capa Rota Cascais Estoril Figueirinha Leião Parede Ranholas (Móvel) São Marcos |
| | PEREIOS | Agueira Alegria Alfarelos Alto S. João Antanol Condeixa Corrente Lousã Miranda do Corvo Mortágua Relvinha Taveiro | SANTARÉM | Alcanede Almeirim Cartaxo Norte (Móvel) Fontainhas Glória São Bento Vale Figueira | VALDIGEM | Jorjais Lamego Pinhão Telheira Varosa Vila da Rua |
| | PENELA | Alvaiázere Pedrogão (Móvel) Pontão | SETE RIOS | Amoreiras Arco Carvalhão Colombo (TP 2) Entrecampos (TP 1 e 3) Luz (TP 2) Norte (TP 1) Parque Praça da Figueira Santa Marta (TP 1 e 4) Telheiras (TP 1) | VERMOIM | Alfena Amieira Beiriz Gueifães Maia Mindelo Mosteiró Muro Vila de Conde |
| | PRELADA | Lapa Monte de Burgos Paranhos Victória | SETUBAL | Brasil Carrascas Moita Montijo Pegões Pinhal Novo Quinta do Anjo Sado São Francisco São Sebastião Terroa Vendas Novas (TP 2) | VILA CHÁ | Gouveia Loriga Mangualde Nelas OL Hospital Sabugueiro Seia Tondela |
| | POMBAL | Ortigosa Pinheiros Pombal Ranha | SINES | Comporta Monte Feio Santiago de Cacém Vila Nova de Milfontes | VILA FRIA | Âncora Feitosa Fonte Boa France Monserrate S. R. Neiva Sta. Marta do Portuzelo Valença |
| | PORTIMÃO | Aljezur Lagos Monchique Portimão Porto de Lagos S. Teotónio Vila do Bispo | TÁBUA | Candosa Carregal do Sal Fronhas | VALPAÇOS | Chaves Morgade Valpaços |
| | PORTO ALTO | Carrascal Coruche Mexeeiro | TORRÃO | Bustelo Entre-os-Rios Fornos Lousada | V. P. AGUIAR | Soutelo Vidago |
| | RECAREI | Lordelo Paços de Ferreira Rebordosa Santiago de Subarrifana Valongo | TAVIRA | Almodôvar Cachopo Porteirinhos | ZAMBUJAL | Barcarena Boavista Central Tejo Miraflores São Ciro Venda Nova (TP 2) Zambujal |
| | RIBA D'AVE | Areias Barrosas (Móvel) Caniços Ermal Lamas Lameirinho Lousado Pevidém Requião Ruivães S. J. Ponte S. M. Campo Sousa | TRAFARIA | Costa da Caparica Laranjeiro Mutela Portagem Sobreda | ZÉZERE | Alter do Chão Almourol Belver Entroncamento Maranhão Olho de Boi Ourém Ponte de Sôr Santa Cita Setã Serrada Grande Venda Nova Vila Moreira |
| | RIO MAIOR | Atouguia Cadaval Caldas Rainha Cela Rio Maior Sancheira Stº. Onofre Turquel | TUNES | Albufeira Armação de Pera Lagoa Montechoro São Bartolomeu de Messine Silves Tunes Vilamoura Vilamoura B | | |

| VALORES PREVISIONAIS DA CARGA SIMULTÂNEA PARA OS PONTOS DE ENTREGA (PdE) da RNT | | | | | | | | | | | | | |
|---|-------|------|---------|------|-------|------|--|-------|------|---------|------|-------|------|
| (PARA EFEITOS DE SIMULAÇÃO DAS SITUAÇÕES TÍPICAS DE FUNCIONAMENTO DA RNT) | | | | | | | | | | | | | |
| Horizonte 2018 | | | | | | | | | | | | | |
| Época Sazonal Regime de Carga Pontos de Entrega AT | Ponta | | Inverno | | Vazio | | Época Sazonal Regime de Carga Pontos de Entrega AT | Ponta | | Inverno | | Vazio | |
| | MW | Mvar | MW | Mvar | MW | Mvar | | MW | Mvar | MW | Mvar | MW | Mvar |
| Existentes | | | | | | | Rio Maior | 144.3 | 38.2 | 98.0 | 22.0 | 62.2 | 13.8 |
| Alcochete ^{a)} | 55.8 | 7.8 | 45.8 | 9.0 | 33.3 | 7.0 | Sacavém | 194.5 | 11.1 | 139.6 | 6.8 | 87.3 | 2.8 |
| Alqueva | 34.1 | 4.2 | 21.6 | 3.4 | 12.1 | 1.9 | Santarém | 87.7 | 8.9 | 60.3 | 17.7 | 35.0 | 8.7 |
| Alto de Mira | 249.1 | 44.0 | 164.1 | 19.3 | 92.1 | 8.5 | Sete Rios | 203.7 | 22.9 | 143.3 | 17.4 | 81.8 | 7.1 |
| Alto de São João | 61.5 | 6.0 | 40.8 | 3.4 | 23.3 | 1.3 | Setúbal | 215.8 | 30.3 | 177.5 | 35.0 | 128.9 | 27.0 |
| Batalha | 222.9 | 45.6 | 160.1 | 28.7 | 98.7 | 14.5 | Sines | 99.6 | 13.3 | 79.7 | 10.9 | 61.4 | 6.4 |
| Bodiosa | 112.7 | 13.4 | 80.8 | 16.4 | 50.9 | 9.0 | Tábua | 31.4 | 9.7 | 22.8 | 9.1 | 12.1 | 5.7 |
| Canelas | 285.0 | 57.3 | 177.6 | 34.2 | 98.2 | 19.3 | Tavira | 25.1 | 5.5 | 17.2 | 4.7 | 11.4 | 2.7 |
| Carrapateiro | 27.6 | 5.6 | 20.8 | 7.3 | 10.9 | 4.7 | Torrão | 75.5 | 8.2 | 53.3 | 7.1 | 28.5 | 3.5 |
| Carregado | 133.5 | 11.9 | 104.3 | 18.8 | 60.3 | 6.7 | Trafaria | 110.3 | 9.4 | 75.8 | 12.6 | 45.0 | 3.8 |
| Carriche | 197.9 | 22.1 | 141.7 | 14.3 | 77.1 | 6.8 | Trajouce | 241.9 | 29.4 | 180.3 | 26.8 | 111.1 | 10.5 |
| Carvoeira | 110.9 | 15.5 | 54.6 | 12.0 | 22.7 | 6.8 | Tunes | 122.3 | 23.3 | 87.7 | 19.0 | 61.5 | 9.8 |
| Castelo Branco | 48.2 | 8.1 | 33.8 | 5.2 | 19.5 | 2.6 | V. P. Aguiar | 22.9 | 4.3 | 15.6 | 3.6 | 10.1 | 1.6 |
| Chafariz | 51.8 | 13.3 | 38.1 | 10.5 | 24.6 | 7.0 | Valdigem | 112.0 | 21.9 | 71.5 | 18.5 | 44.4 | 9.4 |
| Custóias | 204.6 | 34.6 | 154.3 | 23.2 | 88.5 | 9.4 | Valpaços | 34.2 | 6.4 | 27.4 | 6.3 | 18.5 | 2.9 |
| Ermesinde | 179.1 | 22.4 | 127.2 | 15.3 | 68.8 | 7.5 | Vermoim | 322.9 | 65.0 | 223.7 | 43.1 | 116.4 | 22.9 |
| Estarreja | 228.1 | 42.8 | 162.4 | 31.1 | 97.7 | 21.0 | Vila Chã | 94.9 | 24.3 | 66.9 | 16.2 | 30.6 | 9.7 |
| Estoi | 141.4 | 25.9 | 97.2 | 24.1 | 65.2 | 14.0 | Vila Fria | 200.1 | 48.6 | 145.3 | 40.6 | 97.2 | 26.5 |
| Estremoz | 55.0 | 5.8 | 34.4 | 5.7 | 15.1 | 1.3 | Zambujal | 135.9 | 24.4 | 93.0 | 14.5 | 57.8 | 5.1 |
| Évora | 86.0 | 15.1 | 61.1 | 10.8 | 35.3 | 2.6 | Zêzere | 214.4 | 31.4 | 152.7 | 23.1 | 87.9 | 14.8 |
| Fafe | 137.9 | 26.2 | 92.4 | 10.3 | 44.2 | 8.9 | | | | | | | |
| Falagueira | 57.1 | 12.3 | 41.8 | 7.8 | 27.2 | 3.6 | | | | | | | |
| Fanhões | 158.1 | 26.2 | 122.7 | 21.3 | 86.4 | 16.9 | Clientes MAT existentes | | | | | | |
| Feira | 134.1 | 34.5 | 86.3 | 8.9 | 43.8 | 12.2 | Artlant | 14.4 | 4.7 | 9.0 | 4.3 | 1.4 | 0.6 |
| Fernão Ferro | 179.6 | 7.6 | 116.9 | 12.4 | 66.9 | 3.0 | Lusosider | 5.4 | -0.2 | 3.6 | -0.2 | 1.8 | -0.9 |
| Ferreira do Alentejo | 74.4 | 9.1 | 54.1 | 8.5 | 24.5 | 3.9 | Maia | 94.5 | 27.2 | 58.1 | 10.8 | 3.6 | 0.5 |
| Ferro | 81.6 | 19.9 | 52.3 | 14.3 | 30.6 | 7.5 | Neves Corvo | 30.6 | 8.3 | 22.5 | 6.2 | 3.6 | 0.7 |
| Frades | 11.8 | 8.1 | 7.4 | 3.2 | 4.2 | 2.8 | Petrogal | 22.5 | 8.2 | 17.1 | 6.5 | 3.6 | 1.3 |
| Lavos | 159.7 | 31.6 | 138.7 | 28.7 | 122.0 | 23.3 | Refer - Ermidas-Sado | 3.6 | 0.1 | 1.8 | -0.1 | 0.2 | -0.2 |
| Macedo de Cavaleiros | 41.9 | 10.5 | 31.4 | 7.3 | 21.0 | 4.9 | Refer - Fatela | 0.9 | -1.4 | 0.4 | -0.7 | 0.1 | -0.9 |
| Mogadouro | 11.4 | 3.0 | 8.2 | 2.0 | 5.2 | 1.0 | Refer - Fogueteiro | 5.4 | 1.8 | 2.7 | 0.6 | 0.5 | -0.1 |
| Mourisca | 229.0 | 39.0 | 170.3 | 30.7 | 84.2 | 18.5 | Refer - Gouveia | 2.7 | -2.2 | 1.4 | -1.0 | 0.5 | -1.2 |
| Oleiros | 200.5 | 51.3 | 133.3 | 36.9 | 69.7 | 20.8 | Refer - Luzianes | 1.8 | -0.2 | 0.9 | -0.3 | 0.2 | -0.5 |
| Ourique ^{a)} | 11.3 | 6.8 | 7.4 | 4.1 | 4.3 | 2.2 | Refer - Monte Da Pedra | 2.7 | -0.2 | 1.4 | -0.1 | 0.2 | -0.2 |
| Paraimo | 88.7 | 16.8 | 65.1 | 13.6 | 41.0 | 9.2 | Refer - Mortágua | 2.7 | -2.1 | 1.4 | -1.1 | 0.2 | -1.0 |
| Pedralva | 21.6 | 6.2 | 15.5 | 4.0 | 7.2 | 1.8 | Refer - Pegões | 4.1 | -0.4 | 1.4 | -0.3 | 0.2 | -0.2 |
| Penela | 18.3 | 5.3 | 15.4 | 4.8 | 7.3 | 2.2 | Refer - Quinta do Anjo | 13.5 | 2.8 | 6.3 | 1.0 | 2.7 | -0.1 |
| Pereiros | 200.7 | 27.6 | 143.2 | 20.4 | 89.2 | 17.1 | Refer - Quinta Grande | 3.6 | -0.3 | 1.4 | 0.0 | 0.2 | 0.0 |
| Pocinho | 31.3 | 5.8 | 22.1 | 5.1 | 13.8 | 2.1 | Refer - Rodão | 0.9 | -0.6 | 0.5 | -0.3 | 0.2 | -0.6 |
| Pombal | 78.6 | 15.6 | 52.1 | 10.8 | 28.1 | 5.4 | Refer - Sobral | 2.3 | -2.3 | 1.4 | -1.7 | 0.2 | -0.4 |
| Portimão | 81.8 | 13.7 | 60.3 | 10.8 | 42.2 | 3.8 | Refer - Urrô | 1.8 | -0.2 | 0.9 | -0.5 | 0.2 | -0.1 |
| Porto Alto | 47.4 | 5.2 | 33.8 | 6.0 | 19.5 | 2.9 | Seixal-Longos | 126.5 | 32.7 | 84.2 | 17.3 | 6.3 | 1.2 |
| Prelada | 95.0 | 15.3 | 69.0 | 9.3 | 38.6 | 3.4 | | | | | | | |
| Recarei | 134.7 | 24.8 | 86.2 | 18.3 | 41.9 | 7.3 | | | | | | | |
| Riba D'Ave | 375.0 | 84.7 | 231.6 | 54.5 | 103.5 | 25.4 | | | | | | | |
| | | | | | | | TOTAL | 8176 | 1421 | 5726 | 1042 | 3276 | 554 |

a) Ponto de Entrega AT previsto entrar em serviço em 2017

| VALORES PREVISIONAIS DA CARGA SIMULTÂNEA PARA OS PONTOS DE ENTREGA (PdE) da RNT | | | | | | | | | | | | | |
|---|-------|------|---------------------|------|-------|------|--|-------|------|---------------------|------|-------|------|
| (PARA EFEITOS DE SIMULAÇÃO DAS SITUAÇÕES TÍPICAS DE FUNCIONAMENTO DA RNT) | | | | | | | | | | | | | |
| Horizonte 2018 | | | | | | | | | | | | | |
| Época Sazonal Regime de Carga Pontos de Entrega AT | Ponta | | Verão Intermédio | | Vazio | | Época Sazonal Regime de Carga Pontos de Entrega AT | Ponta | | Verão Intermédio | | Vazio | |
| | MW | Mvar | MW | Mvar | MW | Mvar | | MW | Mvar | MW | Mvar | MW | Mvar |
| Existentes | | | | | | | Rio Maior | 106.5 | 34.2 | 88.3 | 25.9 | 54.0 | 12.0 |
| Alcochete ^{a)} | 44.6 | 7.5 | 36.3 | 7.4 | 28.1 | 7.2 | Sacavém | 168.7 | 16.5 | 115.0 | 3.8 | 81.3 | 4.4 |
| Alqueva | 46.6 | 16.3 | 37.2 | 9.9 | 13.1 | 2.4 | Santarém | 83.1 | 17.6 | 64.6 | 26.7 | 39.4 | 14.7 |
| Alto de Mira | 171.7 | 25.0 | 136.9 | 20.2 | 80.8 | 10.5 | Sete Rios | 196.8 | 44.7 | 123.2 | 17.0 | 78.7 | 7.6 |
| Alto de São João | 59.2 | 9.5 | 44.8 | 3.6 | 26.9 | 1.9 | Setúbal | 210.2 | 35.4 | 171.4 | 34.8 | 132.5 | 34.1 |
| Batalha | 191.1 | 56.1 | 142.0 | 32.6 | 105.5 | 24.5 | Sines | 89.2 | 17.2 | 77.0 | 12.5 | 68.0 | 11.8 |
| Bodiosa | 104.3 | 22.9 | 65.7 | 16.9 | 33.4 | 7.7 | Tábua | 25.5 | 10.7 | 16.6 | 7.2 | 10.1 | 5.2 |
| Canelas | 226.8 | 54.4 | 141.1 | 30.5 | 86.9 | 21.3 | Tavira | 29.0 | 11.1 | 22.3 | 8.5 | 13.7 | 4.8 |
| Carrapateiro | 19.9 | 4.5 | 15.1 | 3.3 | 7.4 | 4.6 | Torrão | 62.1 | 8.5 | 43.7 | 4.2 | 25.0 | 3.6 |
| Carregado | 126.5 | 21.3 | 95.6 | 24.4 | 60.8 | 10.3 | Trafaria | 78.9 | 15.4 | 62.4 | 13.2 | 39.8 | 8.1 |
| Carriche | 150.0 | 24.8 | 107.6 | 11.5 | 66.9 | 6.2 | Trajouce | 183.2 | 30.6 | 142.5 | 20.2 | 93.0 | 12.2 |
| Carvoeira | 70.8 | 16.9 | 45.2 | 14.3 | 18.1 | 5.5 | Tunes | 154.7 | 55.0 | 118.1 | 41.7 | 67.3 | 22.8 |
| Castelo Branco | 41.7 | 12.5 | 29.5 | 6.8 | 19.2 | 2.8 | V. P. Aguiar | 17.9 | 5.4 | 12.2 | 4.2 | 6.2 | 1.6 |
| Chafariz | 31.6 | 10.1 | 26.7 | 9.4 | 16.9 | 5.7 | Valdigem | 84.5 | 28.8 | 63.9 | 21.8 | 37.1 | 10.5 |
| Custóias | 162.3 | 38.2 | 125.4 | 19.4 | 79.8 | 11.8 | Valpaços | 24.4 | 7.4 | 18.5 | 7.7 | 9.5 | 2.4 |
| Ermesinde | 123.0 | 21.3 | 93.3 | 4.7 | 58.8 | 1.9 | Vermoim | 272.2 | 65.3 | 199.0 | 43.0 | 128.1 | 31.4 |
| Estarreja | 234.9 | 55.8 | 147.9 | 31.2 | 99.0 | 22.8 | Vila Chã | 85.4 | 30.7 | 58.6 | 19.2 | 31.8 | 9.2 |
| Estoi | 150.7 | 59.4 | 116.0 | 42.9 | 71.1 | 24.1 | Vila Fria | 161.9 | 56.8 | 125.2 | 43.7 | 87.8 | 29.6 |
| Estremoz | 44.8 | 11.8 | 30.4 | 7.8 | 18.1 | 2.3 | Zambujal | 127.0 | 37.8 | 76.1 | 15.5 | 49.7 | 6.6 |
| Évora | 65.7 | 21.7 | 49.2 | 15.0 | 30.4 | 7.3 | Zêzere | 187.5 | 39.9 | 143.1 | 31.9 | 99.6 | 27.2 |
| Fafe | 114.3 | 33.6 | 67.1 | 9.5 | 37.1 | 5.3 | | | | | | | |
| Falagueira | 53.0 | 12.8 | 38.7 | 8.5 | 28.0 | 4.2 | | | | | | | |
| Fanhões | 146.6 | 30.6 | 123.1 | 28.1 | 74.5 | 17.7 | Cientes MAT existentes | | | | | | |
| Feira | 115.5 | 34.5 | 59.8 | 7.8 | 41.0 | 1.4 | Artland | 11.7 | 5.7 | 9.0 | 3.9 | 0.9 | 0.4 |
| Fernão Ferro | 113.0 | 3.6 | 97.3 | 12.3 | 60.1 | 3.3 | Lusosider | 5.4 | 0.6 | 3.6 | -0.1 | 1.4 | 0.0 |
| Ferreira do Alentejo | 69.0 | 11.8 | 54.1 | 13.6 | 38.8 | 9.0 | Maia | 85.5 | 13.6 | 60.8 | 10.1 | 2.3 | 0.5 |
| Ferro | 61.2 | 23.5 | 41.5 | 16.4 | 26.2 | 9.7 | Neves Corvo | 27.0 | 7.1 | 21.6 | 5.3 | 2.7 | 0.5 |
| Frades | 18.5 | 10.3 | 6.2 | 2.9 | 3.4 | 2.3 | Petrogal | 23.4 | 8.6 | 19.8 | 7.0 | 14.4 | 5.4 |
| Lavos | 153.9 | 39.3 | 137.3 | 31.5 | 108.6 | 28.9 | Refer - Ermidas-Sado | 3.2 | 0.1 | 1.4 | -0.1 | 0.2 | -0.1 |
| Macedo de Cavaleiros | 29.6 | 9.0 | 23.4 | 8.0 | 12.4 | 1.4 | Refer - Fatela | 0.9 | -1.2 | 0.4 | -0.7 | 0.1 | -0.7 |
| Mogadouro | 7.5 | 1.4 | 5.9 | 2.3 | 4.0 | 1.3 | Refer - Fogueteiro | 6.3 | 1.4 | 3.2 | 0.6 | 0.5 | 0.0 |
| Mourisca | 211.7 | 43.3 | 143.7 | 27.2 | 76.5 | 17.4 | Refer - Gouveia | 2.7 | -1.1 | 1.4 | -0.8 | 0.1 | -0.3 |
| Oleiros | 159.4 | 55.7 | 100.9 | 34.6 | 55.9 | 22.7 | Refer - Luzianes | 2.3 | -0.3 | 1.4 | -0.9 | 0.2 | -0.4 |
| Ourique ^{a)} | 9.7 | 2.4 | 7.4 | 4.2 | 4.8 | 2.5 | Refer - Monte Da Pedra | 3.2 | 0.1 | 1.4 | -0.3 | 0.2 | -0.1 |
| Paraimo | 78.0 | 22.4 | 61.5 | 16.3 | 37.1 | 11.0 | Refer - Mortágua | 2.3 | -1.1 | 1.0 | -0.7 | 0.1 | -0.7 |
| Pedralva | 19.1 | 7.0 | 13.1 | 4.2 | 8.3 | 3.2 | Refer - Pegões | 3.2 | -0.5 | 1.4 | -0.4 | 0.2 | -0.1 |
| Penela | 17.8 | 6.0 | 12.9 | 3.8 | 7.3 | 1.5 | Refer - Quinta do Anjo | 17.1 | 4.5 | 8.1 | 1.3 | 2.3 | 0.1 |
| Pereiros | 157.1 | 32.6 | 118.8 | 20.2 | 75.7 | 17.9 | Refer - Quinta Grande | 3.2 | 0.1 | 1.8 | -0.1 | 0.2 | 0.0 |
| Pocinho | 22.1 | 6.7 | 16.8 | 5.8 | 9.0 | 2.3 | Refer - Rodão | 1.8 | -1.3 | 1.4 | -0.9 | 0.2 | -0.6 |
| Pombal | 74.1 | 18.9 | 46.1 | 10.6 | 25.8 | 6.9 | Refer - Sobral | 2.3 | -1.6 | 1.4 | -1.2 | 0.2 | -0.5 |
| Portimão | 90.4 | 30.9 | 74.0 | 22.8 | 43.3 | 9.5 | Refer - Urrô | 1.8 | -0.6 | 1.0 | -0.4 | 0.2 | -0.1 |
| Porto Alto | 52.4 | 12.5 | 38.7 | 12.2 | 20.4 | 6.0 | Seixal-Longos | 108.0 | 23.1 | 72.0 | 12.4 | 6.8 | 1.3 |
| Prelada | 73.7 | 18.4 | 54.9 | 7.1 | 35.3 | 2.2 | | | | | | | |
| Recarei | 94.1 | 26.4 | 53.5 | 12.2 | 27.8 | 7.0 | | | | | | | |
| Riba D'Ave | 329.8 | 95.9 | 185.3 | 46.9 | 77.6 | 18.6 | | | | | | | |
| | | | | | | | TOTAL | 6997 | 1706 | 5021 | 1117 | 3045 | 658 |

a) Ponto de Entrega AT previsto entrar em serviço em 2017

| VALORES PREVISIONAIS DA CARGA SIMULTÂNEA PARA OS PONTOS DE ENTREGA (PdE) da RNT | | | | | | | | | | | | | |
|---|-------|------|-----------------------|------|-------|------|--|-------|------|-----------------------|------|-------|------|
| (PARA EFEITOS DE SIMULAÇÃO DAS SITUAÇÕES TÍPICAS DE FUNCIONAMENTO DA RNT) | | | | | | | | | | | | | |
| Horizonte 2022 | | | | | | | | | | | | | |
| Época Sazonal Regime de Carga Pontos de Entrega AT | Ponta | | Inverno Intermédio | | Vazio | | Época Sazonal Regime de Carga Pontos de Entrega AT | Ponta | | Inverno Intermédio | | Vazio | |
| | MW | Mvar | MW | Mvar | MW | Mvar | | MW | Mvar | MW | Mvar | MW | Mvar |
| Existentes | | | | | | | Rio Maior | 145.2 | 38.5 | 98.6 | 22.1 | 62.6 | 13.9 |
| Alcochete ^{a)} | 56.1 | 7.9 | 46.1 | 9.1 | 33.5 | 7.0 | Sacavém | 197.7 | 11.2 | 141.8 | 6.9 | 88.8 | 2.9 |
| Alqueva | 35.2 | 4.3 | 22.3 | 3.5 | 12.5 | 2.0 | Santarém | 87.2 | 8.8 | 59.9 | 17.6 | 34.8 | 8.7 |
| Alto de Mira | 250.0 | 44.2 | 164.7 | 19.4 | 92.5 | 8.6 | Sete Rios | 204.2 | 22.9 | 143.5 | 17.4 | 82.0 | 7.1 |
| Alto de São João | 61.7 | 6.0 | 41.0 | 3.4 | 23.5 | 1.3 | Setúbal | 217.1 | 30.5 | 178.5 | 35.2 | 129.8 | 27.2 |
| Batalha | 223.5 | 45.7 | 160.5 | 28.8 | 99.0 | 14.6 | Sines | 94.6 | 12.6 | 75.7 | 10.4 | 58.4 | 6.1 |
| Bodiosa | 117.2 | 14.0 | 84.1 | 17.0 | 53.0 | 9.3 | Tábua | 31.8 | 9.9 | 23.0 | 9.2 | 12.3 | 5.8 |
| Canelas | 279.9 | 56.3 | 174.4 | 33.6 | 96.5 | 19.0 | Tavira | 25.9 | 5.8 | 17.7 | 4.9 | 11.8 | 2.8 |
| Carrapateiro | 27.4 | 5.5 | 20.7 | 7.3 | 10.9 | 4.6 | Torrão | 77.3 | 8.4 | 54.6 | 7.3 | 29.3 | 3.6 |
| Carregado | 135.5 | 12.0 | 105.8 | 19.1 | 61.3 | 6.8 | Trafaria | 107.1 | 9.1 | 73.5 | 12.2 | 43.7 | 3.7 |
| Carriche | 198.8 | 22.2 | 142.4 | 14.5 | 77.6 | 6.9 | Trajouce | 250.1 | 30.4 | 186.4 | 27.7 | 114.9 | 10.9 |
| Carvoeira | 110.3 | 15.4 | 54.3 | 11.9 | 22.6 | 6.7 | Tunes | 125.0 | 23.9 | 89.6 | 19.4 | 63.0 | 10.1 |
| Castelo Branco | 50.1 | 8.4 | 35.1 | 5.4 | 20.2 | 2.7 | V. P. Aguiar | 22.5 | 4.2 | 15.3 | 3.5 | 9.9 | 1.5 |
| Chafariz | 53.2 | 13.6 | 39.1 | 10.8 | 25.3 | 7.2 | Valdigem | 109.6 | 21.4 | 69.9 | 18.1 | 43.5 | 9.2 |
| Custóias | 207.3 | 35.1 | 156.3 | 23.5 | 89.7 | 9.6 | Valpaços | 33.5 | 6.2 | 26.8 | 6.2 | 18.2 | 2.8 |
| Ermesinde | 178.1 | 22.3 | 126.5 | 15.2 | 68.5 | 7.4 | Vermoim | 238.6 | 48.0 | 165.3 | 31.8 | 86.1 | 16.9 |
| Estarreja | 235.7 | 44.2 | 167.8 | 32.1 | 101.0 | 21.7 | Vila Chã | 97.3 | 24.9 | 68.5 | 16.6 | 31.4 | 10.0 |
| Estoi | 144.1 | 26.4 | 99.0 | 24.6 | 66.5 | 14.2 | Vila Fria | 202.9 | 49.3 | 147.3 | 41.2 | 98.6 | 26.9 |
| Estremoz | 61.2 | 6.7 | 38.8 | 6.4 | 17.7 | 1.7 | Zambujal | 138.9 | 25.0 | 95.0 | 14.8 | 59.1 | 5.2 |
| Évora | 87.8 | 15.4 | 62.4 | 11.0 | 36.0 | 2.7 | Zêzere | 210.3 | 30.8 | 149.7 | 22.7 | 86.3 | 14.5 |
| Fafe | 137.7 | 26.1 | 92.2 | 10.1 | 44.2 | 8.9 | Previstos | | | | | | |
| Falagueira | 56.3 | 12.1 | 41.2 | 7.7 | 26.8 | 3.6 | V.N. Famalicão | 156.7 | 33.4 | 102.1 | 21.6 | 50.1 | 10.8 |
| Fanhões | 162.7 | 26.9 | 126.2 | 21.9 | 89.0 | 17.4 | Cientes MAT existentes | | | | | | |
| Feira | 135.3 | 34.8 | 87.1 | 9.0 | 44.2 | 12.3 | Artlant | 14.4 | 4.7 | 9.0 | 4.3 | 1.4 | 0.6 |
| Fernão Ferro | 175.9 | 7.4 | 114.5 | 12.1 | 65.6 | 2.9 | Lusosider | 5.4 | -0.2 | 3.6 | -0.2 | 1.8 | -0.9 |
| Ferreira do Alentejo | 66.7 | 8.1 | 48.5 | 7.6 | 22.0 | 3.5 | Maia | 94.5 | 27.2 | 58.1 | 10.8 | 3.6 | 0.5 |
| Ferro | 84.2 | 20.5 | 54.0 | 14.8 | 31.6 | 7.7 | Neves Corvo | 30.6 | 8.3 | 22.5 | 6.2 | 3.6 | 0.7 |
| Frades | 11.9 | 8.2 | 7.5 | 3.3 | 4.3 | 2.8 | Petrogal | 41.7 | 15.2 | 31.7 | 11.7 | 6.7 | 2.3 |
| Lavos | 161.8 | 32.1 | 140.5 | 29.1 | 123.6 | 23.6 | Refer - Ermidas-Sado | 3.6 | 0.1 | 1.8 | -0.1 | 0.2 | -0.2 |
| Macedo de Cavaleiros | 41.0 | 10.3 | 30.8 | 7.1 | 20.6 | 4.8 | Refer - Fatela | 0.9 | -1.4 | 0.4 | -0.7 | 0.1 | -0.9 |
| Mogadouro | 11.2 | 2.9 | 8.0 | 1.9 | 5.1 | 1.0 | Refer - Fogueteiro | 5.4 | 1.8 | 2.7 | 0.6 | 0.5 | -0.1 |
| Mourisca | 234.1 | 40.4 | 172.4 | 31.2 | 84.9 | 18.6 | Refer - Gouveia | 2.7 | -2.2 | 1.4 | -1.0 | 0.5 | -1.2 |
| Oleiros | 191.1 | 48.9 | 127.0 | 35.2 | 66.5 | 19.8 | Refer - Luzianes | 1.8 | -0.2 | 0.9 | -0.3 | 0.2 | -0.5 |
| Ourique ^{a)} | 13.3 | 8.1 | 8.8 | 4.9 | 5.1 | 2.6 | Refer - Monte Da Pedra | 2.7 | -0.2 | 1.4 | -0.1 | 0.2 | -0.2 |
| Paraimo | 89.7 | 17.0 | 65.8 | 13.8 | 41.5 | 9.4 | Refer - Mortágua | 2.7 | -2.1 | 1.4 | -1.1 | 0.2 | -1.0 |
| Pedralva | 21.7 | 6.2 | 15.6 | 4.0 | 7.2 | 1.8 | Refer - Pegões | 4.1 | -0.4 | 1.4 | -0.3 | 0.2 | -0.2 |
| Penela | 18.3 | 5.2 | 15.4 | 4.8 | 7.3 | 2.2 | Refer - Quinta do Anjo | 13.5 | 2.8 | 6.3 | 1.0 | 2.7 | -0.1 |
| Pereiros | 202.7 | 27.9 | 144.6 | 20.6 | 90.2 | 17.3 | Refer - Quinta Grande | 3.6 | -0.3 | 1.4 | 0.0 | 0.2 | 0.0 |
| Pocinho | 30.7 | 5.7 | 21.7 | 5.0 | 13.5 | 2.1 | Refer - Rodão | 0.9 | -0.6 | 0.5 | -0.3 | 0.2 | -0.6 |
| Pombal | 79.6 | 15.8 | 52.8 | 10.9 | 28.5 | 5.4 | Refer - Sobral | 2.3 | -2.3 | 1.4 | -1.7 | 0.2 | -0.4 |
| Portimão | 85.5 | 14.3 | 63.0 | 11.3 | 44.2 | 3.9 | Refer - Urrô | 1.8 | -0.2 | 0.9 | -0.5 | 0.2 | -0.1 |
| Porto Alto | 47.5 | 5.2 | 33.9 | 6.0 | 19.6 | 2.9 | Seixal-Longos | 126.5 | 32.7 | 84.2 | 17.3 | 6.3 | 1.2 |
| Prelada | 95.5 | 15.4 | 69.3 | 9.3 | 38.8 | 3.5 | | | | | | | |
| Recarei | 139.4 | 25.7 | 89.2 | 18.9 | 43.4 | 7.6 | | | | | | | |
| Riba D'Ave | 304.6 | 68.7 | 188.8 | 44.5 | 84.2 | 20.7 | | | | | | | |
| | | | | | | | TOTAL | 8244 | 1438 | 5774 | 1054 | 3303 | 560 |

a) Ponto de Entrega AT previsto entrar em serviço em 2017

| VALORES PREVISIONAIS DA CARGA SIMULTÂNEA PARA OS PONTOS DE ENTREGA (PdE) da RNT | | | | | | | | | | | | | |
|---|-------|------|------------|------|-------|------|--|-------|------|------------|------|-------|------|
| (PARA EFEITOS DE SIMULAÇÃO DAS SITUAÇÕES TÍPICAS DE FUNCIONAMENTO DA RNT) | | | | | | | | | | | | | |
| Horizonte 2022 | | | | | | | | | | | | | |
| Época Sazonal Regime de Carga Pontos de Entrega AT | Verão | | | | | | Época Sazonal Regime de Carga Pontos de Entrega AT | Verão | | | | | |
| | Ponta | | Intermédio | | Vazio | | | Ponta | | Intermédio | | Vazio | |
| | MW | Mvar | MW | Mvar | MW | Mvar | | MW | Mvar | MW | Mvar | MW | Mvar |
| Existentes | | | | | | | Rio Maior | 107.2 | 34.4 | 88.9 | 26.0 | 54.3 | 12.0 |
| Alcochete ^{a)} | 43.5 | 7.3 | 35.5 | 7.2 | 27.4 | 7.0 | Sacavém | 169.4 | 16.6 | 115.4 | 3.8 | 81.6 | 4.4 |
| Alqueva | 48.1 | 16.9 | 38.4 | 10.2 | 13.5 | 2.5 | Santarém | 82.6 | 17.4 | 64.1 | 26.5 | 39.1 | 14.6 |
| Alto de Mira | 172.4 | 25.1 | 137.4 | 20.3 | 81.0 | 10.5 | Sete Rios | 194.9 | 44.3 | 121.9 | 16.8 | 77.9 | 7.6 |
| Alto de São João | 58.6 | 9.4 | 44.3 | 3.6 | 26.6 | 1.9 | Setúbal | 205.2 | 34.6 | 167.3 | 33.9 | 129.3 | 33.3 |
| Batalha | 191.6 | 56.3 | 142.4 | 32.6 | 105.7 | 24.5 | Sines | 86.7 | 16.7 | 74.8 | 12.1 | 66.1 | 11.4 |
| Bodiosa | 108.5 | 23.8 | 68.4 | 17.6 | 34.8 | 8.0 | Tábua | 25.8 | 10.8 | 16.8 | 7.3 | 10.2 | 5.2 |
| Canelas | 222.7 | 53.4 | 138.6 | 29.9 | 85.3 | 20.9 | Tavira | 29.8 | 11.4 | 22.9 | 8.8 | 14.1 | 5.0 |
| Carrapateiro | 19.7 | 4.5 | 15.0 | 3.2 | 7.4 | 4.6 | Torrão | 63.6 | 8.8 | 44.7 | 4.3 | 25.6 | 3.7 |
| Carregado | 128.6 | 21.6 | 97.2 | 24.8 | 61.8 | 10.5 | Trafaria | 76.6 | 14.9 | 60.6 | 12.8 | 38.6 | 7.8 |
| Carriche | 149.2 | 24.7 | 107.0 | 11.5 | 66.5 | 6.2 | Trajouce | 189.4 | 31.7 | 147.3 | 20.9 | 96.2 | 12.6 |
| Carvoeira | 70.4 | 16.8 | 44.9 | 14.2 | 18.0 | 5.5 | Tunes | 158.3 | 56.2 | 120.8 | 42.6 | 68.9 | 23.3 |
| Castelo Branco | 43.3 | 13.0 | 30.6 | 7.0 | 20.0 | 3.0 | V. P. Aguiar | 17.5 | 5.3 | 12.0 | 4.1 | 6.1 | 1.5 |
| Chafariz | 32.5 | 10.4 | 27.4 | 9.7 | 17.3 | 5.9 | Valdigem | 83.1 | 28.3 | 62.8 | 21.4 | 36.4 | 10.3 |
| Custóias | 164.5 | 38.7 | 127.0 | 19.7 | 80.8 | 12.0 | Valpaços | 24.0 | 7.3 | 18.1 | 7.6 | 9.3 | 2.3 |
| Ermesinde | 122.6 | 21.2 | 93.0 | 4.7 | 58.6 | 1.9 | Vermoim | 210.2 | 50.4 | 153.6 | 33.2 | 98.9 | 24.2 |
| Estarreja | 242.5 | 57.6 | 152.7 | 32.2 | 102.2 | 23.5 | Vila Chã | 87.7 | 31.5 | 60.1 | 19.7 | 32.6 | 9.4 |
| Estoi | 153.6 | 60.5 | 118.2 | 43.7 | 72.4 | 24.6 | Vila Fria | 164.3 | 57.6 | 127.1 | 44.4 | 89.1 | 30.0 |
| Estremoz | 56.0 | 14.1 | 39.0 | 9.7 | 24.1 | 3.9 | Zambujal | 128.7 | 38.3 | 77.1 | 15.7 | 50.3 | 6.7 |
| Évora | 67.3 | 22.2 | 50.3 | 15.3 | 31.2 | 7.4 | Zêzere | 178.3 | 37.9 | 136.0 | 30.3 | 94.7 | 25.8 |
| Fafe | 114.5 | 33.6 | 67.2 | 9.4 | 37.3 | 5.3 | Previstos | | | | | | |
| Falagueira | 52.3 | 12.6 | 38.2 | 8.4 | 27.7 | 4.2 | V.N. Famalicão | 121.8 | 32.4 | 78.6 | 18.3 | 42.6 | 10.4 |
| Fanhões | 151.1 | 31.5 | 126.8 | 28.9 | 76.8 | 18.3 | Cientes MAT existentes | | | | | | |
| Feira | 116.8 | 34.8 | 60.5 | 7.9 | 41.4 | 1.5 | Artlant | 11.7 | 5.7 | 9.0 | 3.9 | 0.9 | 0.4 |
| Fernão Ferro | 110.0 | 3.5 | 94.6 | 12.0 | 58.5 | 3.2 | Lusosider | 5.4 | 0.6 | 3.6 | -0.1 | 1.4 | 0.0 |
| Ferreira do Alentejo | 65.5 | 11.2 | 51.3 | 12.9 | 36.8 | 8.5 | Maia | 85.5 | 13.6 | 60.8 | 10.1 | 2.3 | 0.5 |
| Ferro | 63.2 | 24.3 | 42.9 | 16.9 | 27.0 | 10.0 | Neves Corvo | 27.0 | 7.1 | 21.6 | 5.3 | 2.7 | 0.5 |
| Frades | 18.7 | 10.4 | 6.2 | 2.9 | 3.4 | 2.3 | Petrogal | 43.4 | 16.0 | 36.7 | 13.4 | 26.7 | 10.1 |
| Lavos | 156.9 | 40.1 | 140.0 | 32.1 | 110.7 | 29.5 | Refer - Ermidas-Sado | 3.2 | 0.1 | 1.4 | -0.1 | 0.2 | -0.1 |
| Macedo de Cavaleiros | 29.1 | 8.8 | 22.9 | 7.9 | 12.2 | 1.4 | Refer - Fatela | 0.9 | -1.2 | 0.4 | -0.7 | 0.1 | -0.7 |
| Mogadouro | 7.4 | 1.4 | 5.8 | 2.3 | 3.9 | 1.3 | Refer - Foguetreiro | 6.3 | 1.4 | 3.2 | 0.6 | 0.5 | 0.0 |
| Mourisca | 216.7 | 44.7 | 147.0 | 28.1 | 77.4 | 17.7 | Refer - Gouveia | 2.7 | -1.1 | 1.4 | -0.8 | 0.1 | -0.3 |
| Oleiros | 152.3 | 53.3 | 96.4 | 33.0 | 53.4 | 21.7 | Refer - Luzianes | 2.3 | -0.3 | 1.4 | -0.9 | 0.2 | -0.4 |
| Ourique ^{a)} | 11.4 | 2.9 | 8.7 | 5.0 | 5.7 | 3.0 | Refer - Monte Da Pedra | 3.2 | 0.1 | 1.4 | -0.3 | 0.2 | -0.1 |
| Paraimo | 79.0 | 22.7 | 62.2 | 16.5 | 37.6 | 11.1 | Refer - Mortágua | 2.3 | -1.1 | 1.0 | -0.7 | 0.1 | -0.7 |
| Pedralva | 19.3 | 7.0 | 13.2 | 4.3 | 8.4 | 3.2 | Refer - Pegões | 3.2 | -0.5 | 1.4 | -0.4 | 0.2 | -0.1 |
| Penela | 17.8 | 6.0 | 12.9 | 3.8 | 7.3 | 1.5 | Refer - Quinta do Anjo | 17.1 | 4.5 | 8.1 | 1.3 | 2.3 | 0.1 |
| Pereiros | 158.8 | 33.0 | 120.1 | 20.4 | 76.5 | 18.1 | Refer - Quinta Grande | 3.2 | 0.1 | 1.8 | -0.1 | 0.2 | 0.0 |
| Pocinho | 21.7 | 6.6 | 16.5 | 5.7 | 8.8 | 2.2 | Refer - Rodão | 1.8 | -1.3 | 1.4 | -0.9 | 0.2 | -0.6 |
| Pombal | 75.6 | 19.3 | 47.0 | 10.8 | 26.3 | 7.0 | Refer - Sobral | 2.3 | -1.6 | 1.4 | -1.2 | 0.2 | -0.5 |
| Portimão | 94.6 | 32.4 | 77.4 | 23.8 | 45.3 | 10.0 | Refer - Urrô | 1.8 | -0.6 | 1.0 | -0.4 | 0.2 | -0.1 |
| Porto Alto | 52.5 | 12.5 | 38.8 | 12.2 | 20.4 | 6.0 | Seixal-Longos | 108.0 | 23.1 | 72.0 | 12.4 | 6.8 | 1.3 |
| Prelada | 74.1 | 18.5 | 55.2 | 7.1 | 35.4 | 2.2 | | | | | | | |
| Recarei | 97.5 | 27.4 | 55.4 | 12.7 | 28.8 | 7.3 | | | | | | | |
| Riba D'Ave | 272.1 | 79.1 | 153.0 | 38.6 | 64.3 | 15.4 | | | | | | | |
| | | | | | | | TOTAL | 7061 | 1727 | 5067 | 1132 | 3073 | 667 |

a) Ponto de Entrega AT previsto entrar em serviço em 2017

| VALORES PREVISIONAIS DA CARGA SIMULTÂNEA PARA OS PONTOS DE ENTREGA (PdE) da RNT | | | | | | | | | | | | | |
|---|-------|------|-----------------------|------|-------|------|--|-------|------|-----------------------|------|-------|------|
| (PARA EFEITOS DE SIMULAÇÃO DAS SITUAÇÕES TÍPICAS DE FUNCIONAMENTO DA RNT) | | | | | | | | | | | | | |
| Horizonte 2027 | | | | | | | | | | | | | |
| Época Sazonal Regime de Carga Pontos de Entrega AT | Ponta | | Inverno Intermédio | | Vazio | | Época Sazonal Regime de Carga Pontos de Entrega AT | Ponta | | Inverno Intermédio | | Vazio | |
| | MW | Mvar | MW | Mvar | MW | Mvar | | MW | Mvar | MW | Mvar | MW | Mvar |
| Existentes | | | | | | | Rio Maior | 146.7 | 38.9 | 99.6 | 22.4 | 63.1 | 14.0 |
| Alcochete ^{a)} | 56.7 | 8.0 | 46.6 | 9.2 | 33.8 | 7.1 | Sacavém | 201.4 | 11.5 | 144.4 | 7.0 | 90.2 | 2.9 |
| Alqueva | 36.8 | 4.5 | 23.3 | 3.6 | 13.0 | 2.1 | Santarém | 86.6 | 8.8 | 59.5 | 17.4 | 34.5 | 8.6 |
| Alto de Mira | 251.7 | 44.5 | 165.7 | 19.5 | 92.9 | 8.6 | Sete Rios | 204.9 | 23.0 | 144.0 | 17.5 | 82.1 | 7.2 |
| Alto de São João | 62.3 | 6.1 | 41.3 | 3.5 | 23.6 | 1.3 | Setúbal | 219.3 | 30.8 | 180.2 | 35.5 | 130.8 | 27.4 |
| Batalha | 225.1 | 46.0 | 161.5 | 28.9 | 99.5 | 14.7 | Sines | 93.9 | 12.5 | 75.1 | 10.3 | 57.8 | 6.0 |
| Bodiosa | 123.9 | 14.8 | 88.8 | 18.0 | 55.9 | 9.9 | Tábua | 32.4 | 10.0 | 23.4 | 9.3 | 12.5 | 5.9 |
| Canelas | 274.0 | 55.1 | 170.6 | 32.8 | 94.3 | 18.5 | Tavira | 27.3 | 6.2 | 18.7 | 5.2 | 12.3 | 3.0 |
| Carrapateiro | 27.2 | 5.5 | 20.5 | 7.2 | 10.8 | 4.6 | Torrão | 80.1 | 8.7 | 56.6 | 7.5 | 30.3 | 3.7 |
| Carregado | 138.5 | 12.3 | 108.1 | 19.5 | 62.5 | 6.9 | Trafaria | 103.3 | 8.8 | 70.9 | 11.8 | 42.1 | 3.5 |
| Carriche | 198.4 | 22.3 | 142.1 | 14.5 | 77.5 | 7.0 | Trajouce | 261.9 | 31.8 | 195.1 | 29.0 | 120.1 | 11.4 |
| Carvoeira | 109.8 | 15.3 | 54.0 | 11.9 | 22.5 | 6.7 | Tunes | 128.9 | 24.6 | 92.3 | 20.0 | 64.8 | 10.4 |
| Castelo Branco | 52.7 | 8.8 | 36.9 | 5.7 | 21.3 | 2.8 | V. P. Aguiar | 22.0 | 4.1 | 14.9 | 3.4 | 9.7 | 1.5 |
| Chafariz | 55.3 | 14.2 | 40.6 | 11.2 | 26.2 | 7.5 | Valdigem | 107.4 | 21.0 | 68.5 | 17.7 | 42.5 | 9.0 |
| Custóias | 211.3 | 35.8 | 159.3 | 24.0 | 91.3 | 9.7 | Valpaços | 32.7 | 6.1 | 26.2 | 6.0 | 17.7 | 2.8 |
| Ermesinde | 177.6 | 22.3 | 126.1 | 15.2 | 68.2 | 7.4 | Vermoim | 238.2 | 47.9 | 164.9 | 31.8 | 85.7 | 16.8 |
| Estarreja | 246.5 | 46.3 | 175.4 | 33.6 | 105.4 | 22.6 | Vila Chã | 100.8 | 25.8 | 71.0 | 17.2 | 32.5 | 10.3 |
| Estoi | 150.6 | 27.6 | 103.4 | 25.7 | 69.3 | 14.8 | Vila Fria | 208.8 | 50.7 | 151.5 | 42.3 | 101.3 | 27.6 |
| Estremoz | 61.1 | 6.7 | 38.8 | 6.4 | 17.6 | 1.7 | Zambujal | 143.1 | 25.7 | 97.8 | 15.3 | 60.8 | 5.3 |
| Évora | 90.3 | 15.8 | 64.1 | 11.3 | 37.0 | 2.8 | Zêzere | 214.1 | 31.4 | 152.3 | 23.1 | 87.7 | 14.7 |
| Fafe | 140.0 | 26.4 | 93.7 | 10.0 | 44.9 | 9.0 | Previstos | | | | | | |
| Falagueira | 55.5 | 12.0 | 40.6 | 7.6 | 26.4 | 3.5 | V.N. Famalicão | 157.8 | 33.7 | 102.8 | 21.7 | 50.3 | 10.9 |
| Fanhões | 169.4 | 28.0 | 131.3 | 22.8 | 92.4 | 18.1 | Cientes MAT existentes | | | | | | |
| Feira | 137.3 | 35.4 | 88.3 | 9.1 | 44.8 | 12.5 | Artlant | 14.4 | 4.7 | 9.0 | 4.3 | 1.4 | 0.6 |
| Fernão Ferro | 171.9 | 7.3 | 111.8 | 11.8 | 64.0 | 2.8 | Lusosider | 5.4 | -0.2 | 3.6 | -0.2 | 1.8 | -0.9 |
| Ferreira do Alentejo | 65.8 | 8.0 | 47.8 | 7.5 | 21.7 | 3.4 | Maia | 94.5 | 27.2 | 58.1 | 10.8 | 3.6 | 0.5 |
| Ferro | 88.1 | 21.5 | 56.4 | 15.4 | 33.0 | 8.0 | Neves Corvo | 30.6 | 8.3 | 22.5 | 6.2 | 3.6 | 0.7 |
| Frades | 12.1 | 8.3 | 7.6 | 3.3 | 4.4 | 2.8 | Petrogal | 41.7 | 15.2 | 31.7 | 11.7 | 6.7 | 2.3 |
| Lavos | 169.1 | 33.5 | 146.7 | 30.4 | 128.9 | 24.6 | Refer - Ermidas-Sado | 3.6 | 0.1 | 1.8 | -0.1 | 0.2 | -0.2 |
| Macedo de Cavaleiros | 40.2 | 10.0 | 30.1 | 7.0 | 20.1 | 4.7 | Refer - Fatela | 0.9 | -1.4 | 0.4 | -0.7 | 0.1 | -0.9 |
| Mogadouro | 10.9 | 2.8 | 7.8 | 1.9 | 5.0 | 1.0 | Refer - Fogueteiro | 5.4 | 1.8 | 2.7 | 0.6 | 0.5 | -0.1 |
| Mourisca | 235.9 | 40.7 | 173.6 | 31.4 | 85.5 | 18.8 | Refer - Gouveia | 2.7 | -2.2 | 1.4 | -1.0 | 0.5 | -1.2 |
| Oleiros | 184.7 | 47.2 | 122.7 | 34.0 | 64.2 | 19.1 | Refer - Luzianes | 1.8 | -0.2 | 0.9 | -0.3 | 0.2 | -0.5 |
| Ourique ^{a)} | 15.1 | 9.1 | 10.0 | 5.6 | 5.8 | 3.0 | Refer - Monte Da Pedra | 2.7 | -0.2 | 1.4 | -0.1 | 0.2 | -0.2 |
| Paraimo | 91.4 | 17.3 | 67.0 | 14.0 | 42.2 | 9.5 | Refer - Mortágua | 2.7 | -2.1 | 1.4 | -1.1 | 0.2 | -1.0 |
| Pedralva | 21.0 | 6.0 | 15.1 | 3.9 | 6.9 | 1.8 | Refer - Pegões | 4.1 | -0.4 | 1.4 | -0.3 | 0.2 | -0.2 |
| Penela | 18.3 | 5.2 | 15.3 | 4.8 | 7.3 | 2.2 | Refer - Quinta do Anjo | 13.5 | 2.8 | 6.3 | 1.0 | 2.7 | -0.1 |
| Pereiros | 206.0 | 28.4 | 146.8 | 21.0 | 91.4 | 17.5 | Refer - Quinta Grande | 3.6 | -0.3 | 1.4 | 0.0 | 0.2 | 0.0 |
| Pocinho | 30.1 | 5.6 | 21.2 | 4.9 | 13.2 | 2.1 | Refer - Rodão | 0.9 | -0.6 | 0.5 | -0.3 | 0.2 | -0.6 |
| Pombal | 83.2 | 16.5 | 55.1 | 11.4 | 29.7 | 5.7 | Refer - Sobral | 2.3 | -2.3 | 1.4 | -1.7 | 0.2 | -0.4 |
| Portimão | 91.0 | 15.2 | 67.0 | 12.0 | 46.9 | 4.2 | Refer - Urrô | 1.8 | -0.2 | 0.9 | -0.5 | 0.2 | -0.1 |
| Porto Alto | 47.8 | 5.3 | 34.0 | 6.0 | 19.6 | 2.9 | Seixal-Longos | 126.5 | 32.7 | 84.2 | 17.3 | 6.3 | 1.2 |
| Prelada | 96.4 | 15.5 | 69.9 | 9.4 | 39.1 | 3.5 | | | | | | | |
| Recarei | 146.2 | 27.0 | 93.5 | 19.8 | 45.4 | 7.9 | | | | | | | |
| Riba D'Ave | 309.0 | 69.6 | 191.4 | 45.1 | 85.2 | 20.9 | | | | | | | |
| | | | | | | | TOTAL | 8357 | 1459 | 5852 | 1069 | 3348 | 568 |

a) Ponto de Entrega AT previsto entrar em serviço em 2017

| VALORES PREVISIONAIS DA CARGA SIMULTÂNEA PARA OS PONTOS DE ENTREGA (PdE) da RNT | | | | | | | | | | | | | |
|---|-------|------|---------------------|------|-------|------|--|-------|------|---------------------|------|-------|------|
| (PARA EFEITOS DE SIMULAÇÃO DAS SITUAÇÕES TÍPICAS DE FUNCIONAMENTO DA RNT) | | | | | | | | | | | | | |
| Horizonte 2027 | | | | | | | | | | | | | |
| Época Sazonal Regime de Carga Pontos de Entrega AT | Ponta | | Verão Intermédio | | Vazio | | Época Sazonal Regime de Carga Pontos de Entrega AT | Ponta | | Verão Intermédio | | Vazio | |
| | MW | Mvar | MW | Mvar | MW | Mvar | | MW | Mvar | MW | Mvar | MW | Mvar |
| Existentes | | | | | | | Rio Maior | 108.4 | 34.8 | 89.9 | 26.3 | 55.0 | 12.2 |
| Alcochete ^{a)} | 42.3 | 7.1 | 34.5 | 7.0 | 26.6 | 6.9 | Sacavém | 170.3 | 16.7 | 116.0 | 3.8 | 82.0 | 4.5 |
| Alqueva | 50.4 | 17.7 | 40.2 | 10.7 | 14.2 | 2.6 | Santarém | 82.1 | 17.3 | 63.8 | 26.3 | 38.9 | 14.5 |
| Alto de Mira | 173.8 | 25.3 | 138.5 | 20.5 | 81.7 | 10.6 | Sete Rios | 194.0 | 44.1 | 121.4 | 16.7 | 77.6 | 7.5 |
| Alto de São João | 58.2 | 9.4 | 43.9 | 3.6 | 26.4 | 1.9 | Setúbal | 199.6 | 33.6 | 162.7 | 33.0 | 125.7 | 32.4 |
| Batalha | 193.0 | 56.7 | 143.4 | 32.9 | 106.5 | 24.7 | Sines | 86.8 | 16.7 | 74.9 | 12.1 | 66.1 | 11.4 |
| Bodiosa | 114.8 | 25.2 | 72.3 | 18.6 | 36.8 | 8.5 | Tábua | 26.3 | 11.0 | 17.1 | 7.4 | 10.4 | 5.3 |
| Canelas | 218.3 | 52.4 | 135.8 | 29.3 | 83.6 | 20.5 | Tavira | 31.4 | 12.0 | 24.1 | 9.3 | 14.9 | 5.3 |
| Carrapateiro | 19.7 | 4.5 | 14.9 | 3.2 | 7.3 | 4.6 | Torrão | 65.9 | 9.1 | 46.3 | 4.5 | 26.5 | 3.8 |
| Carregado | 131.8 | 22.2 | 99.6 | 25.4 | 63.3 | 10.7 | Trafaria | 74.2 | 14.4 | 58.7 | 12.4 | 37.4 | 7.6 |
| Carriche | 148.1 | 24.6 | 106.4 | 11.6 | 66.1 | 6.3 | Trajouce | 198.5 | 33.2 | 154.4 | 21.9 | 100.8 | 13.2 |
| Carvoeira | 70.2 | 16.7 | 44.7 | 14.1 | 17.9 | 5.5 | Tunes | 163.5 | 58.1 | 124.8 | 44.0 | 71.1 | 24.1 |
| Castelo Branco | 45.6 | 13.7 | 32.3 | 7.4 | 21.0 | 3.1 | V. P. Aguiar | 17.2 | 5.2 | 11.7 | 4.0 | 6.0 | 1.5 |
| Chafariz | 33.8 | 10.8 | 28.6 | 10.1 | 18.0 | 6.1 | Valdigem | 81.8 | 27.9 | 61.8 | 21.1 | 35.9 | 10.1 |
| Custóias | 167.9 | 39.5 | 129.7 | 20.1 | 82.5 | 12.2 | Valpaços | 23.5 | 7.1 | 17.7 | 7.4 | 9.1 | 2.3 |
| Ermesinde | 122.7 | 21.2 | 93.0 | 4.7 | 58.6 | 1.9 | Vermoim | 210.2 | 50.4 | 153.6 | 33.2 | 98.8 | 24.2 |
| Estarreja | 253.5 | 60.2 | 159.6 | 33.7 | 106.8 | 24.6 | Vila Chã | 91.1 | 32.8 | 62.4 | 20.5 | 33.9 | 9.8 |
| Estoi | 160.0 | 63.1 | 123.1 | 45.5 | 75.4 | 25.6 | Vila Fria | 169.1 | 59.3 | 130.7 | 45.6 | 91.6 | 30.9 |
| Estremoz | 56.0 | 14.1 | 39.0 | 9.7 | 24.1 | 4.0 | Zambujal | 131.3 | 39.1 | 78.6 | 16.0 | 51.4 | 6.8 |
| Évora | 69.6 | 22.9 | 52.1 | 15.9 | 32.2 | 7.7 | Zêzere | 181.8 | 38.7 | 138.7 | 30.9 | 96.5 | 26.3 |
| Fafe | 116.5 | 34.2 | 68.4 | 9.3 | 38.0 | 5.3 | Previstos | | | | | | |
| Falagueira | 51.6 | 12.5 | 37.7 | 8.3 | 27.3 | 4.1 | V.N. Famalicão | 123.0 | 32.7 | 79.3 | 18.5 | 42.9 | 10.5 |
| Fanhões | 157.6 | 32.9 | 132.3 | 30.2 | 80.1 | 19.0 | Cientes MAT existentes | | | | | | |
| Feira | 118.9 | 35.5 | 61.5 | 8.0 | 42.2 | 1.5 | Artlant | 11.7 | 5.7 | 9.0 | 3.9 | 0.9 | 0.4 |
| Fernão Ferro | 106.4 | 3.4 | 91.6 | 11.6 | 56.5 | 3.1 | Lusosider | 5.4 | 0.6 | 3.6 | -0.1 | 1.4 | 0.0 |
| Ferreira do Alentejo | 65.5 | 11.2 | 51.3 | 12.9 | 36.8 | 8.5 | Maia | 85.5 | 13.6 | 60.8 | 10.1 | 2.3 | 0.5 |
| Ferro | 66.2 | 25.4 | 44.9 | 17.7 | 28.3 | 10.4 | Neves Corvo | 27.0 | 7.1 | 21.6 | 5.3 | 2.7 | 0.5 |
| Frades | 19.0 | 10.6 | 6.4 | 3.0 | 3.5 | 2.3 | Petrogal | 43.4 | 16.0 | 36.7 | 13.4 | 26.7 | 10.1 |
| Lavos | 164.2 | 42.0 | 146.4 | 33.6 | 115.8 | 30.9 | Refer - Ermidas-Sado | 3.2 | 0.1 | 1.4 | -0.1 | 0.2 | -0.1 |
| Macedo de Cavaleiros | 28.5 | 8.6 | 22.5 | 7.7 | 12.0 | 1.4 | Refer - Fatela | 0.9 | -1.2 | 0.4 | -0.7 | 0.1 | -0.7 |
| Mogadouro | 7.2 | 1.4 | 5.6 | 2.2 | 3.8 | 1.2 | Refer - Fogueteiro | 6.3 | 1.4 | 3.2 | 0.6 | 0.5 | 0.0 |
| Mourisca | 218.9 | 45.1 | 148.4 | 28.3 | 78.3 | 17.8 | Refer - Gouveia | 2.7 | -1.1 | 1.4 | -0.8 | 0.1 | -0.3 |
| Oleiros | 147.0 | 51.4 | 93.0 | 31.9 | 51.5 | 20.9 | Refer - Luzianes | 2.3 | -0.3 | 1.4 | -0.9 | 0.2 | -0.4 |
| Ourique ^{a)} | 13.5 | 3.4 | 10.3 | 5.8 | 6.8 | 3.5 | Refer - Monte Da Pedra | 3.2 | 0.1 | 1.4 | -0.3 | 0.2 | -0.1 |
| Paraimo | 80.5 | 23.1 | 63.4 | 16.8 | 38.3 | 11.3 | Refer - Mortágua | 2.3 | -1.1 | 1.0 | -0.7 | 0.1 | -0.7 |
| Pedralva | 19.5 | 7.1 | 13.3 | 4.3 | 8.5 | 3.3 | Refer - Pegões | 3.2 | -0.5 | 1.4 | -0.4 | 0.2 | -0.1 |
| Penela | 17.8 | 6.0 | 12.9 | 3.8 | 7.3 | 1.5 | Refer - Quinta do Anjo | 17.1 | 4.5 | 8.1 | 1.3 | 2.3 | 0.1 |
| Pereiros | 161.6 | 33.6 | 122.2 | 20.8 | 77.8 | 18.4 | Refer - Quinta Grande | 3.2 | 0.1 | 1.8 | -0.1 | 0.2 | 0.0 |
| Pocinho | 21.2 | 6.4 | 16.2 | 5.6 | 8.6 | 2.2 | Refer - Rodão | 1.8 | -1.3 | 1.4 | -0.9 | 0.2 | -0.6 |
| Pombal | 79.1 | 20.2 | 49.2 | 11.3 | 27.5 | 7.3 | Refer - Sobral | 2.3 | -1.6 | 1.4 | -1.2 | 0.2 | -0.5 |
| Portimão | 100.7 | 34.5 | 82.4 | 25.4 | 48.2 | 10.6 | Refer - Urrô | 1.8 | -0.6 | 1.0 | -0.4 | 0.2 | -0.1 |
| Porto Alto | 52.8 | 12.6 | 39.0 | 12.3 | 20.5 | 6.0 | Seixal-Longos | 108.0 | 23.1 | 72.0 | 12.4 | 6.8 | 1.3 |
| Prelada | 75.0 | 18.7 | 55.8 | 7.2 | 35.8 | 2.3 | | | | | | | |
| Recarei | 102.4 | 28.7 | 58.2 | 13.3 | 30.2 | 7.6 | | | | | | | |
| Riba D'Ave | 276.4 | 80.3 | 155.4 | 39.2 | 65.3 | 15.6 | | | | | | | |
| | | | | | | | TOTAL | 7159 | 1755 | 5137 | 1150 | 3116 | 678 |

a) Ponto de Entrega AT previsto entrar em serviço em 2017

| VALORES PREVISIONAIS DA PONTA MÁXIMA PARA AS SUBESTAÇÕES MAT/AT da RNT (PARA EFEITOS DE ADEQUAÇÃO DA TRANSFORMAÇÃO LOCAL EM CADA SUBESTAÇÃO) | | | | | | | | | |
|---|---------|------|-------|------|-----------------------|---------|------|-------|-------|
| 2018 | | | | | | | | | |
| Época Sazonal | Inverno | | Verão | | Época Sazonal | Inverno | | Verão | |
| Pontos de Entrega AT | MW | Mvar | MW | Mvar | Pontos de Entrega AT | MW | Mvar | MW | Mvar |
| Existentes | | | | | Oleiros | 230.3 | 58.9 | 184.1 | 64.4 |
| Alcochete ^{a)} | 62.9 | 8.8 | 50.0 | 8.4 | Ourique ^{a)} | 15.6 | 9.4 | 10.6 | 2.7 |
| Alqueva | 61.1 | 7.4 | 76.0 | 26.7 | Paraimo | 99.9 | 18.9 | 99.9 | 28.7 |
| Alto de Mira | 300.6 | 53.1 | 202.9 | 29.5 | Pedralva | 29.2 | 8.3 | 28.5 | 10.4 |
| Alto de São João | 72.0 | 7.0 | 67.4 | 10.8 | Penela | 24.3 | 7.0 | 21.4 | 7.2 |
| Batalha | 249.8 | 51.1 | 214.3 | 62.9 | Pereiros | 230.8 | 31.8 | 176.0 | 36.6 |
| Bodiosa | 133.0 | 15.8 | 119.2 | 26.1 | Pocinho | 36.7 | 6.8 | 29.1 | 8.8 |
| Canelas | 346.4 | 69.7 | 254.1 | 61.0 | Pombal | 88.6 | 17.6 | 81.6 | 20.9 |
| Carrapatelo | 31.7 | 6.4 | 23.3 | 5.3 | Portimão | 100.6 | 16.8 | 112.9 | 38.6 |
| Carregado | 155.2 | 13.8 | 139.5 | 23.5 | Porto Alto | 55.1 | 6.1 | 64.3 | 15.3 |
| Carriche | 224.2 | 25.0 | 171.8 | 28.4 | Prelada | 111.3 | 17.9 | 86.8 | 21.6 |
| Carvoeira | 126.5 | 17.7 | 91.9 | 21.9 | Recarei | 151.5 | 27.9 | 121.8 | 34.2 |
| Castelo Branco | 55.2 | 9.2 | 46.3 | 13.9 | Riba D'Ave | 427.8 | 96.6 | 405.1 | 117.9 |
| Chafariz | 58.2 | 14.9 | 38.0 | 12.1 | Rio Maior | 163.6 | 43.3 | 132.3 | 42.5 |
| Custóias | 237.0 | 40.1 | 184.5 | 43.4 | Sacavém | 240.6 | 13.7 | 185.8 | 18.2 |
| Ermesinde | 207.1 | 25.9 | 137.6 | 23.8 | Santarém | 103.1 | 10.4 | 92.2 | 19.5 |
| Estarreja | 266.4 | 50.0 | 258.4 | 61.4 | Sete Rios | 254.6 | 28.6 | 222.5 | 50.5 |
| Estoi | 166.0 | 30.4 | 181.3 | 71.4 | Setúbal | 243.5 | 34.2 | 235.9 | 39.7 |
| Estremoz | 65.3 | 6.9 | 56.7 | 14.9 | Sines | 118.6 | 15.8 | 114.2 | 22.0 |
| Évora | 100.0 | 17.5 | 83.0 | 27.4 | Tábua | 39.5 | 12.2 | 29.4 | 12.3 |
| Fafe | 176.7 | 33.6 | 147.3 | 43.3 | Tavira | 29.9 | 6.6 | 34.6 | 13.3 |
| Falagueira | 70.3 | 15.2 | 70.4 | 17.0 | Torrão | 89.9 | 9.7 | 68.7 | 9.5 |
| Fanhões | 179.7 | 29.7 | 176.0 | 36.7 | Trafaria | 139.6 | 11.9 | 89.2 | 17.4 |
| Feira | 152.0 | 39.2 | 136.9 | 40.8 | Trajouce | 284.4 | 34.5 | 200.5 | 33.5 |
| Fernão Ferro | 203.7 | 8.6 | 134.7 | 4.3 | Tunes | 139.8 | 26.7 | 201.0 | 71.4 |
| Ferreira do Alentejo | 85.7 | 10.5 | 85.7 | 14.7 | V. P. Aguiar | 27.0 | 5.0 | 21.6 | 6.5 |
| Ferro | 91.6 | 22.3 | 68.2 | 26.2 | Valdigem | 127.3 | 24.9 | 102.2 | 34.9 |
| Frades | 26.3 | 18.1 | 21.0 | 11.7 | Valpaços | 38.6 | 7.2 | 30.6 | 9.3 |
| Lavos | 181.7 | 36.0 | 178.6 | 45.6 | Vermoim | 360.9 | 72.6 | 331.2 | 79.5 |
| Macedo de Cavaleiros | 47.3 | 11.8 | 37.6 | 11.4 | Vila Chã | 108.9 | 27.9 | 93.9 | 33.7 |
| Mogadouro | 13.8 | 3.6 | 9.5 | 1.8 | Vila Fria | 225.2 | 54.7 | 180.4 | 63.3 |
| Mourisca | 271.6 | 46.3 | 248.7 | 50.9 | Zambujal | 163.9 | 29.5 | 139.8 | 41.7 |
| | | | | | Zêzere | 251.9 | 37.0 | 205.5 | 43.7 |

a) Ponto de Entrega AT previsto entrar em serviço em 2017

| VALORES PREVISIONAIS DA PONTA MÁXIMA PARA AS SUBESTAÇÕES MAT/AT da RNT | | | | | | | | | |
|--|---------|------|-------|------|-----------------------|---------|------|-------|-------|
| (PARA EFEITOS DE ADEQUAÇÃO DA TRANSFORMAÇÃO LOCAL EM CADA SUBESTAÇÃO) | | | | | | | | | |
| 2022 | | | | | | | | | |
| Época Sazonal | Inverno | | Verão | | Época Sazonal | Inverno | | Verão | |
| Pontos de Entrega AT | MW | Mvar | MW | Mvar | Pontos de Entrega AT | MW | Mvar | MW | Mvar |
| Existentes | | | | | Paraimo | 104.6 | 19.8 | 104.6 | 30.0 |
| | | | | | Pedralva | 30.4 | 8.7 | 29.9 | 10.9 |
| | | | | | Penela | 25.0 | 7.2 | 22.1 | 7.5 |
| Alcochete^{a)} | 65.5 | 9.2 | 50.5 | 8.5 | Pereiros | 241.3 | 33.2 | 184.1 | 38.3 |
| Alqueva | 65.3 | 8.0 | 81.2 | 28.5 | Pocinho | 37.2 | 6.9 | 29.6 | 9.0 |
| Alto de Mira | 312.4 | 55.2 | 210.9 | 30.7 | Pombal | 93.0 | 18.4 | 85.6 | 21.9 |
| Alto de São João | 74.9 | 7.3 | 69.1 | 11.1 | Portimão | 108.9 | 18.2 | 122.2 | 41.8 |
| Batalha | 259.4 | 53.0 | 222.3 | 65.3 | Porto Alto | 57.2 | 6.3 | 66.7 | 15.9 |
| Bodiosa | 143.3 | 17.1 | 128.3 | 28.1 | Prelada | 115.8 | 18.7 | 90.4 | 22.5 |
| Canelas | 352.3 | 70.9 | 258.4 | 62.0 | Recarei | 162.3 | 29.9 | 130.5 | 36.6 |
| Carrapatelo | 32.6 | 6.6 | 24.0 | 5.5 | Riba D'Ave | 359.8 | 81.1 | 345.5 | 100.4 |
| Carregado | 163.1 | 14.5 | 146.7 | 24.7 | Rio Maior | 170.4 | 45.1 | 137.7 | 44.3 |
| Carriche | 233.2 | 26.1 | 177.2 | 29.4 | Sacavém | 253.2 | 14.4 | 193.2 | 18.9 |
| Carvoeira | 130.2 | 18.2 | 94.6 | 22.5 | Santarém | 106.1 | 10.7 | 94.8 | 20.0 |
| Castelo Branco | 59.3 | 9.9 | 49.7 | 14.9 | Sete Rios | 264.1 | 29.7 | 227.7 | 51.7 |
| Chafariz | 61.9 | 15.9 | 40.4 | 12.9 | Setúbal | 253.6 | 35.6 | 238.5 | 40.2 |
| Custóias | 248.6 | 42.1 | 193.5 | 45.5 | Sines | 116.7 | 15.5 | 113.5 | 21.9 |
| Ermesinde | 213.2 | 26.7 | 141.9 | 24.5 | Tábua | 41.3 | 12.8 | 30.8 | 12.9 |
| Estarreja | 285.0 | 53.5 | 276.0 | 65.6 | Tavira | 32.1 | 7.2 | 36.8 | 14.1 |
| Estoi | 175.2 | 32.1 | 190.2 | 74.9 | Torrão | 95.4 | 10.3 | 72.8 | 10.0 |
| Estremoz | 75.2 | 8.2 | 71.3 | 18.0 | Trafaria | 140.4 | 12.0 | 89.7 | 17.5 |
| Évora | 105.7 | 18.5 | 88.1 | 29.0 | Trajouce | 304.4 | 37.0 | 214.4 | 35.8 |
| Fafe | 183.0 | 34.7 | 152.4 | 44.8 | Tunes | 148.0 | 28.2 | 212.8 | 75.6 |
| Falagueira | 71.8 | 15.5 | 72.0 | 17.4 | V. P. Aguiar | 27.4 | 5.1 | 21.9 | 6.7 |
| Fanhões | 191.5 | 31.7 | 187.7 | 39.2 | Valdigem | 129.0 | 25.2 | 103.9 | 35.4 |
| Feira | 158.9 | 40.9 | 143.2 | 42.7 | Valpaços | 39.2 | 7.3 | 31.1 | 9.4 |
| Fernão Ferro | 206.6 | 8.7 | 135.9 | 4.4 | Vermoim | 276.1 | 55.6 | 264.6 | 63.5 |
| Ferreira do Alentejo | 79.6 | 9.7 | 82.1 | 14.1 | Vila Chã | 115.5 | 29.6 | 99.7 | 35.9 |
| Ferro | 97.9 | 23.8 | 72.8 | 28.0 | Vila Fria | 236.4 | 57.4 | 189.2 | 66.3 |
| Frades | 27.5 | 18.9 | 22.0 | 12.2 | Zambujal | 173.4 | 31.2 | 146.6 | 43.7 |
| Lavos | 190.6 | 37.8 | 187.2 | 47.9 | Zêzere | 255.9 | 37.5 | 202.2 | 43.0 |
| Macedo de Cavaleiros | 48.0 | 12.0 | 38.3 | 11.6 | | | | | |
| Mogadouro | 14.0 | 3.6 | 9.7 | 1.8 | | | | | |
| Mourisca | 281.0 | 47.7 | 257.4 | 52.5 | Previstos | | | | |
| Oleiros | 227.3 | 58.1 | 180.8 | 63.2 | V.N. Famalicão | 183.0 | 39.1 | 154.6 | 41.1 |
| Ourique^{a)} | 19.2 | 11.6 | 13.2 | 3.3 | | | | | |

a) Ponto de Entrega AT previsto entrar em serviço em 2017

| VALORES PREVISIONAIS DA PONTA MÁXIMA PARA AS SUBESTAÇÕES MAT/AT da RNT | | | | | | | | | |
|--|---------|------|-------|------|-----------------------|---------|------|-------|-------|
| (PARA EFEITOS DE ADEQUAÇÃO DA TRANSFORMAÇÃO LOCAL EM CADA SUBESTAÇÃO) | | | | | | | | | |
| 2027 | | | | | | | | | |
| Época Sazonal | Inverno | | Verão | | Época Sazonal | Inverno | | Verão | |
| Pontos de Entrega AT | MW | Mvar | MW | Mvar | Pontos de Entrega AT | MW | Mvar | MW | Mvar |
| Existentes | | | | | Paraimo | 110.5 | 20.9 | 110.5 | 31.7 |
| | | | | | Pedralva | 30.5 | 8.7 | 31.2 | 11.4 |
| Alcochete^{a)} | 68.6 | 9.6 | 50.9 | 8.6 | Penela | 26.0 | 7.5 | 22.9 | 7.7 |
| Alqueva | 70.8 | 8.6 | 88.0 | 30.9 | Pereiros | 254.3 | 35.0 | 194.1 | 40.3 |
| Alto de Mira | 326.2 | 57.6 | 220.2 | 32.0 | Pocinho | 37.8 | 7.0 | 30.0 | 9.1 |
| Alto de São João | 78.4 | 7.7 | 71.1 | 11.5 | Pombal | 100.8 | 20.0 | 92.7 | 23.7 |
| Batalha | 270.9 | 55.4 | 232.0 | 68.1 | Portimão | 120.1 | 20.1 | 134.8 | 46.1 |
| Bodiosa | 157.1 | 18.7 | 140.5 | 30.8 | Porto Alto | 59.7 | 6.6 | 69.4 | 16.6 |
| Canelas | 357.6 | 71.9 | 262.3 | 62.9 | Prelada | 121.3 | 19.6 | 94.7 | 23.6 |
| Carrapatelo | 33.6 | 6.8 | 24.8 | 5.7 | Recarei | 176.6 | 32.6 | 142.0 | 39.9 |
| Carregado | 172.9 | 15.4 | 155.7 | 26.2 | Riba D'Ave | 378.6 | 85.3 | 363.5 | 105.6 |
| Carriche | 241.4 | 27.1 | 182.3 | 30.3 | Rio Maior | 178.6 | 47.3 | 144.3 | 46.4 |
| Carvoeira | 134.5 | 18.8 | 97.6 | 23.2 | Sacavém | 267.5 | 15.2 | 201.3 | 19.7 |
| Castelo Branco | 64.8 | 10.8 | 54.2 | 16.2 | Santarém | 109.2 | 11.1 | 97.7 | 20.6 |
| Chafariz | 66.7 | 17.1 | 43.5 | 13.9 | Sete Rios | 275.0 | 30.9 | 234.8 | 53.3 |
| Custóias | 262.8 | 44.5 | 204.6 | 48.1 | Setúbal | 265.7 | 37.3 | 240.3 | 40.5 |
| Ermesinde | 220.6 | 27.6 | 147.0 | 25.5 | Sines | 120.0 | 16.0 | 117.6 | 22.7 |
| Estarreja | 309.2 | 58.0 | 298.8 | 71.0 | Tábua | 43.7 | 13.5 | 32.5 | 13.6 |
| Estoi | 189.9 | 34.8 | 205.2 | 80.9 | Tavira | 35.1 | 8.0 | 40.0 | 15.3 |
| Estremoz | 77.8 | 8.5 | 73.7 | 18.6 | Torrão | 102.5 | 11.1 | 78.2 | 10.8 |
| Évora | 112.7 | 19.7 | 94.3 | 31.1 | Trafaria | 140.4 | 12.0 | 89.9 | 17.5 |
| Fafe | 193.5 | 36.5 | 161.1 | 47.3 | Trajouce | 330.7 | 40.2 | 232.7 | 38.9 |
| Falagueira | 73.4 | 15.8 | 73.6 | 17.8 | Tunes | 158.3 | 30.2 | 227.7 | 80.9 |
| Fanhões | 206.7 | 34.2 | 202.8 | 42.3 | V. P. Aguiar | 27.8 | 5.2 | 22.2 | 6.7 |
| Feira | 167.2 | 43.1 | 150.9 | 45.0 | Valdigem | 131.1 | 25.6 | 105.9 | 36.1 |
| Fernão Ferro | 209.4 | 8.9 | 136.2 | 4.4 | Valpaços | 39.7 | 7.4 | 31.6 | 9.6 |
| Ferreira do Alentejo | 81.4 | 9.9 | 85.1 | 14.6 | Vermoim | 285.9 | 57.5 | 274.0 | 65.7 |
| Ferro | 106.1 | 25.9 | 79.0 | 30.3 | Vila Chã | 124.2 | 31.8 | 107.3 | 38.6 |
| Frades | 29.0 | 19.9 | 23.2 | 12.9 | Vila Fria | 252.3 | 61.3 | 201.6 | 70.7 |
| Lavos | 206.6 | 40.9 | 202.9 | 51.9 | Zambujal | 185.3 | 33.3 | 154.9 | 46.2 |
| Macedo de Cavaleiros | 48.7 | 12.2 | 38.8 | 11.8 | Zêzere | 270.2 | 39.6 | 213.6 | 45.4 |
| Mogadouro | 14.2 | 3.7 | 9.8 | 1.9 | | | | | |
| Mourisca | 292.3 | 49.3 | 267.9 | 54.5 | Previstos | | | | |
| Oleiros | 227.9 | 58.3 | 180.7 | 63.2 | V.N. Famalicão | 191.2 | 40.8 | 161.7 | 43.1 |
| Ourique^{a)} | 22.5 | 13.6 | 16.1 | 4.1 | | | | | |

a) Ponto de Entrega AT previsto entrar em serviço em 2017

Página em Branco



07 ANEXOS

ANEXO 12

POTÊNCIA ATRIBUÍDA/RESERVADA,
PEDIDOS DE PARECER AO ORT E
CAPACIDADES DE RECEÇÃO NA RNT

REN

Página em Branco

Notas introdutórias ao quadro com a potência atribuída/reservada, pedidos de parecer ao ORT e capacidades de recepção na RNT

O presente anexo visa agregar num mesmo quadro um conjunto de informação, referente à data de 15 de março de 2017, relativamente à capacidade de recepção existente na RNT para recepção de nova produção. Do ponto de vista organizacional, a referida informação encontra-se dividida em três colunas principais:

- (i) Potência já atribuída/reservada: é a potência que já se encontra atribuída ou reservada (em fase de atribuição) pela DGEG para a concretização de novos centros eletroprodutores, que, no entanto, ainda não se encontram ligados à rede (estão em fase de licenciamento/construção);
- (ii) Pedidos de parecer ao ORT: pedidos de parecer efetuados por promotores junto do ORT relativamente à existência de capacidade de recepção e condições de ligação à rede, conforme previsto no Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro;
- (iii) Capacidade de recepção para nova geração: capacidade de recepção na RNT apresentada segundo dois conjuntos. Por um lado, a capacidade que resulta com a rede prevista em final de 2017 mais a realização dos Projetos Base, e por outro, os potenciais acréscimos de capacidade que se encontram condicionados à concretização de Projetos Complementares.

No que diz respeito à informação relativa aos pedidos de parecer efetuados pelos promotores ao ORT, a mesma encontra-se dividida entre os pedidos que já têm potência atribuída/reservada pela DGEG – coluna 'Atribuídos' - (também considerados na coluna 'Potência já atribuída/reservada'), e aqueles a quem ainda não foi atribuída qualquer potência de ligação – coluna 'Em curso'.

Salienta-se que a informação referente à capacidade de recepção indicada na tabela deste anexo, representa o valor de capacidade se encontra disponível para poder ser atribuída a novos centros eletroprodutores para além da potência atribuída ou reservada a 15 de março.

Não obstante, a atribuição de capacidades de recepção deverá ter em conta as seguintes condições:

- (i) Os valores de capacidade indicados aplicam-se às subestações e níveis de tensão a que, por 'zona(s) de rede', se encontram referidos;

- (ii) O valor da coluna "Capacidade com Projetos Base" indica, por 'zona(s) de rede', o montante total de capacidade atualmente disponível, estando já aí incluído o acréscimo resultante da concretização dos Projetos Base²⁶;
- (iii) Para as 'zonas de rede' contendo mais de uma instalação ou nível de tensão, o valor de capacidade apresentado e não sombreado é o valor total máximo admissível nesse conjunto de instalações/níveis de tensão, sujeito ainda ao seguinte:
 - a. Os valores de capacidade indicados com sombreado cinzento dão conta de limitações 'locais' mais restritivas existentes dentro das 'zonas de rede', representando, nas instalações/níveis de tensão a que se referem, valores de capacidade inferiores ao que é indicado como máximo para essa(s) 'zona(s) de rede'. O valor não sombreado representa, assim, o montante de capacidade disponível na(s) 'zona(s) de rede' na sua globalidade, pelo que os valores de capacidade mais restritivos não são cumulativos aos montantes globais (não sombreados) da(s) respetiva(s) 'zona(s) de rede';
 - b. Na(s) 'zona(s) de rede' com ausência de valores de capacidade assinaladas com sombreado cinzento, significa que, para essa(s) mesma(s) zona(s), se indicado um valor mais elevado, a atribuição de capacidade de montante superior a 250, 150, 150 e 100 MVA, respetivamente nas tensões de ligação de 400, 220, 150 e 60 kV, carece de análise de viabilidade prévia.
- (iv) O valor de capacidade indicado para o nível de tensão (normalmente 60 kV) ao qual se encontra conexas, em cada subestação da RNT, uma área da RND (Rede Nacional de Distribuição de eletricidade), estabelece o montante global máximo da conjugação de todos projetos a serem ligados, quer diretamente à subestação da RNT, quer à referida área da RND associada à mesma subestação da RNT;
- (v) Na coluna "Acréscimo com reforços de rede" é indicado o acréscimo estimado de capacidade a adicionar ao valor da coluna "Capacidade com Projetos Base", à qual terá de ser descontada a que entretanto venha a ser atribuída ou reservada por indicação da DGEG. Este acréscimo encontra-se condicionado à realização do(s) respetivo(s) Projeto(s) Complementar(es) mencionado(s) junto no quadro;
- (vi) A eventual atribuição de capacidade num montante global superior a 400 MVA, num período de tempo inferior a dois anos, exige a análise prévia das condições de funcionamento da rede, para verificação da conformidade de operação e condições de segurança de rede, com consequente identificação do respetivo impacto ao nível das demais capacidades de receção disponibilizadas pela rede.

²⁶ Dos Projetos Base que constam no presente PDIRT, somente o PR1401 "Alimentação à SE de FAFE – 2ª fase: Ligação ao PC Caniçada" propicia um incremento de capacidade de receção, face aos valores previstos para o final de 2017.

Potência atribuída/reservada, pedidos de parecer ao ORT e capacidades de receção na RNT

Valores referidos a 15 de março de 2017

Valores em MVA

| Zona de rede | Barramento | Potência já atribuída/reservada [kV] | Pedidos de parecer ao ORT (DL215-B/2012) | | | Capacidade com Projetos Base | | Acréscimo com reforços de rede | Zona de rede | Barramento | Potência já atribuída/reservada [kV] | Pedidos de parecer ao ORT (DL215-B/2012) | | | Capacidade com Projetos Base | | Acréscimo com reforços de rede | |
|--------------|---------------------|--------------------------------------|--|------------|----------|------------------------------|---------|--------------------------------|--------------|-------------------------|--------------------------------------|--|---------------------------------------|----------|------------------------------|---------|--------------------------------|-----|
| | | | Efetuosos | Atribuídos | Em curso | Restrição individual | Zona(s) | | | | | Efetuosos | Atribuídos | Em curso | Restrição individual | Zona(s) | | |
| 1 | Riba d'Ave | 400 | | | | | | 200 ^{b)} | 26 | Lavos | 400 | | | | | | 100 ^{l)} | |
| | Riba d'Ave | 60 | 15 | | | | | | 27 | Pombal | 60 ^{h)} | 13 | | | | | | |
| 10 | Fafe | 150 | | | | | 50 | | 29 | Batalha | 400 ou 60 | 47 | 20 | 20 | | | | |
| | Fafe | 60 | 14 | | | | | | 37 A | Rio Maior | 400 | | 100 | 100 | | | | |
| | Recarei | 400 | | | | | | | 36 | R. Maior | 220 ou 60 | 26 | | | | | | |
| 2 | Vermoim | 400 | | | | | | | 30 | Zêzere | 220 ou 60 | 48 | 68 | 68 | | | | |
| | Vermoim | 400 | | | | | | | 35 | Santarém | 220 ou 60 ^{c)} | 18 | 50 | 50 | | | | 200 |
| | Feira | 400 | | | | | | | 31 | C. Branco | 220 ou 150 | 25 | 135 | 25 | 110 | | | |
| 2 A | V. N. Fimalcão | 400 | | | | | | | 32 | Falagueira | 150 | 50 | 118 | 50 | 68 | | | |
| 8 | Recarei | 220 ou 60 | | | 50 | | | | 33 | Falagueira | 60 | | | | | | | |
| | Vermoim | 220 ou 60 ^{b)} | 63 | | | | | 34 | Pego | 400 | | | | | | | | |
| 9 | Prelada | 220 ou 60 ^{c)} | 6 | | | | | 35 A | Carregado | 220 ou 60 ^{c)} | 9 | | | | | | | |
| | Custóias | 220 ou 60 ^{b)} | 9 | | | | | | 38 | Carvoeira | 220 | | | | 100 | | | |
| 11 | Ermesinde | 220 ou 60 | 7 | | | | | | | 60 | 14 | | | 0 | | | | |
| 12 | Canelas | 220 ou 60 | 9 | | | | | | 37 | Ribatejo | 400 | | | | | | | |
| | Mogadouro | 220 ^{b)} | | | | | 60 | | 37 | Fanhões | 400 ou 220 ou 60 ^{f)} | 24 | | | | | | |
| 16 | Mogadouro | 60 ^{c)} | 7 | | | | 30 | | 39 | A. Mira | 400 ou 220 ou 60 ^{f)} | 11 | | | | | | |
| | Macedo | 220 ou 60 | 24 | | | | 0 | | | 39 | Sete Rios | 220 ^{b)} ou 60 ^{c)} | 4 | | | | | |
| 3 | Valpaços | 220 ou 60 | 14 | | | | 30 | | | | Zambujal | 220 ^{b)} ou 60 ^{c)} | | | | | | |
| | Frades | 150 | | | | | 0 | | | | 40 | Trajouce | 220 ou 60 ^{c)} | 1 | | | | |
| | Frades | 60 | | | | | 0 | | | | 41 | Carriche | 220 ^{b)} ou 60 ^{c)} | 6 | | | | |
| | Vieira do Minho | 400 | 780 | | | | | | | | 42 | Sacavém | 220 ^{b)} ou 60 ^{c)} | 3 | | | | |
| 5 | Pedralva | 400 | | | | | 30 | | | | 43 | P. Alto | 150 ou 60 | 2 | | | | |
| | Pedralva | 150 | 55 | | | | | | | | 44 | F. Ferro | 150 ou 60 | 11 | | | | |
| | Ponte de Lima (N) | 400 | | | | | | | | | 44 | Trafaria | 150 ou 60 | | | | | |
| 5 A | Ribeira de Pena (N) | 400 | 1154 | 1154 | 1154 | | | | | | 45 | Palmela | 150 | 190 | 190 | | | |
| | Fridão (N) | 400 | 238 | 238 | 238 | | | | | | | Setúbal | 150 ou 60 ^{b)} | 10 | | | | |
| 6 | V. Fria | 150 ou 60 | 39 | 25 | 25 | | | | | | | Palmela | 400 | | | | | |
| | Oleiros | 150 ou 60 | 7 | | | | | | | | | F. Ferro | 400 | | | | | |
| | Torrão | 220 | | | | | 120 | | | | | | Alcochete (N) | 400 | | | | |
| | Torrão | 60 | 2 | | | | 50 | | | | | | 60 | | | | | |
| | Carrapatelo | 220 ^{b)} | | | | | 100 | | | | | | 60 | | | | | |
| | Carrapatelo | 60 | 5 | | | | 0 | | | | | | 100 | | | | | |
| | Valdigem | 220 | | | | | 100 | | | | | | 0 | | | | | |
| | Vila P. Aguiar | 220 ou 60 | 4 | | | | 0 | | | | | | 0 | | | | | |
| | Valdigem | 60 | 29 | 18 | 18 | | 0 | | | | | | 0 | | | | | |
| 15 A | Armamar | 400 | 251 | 251 | 251 | | 100 | | | | | | 165 | 165 | | | | |
| | Armamar | 220 | | | | | 0 | | | | | | 88 | 88 | | | | |
| 18 | Bodiosa | 400 | | | | | 0 | | | | | | 110 | 110 | | | | |
| | Bodiosa | 60 | 41 | | | | | | | | | | 151 | 151 | | | | |
| | Lagoaça | 400 | | | | | 50 | | | | | | | | | | | |
| | Lagoaça | 220 | | | | | 0 | | | | | | | | | | | |
| 17 | Pocinho | 220 | | | | | 0 | | | | | | 300 | 300 | | | | |
| | Pocinho | 60 | 75 | | | | | | | | | | | | | | | |
| | V. Chã | 220 ou 60 | 42 | | | | | | | | | | | | | | | |
| 19 | Chafariz | 220 | 130 | 130 | 130 | | | | | | | | | | | | | |
| | Chafariz | 60 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Fundão (N) | 400 ou 220 | | | 63 | 63 | | | | | | | | | | | | |
| 19 B | Ferro | 220 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Ferro | 60 | 31 | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Tábua | 220 | | | | | 40 | | | | | | | | | | | |
| | Tábua | 60 | 4 | | | | 0 | | | | | | | | | | | |
| | Pereiros | 220 ou 60 | 42 | | | | | | | | | | | | | | | |
| 25 | Penela | 220 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Penela | 60 | | | | | 0 | | | | | | | | | | | |
| 21 | Paraimo | 220 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Paraimo | 400 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Paraimo | 60 | 47 | | | | | | | | | | | | | | | |
| 23 | Estarreja | 220 ^{b)} ou 60 | 7 | | | | | | | | | | | | | | | |
| 24 | Mourisca | 220 ^{b)} ou 60 | 8 | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | 4786 | 5812 | 2201 | 3611 | | | | |

- A receção de nova potência em instalações futuras está dependente da efetiva concretização destas instalações nas datas previstas, bem como das linhas que a elas convergem.
- Os valores a somar traduzem restrições individuais da potência de receção para o nível de tensão assinalado, não sendo cumulativos com o valor máximo que se encontra expresso na respetiva zona de rede.
- Nos níveis de tensão em que não esteja mencionada qualquer restrição individual, terá de ser avaliado, caso a caso, a viabilidade de atribuição de capacidade de montante superior a 250, 150, 150 e 100 MVA respetivamente nas tensões de ligação de 400, 220, 150 e 60 kV.
- A eventual atribuição de capacidade num montante global superior a 400 MW num período de tempo inferior a dois anos, exige a análise prévia das condições de funcionamento da rede, para verificação da conformidade de operação e condições de segurança da rede, com consequente identificação do respetivo impacto ao nível das demais capacidades de receção disponibilizadas pela rede.
- Os pedidos de parecer efetuados ao ORT para as subestações de Santarém, Falagueira, Palmela, Évora, Estremoz, Ourique, Ferreira do Alentejo, Alqueva, Tavira Tunes, Portimão e parte dos verificados para Sines (165 MW) foram para centros produtores de tecnologia solar.

- Considerando a instalação do segundo autotransformador 400/150 kV na subestação de Tavira em 2017.
- Não existem painéis livres para novas ligações. Necessidade de estudar a viabilidade de uma possível ampliação.
- O barramento neste nível de tensão pertence à Rede Nacional de Distribuição de eletricidade.
- Por não haver nesta subestação segurança 'n-1' na ligação à RNT, o valor da capacidade de receção encontra-se limitado à capacidade que o ORD tenha para escoar a totalidade da produção afeta a este injetor em caso de indisponibilidade da referida ligação.
- Subestação da RNT com desativação prevista no médio/longo prazo. A capacidade de receção encontra-se limitada à potência que o ORD seja capaz de escoar após a saída de serviço da transformação 150/60 kV, com um limite máximo de 30 MVA.
- Com a concretização da ligação a 150 kV entre a subestação de Fafe e o posto de corte da Caniçada prevista para 2019 (PR1401).
- Com a concretização da linha a 400 kV entre as subestações de Pedralva e Sobrado (PR0911).
- Com a concretização da linha de interligação a 400 kV entre as regiões do Minho (Portugal) e da Galiza (Espanha) (PR0709).
- Com a concretização da abertura da subestação 400/220 kV do Fundão e da linha a 400 kV entre as subestações do Fundão e da Falagueira. (PR0917)
- Parte deste valor, 170 MVA, já se encontra atribuído/reservado por parte da DGEG.
- Parte deste valor, 20 MVA, já se encontra atribuído/reservado por parte da DGEG.
- Com a conclusão e passagem a 400 kV do eixo Falagueira-Estremoz-(Divor)-Pegões e abertura da subestação 400/60 kV de Divor (PR1411, PR0639, PR0953 e PR1222).
- Possibilidade de transferência de capacidade, atualmente associada aos 400 kV de Sines, com a concretização do eixo a 400 kV Ferreira do Alentejo-Ourique-Tavira (PR1208 e PR1209).

Página em Branco



07 ANEXOS

ANEXO 13

INDICADORES EVOLUTIVOS DOS
EQUIPAMENTOS DA REDE

REN

Página em Branco

| Considerando só Projetos Base | | | | | |
|---|---------------|---------------|---------------|--------------|------------------------------|
| EVOLUÇÃO DO COMPRIMENTO DE CIRCUITOS DE LINHAS EM SERVIÇO [km] | | | | | |
| Situação em 31 Dez. | 400 kV | 220 kV | 150 kV | TOTAL | Total equiv. a 400 kV |
| 1995 | 1173 | 2258 | 2286 | 5716 | 2306 |
| 1996 | 1173 | 2296 | 2217 | 5686 | 2308 |
| 1997 | 1234 | 2347 | 2347 | 5927 | 2407 |
| 1998 | 1234 | 2409 | 2340 | 5982 | 2427 |
| 1999 | 1234 | 2357 | 2400 | 5990 | 2419 |
| 2000 | 1235 | 2418 | 2361 | 6014 | 2435 |
| 2001 | 1235 | 2599 | 2361 | 6195 | 2495 |
| 2002 | 1301 | 2717 | 2420 | 6438 | 2610 |
| 2003 | 1403 | 2704 | 2438 | 6544 | 2710 |
| 2004 | 1454 | 2838 | 2198 | 6489 | 2766 |
| 2005 | 1500 | 2874 | 2283 | 6657 | 2839 |
| 2006 | 1507 | 3080 | 2431 | 7018 | 2939 |
| 2007 | 1588 | 3177 | 2661 | 7426 | 3090 |
| 2008 | 1589 | 3257 | 2667 | 7513 | 3119 |
| 2009 | 1609 | 3290 | 2671 | 7569 | 3150 |
| 2010 | 1973 | 3467 | 2609 | 8049 | 3564 |
| 2011 | 2236 | 3492 | 2643 | 8371 | 3841 |
| 2012 | 2333 | 3521 | 2680 | 8534 | 3953 |
| 2013 | 2434 | 3565 | 2734 | 8733 | 4078 |
| 2014 | 2467 | 3601 | 2561 | 8630 | 4095 |
| 2015 | 2632 | 3611 | 2562 | 8805 | 4263 |
| 2016 | 2670 | 3611 | 2582 | 8863 | 4304 |
| 2017 ^{a)} | 2807 | 3749 | 2615 | 9172 | 4493 |
| PDIRT 2018-2027: EVOLUÇÃO PREVISTA ATÉ 2027 | | | | | |
| 2018 | 2862 | 3775 | 2615 | 9253 | 4557 |
| 2019 | 2862 | 3775 | 2612 | 9250 | 4556 |
| 2020 | 2862 | 3860 | 2612 | 9334 | 4584 |
| 2021 | 2866 | 3872 | 2612 | 9351 | 4592 |
| 2022 | 2866 | 3872 | 2600 | 9338 | 4590 |
| 2023 | 2866 | 3872 | 2593 | 9332 | 4589 |
| 2024 | 2866 | 3872 | 2593 | 9332 | 4589 |
| 2025 | 2866 | 3915 | 2593 | 9375 | 4604 |
| 2026 | 2866 | 3915 | 2593 | 9375 | 4604 |
| 2027 | 2866 | 3915 | 2593 | 9375 | 4604 |

Notas:

O comprimento das linhas (circuitos elétricos) inclui os troços em cabo subterrâneo e é contabilizado segundo a tensão MAT a que são exploradas com exceção dos circuitos MAT explorados a 60 kV que são contabilizados na respetiva tensão de projeto, e da linha Lindoso - Conchas, explorada a 130 kV, mas incluída no escalão '150 kV'.

Na determinação do 'Total equivalente a 400 kV' considerou-se a tensão de exploração.

^{a)} Valores estimados

| Considerando só Projetos Base | | | | | | | | | | | | | |
|--|--------------------|-----------|------------|-----------|-----------|-----------|--------------|------------------------|------------|------------|------------|---------------|-------------|
| EVOLUÇÃO DA POTÊNCIA DE TRANSFORMAÇÃO INSTALADA NAS SUBESTAÇÕES DA RNT [MVA] | | | | | | | | | | | | | |
| Situação em 31 Dez. | Transformação (TR) | | | | | | | Autotransformação (AT) | | | | | TR+AT TOTAL |
| | 150/30 kV | 150/60 kV | 150/130 kV | 220/30 kV | 220/60 kV | 400/60 kV | Total MAT/AT | 150/130 kV | 220/150 kV | 400/150 kV | 400/220 kV | Total MAT/MAT | |
| 1980 | 255 | 2 011 | | | 2 325 | | 4 591 | | 957 | 450 | 450 | 1 857 | 6 448 |
| 1981 | 255 | 2 194 | | | 2 451 | | 4 900 | | 957 | 900 | 900 | 2 757 | 7 657 |
| 1982 | 255 | 2 257 | | | 2 703 | | 5 215 | 150 | 957 | 900 | 900 | 2 907 | 8 122 |
| 1983 | 255 | 2 496 | | | 3 195 | | 5 946 | 150 | 957 | 900 | 900 | 2 907 | 8 853 |
| 1984 | 255 | 2 616 | | | 3 561 | | 6 432 | 150 | 957 | 900 | 900 | 2 907 | 9 339 |
| 1985 | 255 | 2 616 | | | 3 687 | | 6 558 | 150 | 957 | 900 | 900 | 2 907 | 9 465 |
| 1986 | 255 | 2 679 | | | 3 927 | | 6 861 | 150 | 831 | 1 260 | 1 350 | 3 591 | 10 452 |
| 1987 | 255 | 2 931 | | | 3 927 | | 7 113 | 150 | 831 | 1 620 | 1 350 | 3 951 | 11 064 |
| 1988 | 270 | 2 811 | | | 3 927 | | 7 008 | 150 | 957 | 1 980 | 1 350 | 4 437 | 11 445 |
| 1989 | 270 | 2 811 | | | 3 927 | 170 | 7 178 | 150 | 957 | 1 980 | 1 350 | 4 437 | 11 615 |
| 1990 | 270 | 2 748 | | | 4 053 | 170 | 7 241 | 150 | 957 | 1 980 | 1 800 | 4 887 | 12 128 |
| 1991 | 270 | 2 937 | | | 4 431 | 170 | 7 808 | 150 | 957 | 1 980 | 2 250 | 5 337 | 13 145 |
| 1992 | 270 | 3 252 | | | 4 431 | 170 | 8 123 | 150 | 957 | 1 980 | 2 700 | 5 787 | 13 910 |
| 1993 | 270 | 3 328 | | | 4 620 | 510 | 8 728 | 150 | 957 | 1 980 | 2 700 | 5 787 | 14 515 |
| 1994 | 270 | 3 202 | | | 5 420 | 510 | 9 402 | 150 | 957 | 2 340 | 2 700 | 6 147 | 15 549 |
| 1995 | 270 | 3 215 | | | 5 420 | 510 | 9 415 | 150 | 831 | 2 340 | 2 700 | 6 021 | 15 436 |
| 1996 | 270 | 3 669 | | | 5 546 | 680 | 10 165 | 150 | 831 | 2 340 | 2 700 | 6 021 | 16 186 |
| 1997 | 270 | 3 669 | | | 5 609 | 680 | 10 228 | 150 | 831 | 2 340 | 2 700 | 6 021 | 16 249 |
| 1998 | 270 | 3 669 | | | 5 949 | 680 | 10 568 | 150 | 831 | 2 340 | 2 700 | 6 021 | 16 589 |
| 1999 | 270 | 3 732 | | | 5 949 | 680 | 10 631 | 150 | 831 | 2 340 | 2 700 | 6 021 | 16 652 |
| 2000 | 225 | 3 732 | | | 5 955 | 680 | 10 592 | 150 | 831 | 2 590 | 2 700 | 6 271 | 16 863 |
| 2001 | 225 | 3 732 | | | 6 144 | 680 | 10 781 | 150 | 831 | 2 590 | 2 700 | 6 271 | 17 052 |
| 2002 | 225 | 3 707 | | | 6 484 | 850 | 11 266 | 150 | 711 | 2 840 | 2 700 | 6 401 | 17 667 |
| 2003 | 225 | 3 701 | | | 6 628 | 1 190 | 11 744 | 150 | 831 | 3 290 | 3 150 | 7 421 | 19 165 |
| 2004 | 225 | 3 764 | | | 6 798 | 1 190 | 11 977 | 150 | 831 | 3 290 | 3 150 | 7 421 | 19 398 |
| 2005 | 225 | 4 208 | | | 6 924 | 1 190 | 12 547 | 150 | 831 | 3 290 | 3 150 | 7 421 | 19 968 |
| 2006 | 180 | 4 208 | | | 7 346 | 1 530 | 13 264 | 150 | 831 | 3 740 | 3 150 | 7 871 | 21 135 |
| 2007 | 180 | 4 784 | | | 7 862 | 1 700 | 14 526 | 150 | 1 081 | 3 740 | 3 600 | 8 571 | 23 097 |
| 2008 | 120 | 5 294 | | | 8 819 | 2 040 | 16 273 | 150 | 1 081 | 4 640 | 4 050 | 9 921 | 26 194 |
| 2009 | 120 | 5 420 | 140 | | 9 644 | 2 210 | 17 534 | 150 | 961 | 5 540 | 4 050 | 10 701 | 28 235 |
| 2010 | 120 | 5 486 | 140 | | 9 984 | 2 550 | 18 280 | 150 | 835 | 5 540 | 5 400 | 11 925 | 30 205 |
| 2011 | 0 | 6 170 | 140 | | 10 997 | 3 060 | 20 367 | 150 | 970 | 5 990 | 6 300 | 13 410 | 33 777 |
| 2012 | 0 | 5 692 | 140 | | 11 443 | 3 230 | 20 505 | 150 | 970 | 5 990 | 6 300 | 13 410 | 33 915 |
| 2013 | 0 | 5 692 | 140 | 320 | 11 512 | 3 910 | 21 574 | 150 | 970 | 5 540 | 6 750 | 13 410 | 34 984 |
| 2014 | 0 | 5 802 | 140 | 320 | 11 542 | 3 910 | 21 714 | 150 | 700 | 5 990 | 7 200 | 14 040 | 35 754 |
| 2015 | 0 | 6 054 | 140 | 320 | 12 209 | 3 910 | 22 633 | 150 | 700 | 5 990 | 7 200 | 14 040 | 36 673 |
| 2016 | 0 | 5 928 | 140 | 320 | 12 448 | 3 910 | 22 746 | 0 | 700 | 5 990 | 7 200 | 13 890 | 36 636 |
| 2017 ^{a)} | 0 | 6 180 | 140 | 320 | 12 914 | 4 250 | 23 804 | 0 | 830 | 6 440 | 7 200 | 14 470 | 38 274 |
| PDIRT 2018-2027 : EVOLUÇÃO PREVISTA ATÉ 2027 | | | | | | | | | | | | | |
| 2018 | 0 | 6 180 | 140 | 320 | 12 914 | 4 250 | 23 804 | 0 | 830 | 6 440 | 7 650 | 14 920 | 38 724 |
| 2019 | 0 | 6 180 | 140 | 320 | 12 964 | 4 420 | 24 024 | 0 | 830 | 6 440 | 7 650 | 14 920 | 38 944 |
| 2020 | 0 | 6 180 | 140 | 320 | 12 964 | 4 590 | 24 194 | 0 | 830 | 6 440 | 7 650 | 14 920 | 39 114 |
| 2021 | 0 | 6 180 | 140 | 320 | 12 964 | 4 760 | 24 364 | 0 | 830 | 6 440 | 8 100 | 15 370 | 39 734 |
| 2022 | 0 | 6 180 | 140 | 320 | 13 108 | 4 760 | 24 508 | 0 | 830 | 6 890 | 8 100 | 15 820 | 40 328 |
| 2023 | 0 | 6 180 | 140 | 320 | 13 108 | 4 760 | 24 508 | 0 | 830 | 6 890 | 8 100 | 15 820 | 40 328 |
| 2024 | 0 | 6 306 | 140 | 320 | 13 108 | 4 760 | 24 634 | 0 | 830 | 6 890 | 8 100 | 15 820 | 40 454 |
| 2025 | 0 | 6 306 | 140 | 320 | 13 108 | 4 760 | 24 634 | 0 | 830 | 6 890 | 8 100 | 15 820 | 40 454 |
| 2026 | 0 | 6 306 | 140 | 320 | 13 108 | 4 760 | 24 634 | 0 | 830 | 6 890 | 8 100 | 15 820 | 40 454 |
| 2027 | 0 | 6 306 | 140 | 320 | 13 108 | 4 760 | 24 634 | 0 | 830 | 6 890 | 8 100 | 15 820 | 40 454 |

NOTAS:

1. Neste Quadro é apresentado o total de transformação em exploração afeta à função RNT de entrega ao Distribuidor vinculado. As três máquinas 220/(60)/30 kV, com respectivamente 2x120 MVA e 1x80 MVA, são operadas e alvo de manutenção por utilizador da rede.

^{a)} Valores estimados.

2. A partir de 2018 existirá, adicionalmente: (i) um transformador 150/130kV, 140 MVA em reserva parada na subestação de Pedalva; (ii) um transformador 150/60 kV, 126 MVA, na subestação de Ourique, proveniente de outra instalação, em reserva parada e que passará à situação de ligada a partir de 2024.



07 ANEXOS

ANEXO 14

EVOLUÇÃO DAS CORRENTES DE DEFEITO

REN 

Página em Branco

| EVOLUÇÃO DOS VALORES DE CORRENTES DE DEFEITO - CONSIDERANDO SÓ PROJETOS BASE [kA] | | | | | | | | | | |
|---|-------------|------------------|------|------|-------------------|------|------------------|------|-------------------|------|
| INSTALAÇÃO | Tensão [kV] | Máximo Trifásico | | | Máximo Monofásico | | Mínimo Trifásico | | Mínimo Monofásico | |
| | | 2018 | 2022 | 2027 | 2018 | 2022 | 2018 | 2022 | 2018 | 2022 |
| Alcochete | 400 | 14.3 | 14.4 | 13.8 | 13.8 | 14.1 | 10.7 | 11.2 | 11.5 | 11.9 |
| Alqueva | 400 | 12.5 | 13.0 | 12.7 | 12.9 | 13.5 | 9.0 | 10.4 | 10.2 | 11.5 |
| Alto de Mira | 400 | 18.6 | 18.8 | 18.2 | 18.5 | 18.7 | 12.9 | 13.4 | 14.5 | 14.9 |
| Alto Lindoso | 400 | 25.5 | 27.1 | 27.3 | 25.1 | 26.4 | 15.9 | 22.5 | 17.7 | 23.2 |
| Armamar | 400 | 19.7 | 20.0 | 20.2 | 17.4 | 17.6 | 16.5 | 17.9 | 15.6 | 16.6 |
| Batalha | 400 | 20.2 | 20.0 | 19.7 | 17.8 | 17.5 | 14.6 | 15.1 | 14.6 | 14.8 |
| Bemposta II | 400 | 14.5 | 14.6 | 14.7 | 11.2 | 11.3 | 9.3 | 12.5 | 8.4 | 10.4 |
| Bodiosa | 400 | 13.4 | 13.6 | 13.6 | 10.0 | 10.1 | 11.9 | 12.5 | 9.4 | 9.7 |
| C. Alqueva 1 | 400 | 12.3 | 12.8 | 12.5 | 12.6 | 13.2 | 8.9 | 10.2 | 10.0 | 11.3 |
| C. Alqueva 2 | 400 | 12.3 | 12.8 | 12.5 | 12.7 | 13.2 | 8.9 | 10.3 | 10.1 | 11.4 |
| C. Lares Gr 1 ou 2 | 400 | 18.1 | 18.1 | 18.0 | 16.6 | 16.6 | 12.6 | 13.0 | 13.2 | 13.5 |
| C. Pego (TGCC) Gr 1 ou 2 | 400 | 20.3 | 18.3 | 18.3 | 22.0 | 18.5 | 12.5 | 12.9 | 15.2 | 14.5 |
| C. Pego (Carvão) Gr 1 ou 2 | 400 | 20.3 | - | - | 22.0 | - | 12.5 | - | 15.2 | - |
| C. Ribatejo Gr 2 ou 3 | 400 | 19.8 | 20.1 | 19.3 | 20.4 | 20.6 | 12.8 | 13.3 | 15.0 | 15.4 |
| C. Sines Gr 2, 3 ou 4 | 400 | 13.8 | 14.2 | - | 13.6 | 14.2 | 9.5 | 10.2 | 10.7 | 11.3 |
| Douro Sul* | 400 | 14.0 | 14.2 | 14.3 | 12.4 | 12.5 | 12.4 | 13.1 | 11.4 | 12.0 |
| Falagueira | 400 | 15.7 | 15.5 | 15.5 | 15.3 | 15.0 | 11.4 | 11.8 | 11.6 | 12.3 |
| Fanhões | 400 | 19.6 | 19.9 | 19.1 | 20.3 | 20.6 | 13.3 | 13.9 | 15.5 | 16.0 |
| Feira | 400 | 17.5 | 18.0 | 17.8 | 15.4 | 15.8 | 14.8 | 15.9 | 14.0 | 14.7 |
| Fernão Ferro | 400 | 13.0 | 13.1 | 12.6 | 11.5 | 11.6 | 9.9 | 10.3 | 9.9 | 10.1 |
| Ferreira do Alentejo | 400 | 11.9 | 12.4 | 11.6 | 11.3 | 12.3 | 9.2 | 9.9 | 9.6 | 10.6 |
| Foz-Tua | 400 | 10.1 | 10.2 | 10.2 | 9.0 | 9.1 | 8.8 | 8.9 | 8.4 | 8.4 |
| Frades II | 400 | 16.8 | 17.2 | 17.4 | 17.7 | 18.0 | 12.7 | 13.9 | 14.4 | 15.4 |
| Lagoaça | 400 | 30.5 | 31.2 | 31.2 | 28.9 | 29.4 | 14.7 | 24.6 | 15.2 | 24.8 |
| Lavos | 400 | 22.6 | 22.6 | 22.5 | 21.6 | 21.7 | 15.3 | 16.0 | 16.7 | 17.2 |
| Palmela | 400 | 16.0 | 16.2 | 15.3 | 16.2 | 16.5 | 11.6 | 12.2 | 13.0 | 13.6 |
| Paraimo | 400 | 20.2 | 20.6 | 20.5 | 17.3 | 17.5 | 16.3 | 17.2 | 15.3 | 15.8 |
| Pedralva | 400 | 23.2 | 24.1 | 24.4 | 23.7 | 24.7 | 16.6 | 19.5 | 18.7 | 21.3 |
| Pego | 400 | 20.3 | 18.3 | 18.3 | 22.0 | 18.5 | 12.5 | 12.9 | 15.2 | 14.5 |
| Ponte de Lima | 400 | - | 15.9 | 16.2 | - | 13.7 | - | 14.0 | - | 12.7 |
| Portimão | 400 | 9.4 | 9.6 | 9.1 | 8.5 | 8.7 | 7.3 | 8.3 | 7.3 | 7.9 |
| Recarei | 400 | 27.7 | 29.3 | 28.7 | 27.4 | 29.0 | 20.9 | 24.1 | 22.7 | 25.5 |
| Riba d'Ave | 400 | 24.8 | 26.0 | 26.2 | 24.9 | 25.9 | 18.5 | 21.8 | 20.3 | 23.0 |
| Ribatejo | 400 | 19.8 | 20.1 | 19.3 | 20.4 | 20.6 | 12.8 | 13.3 | 15.0 | 15.4 |
| Rio Maior | 400 | 17.9 | 17.8 | 17.5 | 16.4 | 16.3 | 13.2 | 13.6 | 13.6 | 13.8 |
| Salamonde II | 400 | 15.1 | 15.4 | 15.6 | 15.1 | 15.3 | 11.7 | 12.5 | 12.7 | 13.3 |
| Sines | 400 | 16.9 | 17.5 | 14.6 | 18.7 | 20.1 | 11.1 | 12.0 | 13.7 | 15.0 |
| Sobrado | 400 | - | 22.8 | 22.4 | - | 20.4 | - | 19.4 | - | 18.5 |
| Tavira | 400 | 10.3 | 10.5 | 10.2 | 10.4 | 10.6 | 7.1 | 9.1 | 7.9 | 9.6 |
| Vermoim | 400 | 20.5 | 22.7 | 22.2 | 18.1 | 20.5 | 16.4 | 19.3 | 15.9 | 18.6 |
| Vieira do Minho | 400 | 17.2 | 17.6 | 17.8 | 18.0 | 18.3 | 12.9 | 14.2 | 14.6 | 15.7 |
| Vila Nova Famalicão | 400 | 17.6 | 18.5 | 18.4 | 13.9 | 15.4 | 14.5 | 16.2 | 12.6 | 14.3 |

Notas:

- Instalação de utilizador da rede

- Os valores aqui apresentados estão calculados num cenário de desenvolvimento futuro da RNT incluindo apenas os projetos Base

| EVOLUÇÃO DOS VALORES DE CORRENTES DE DEFEITO - CONSIDERANDO SÓ PROJETOS BASE [kA] | | | | | | | | | | |
|---|-------------|------------------|------|------|-------------------|------|------------------|------|-------------------|------|
| INSTALAÇÃO | Tensão [kV] | Máximo Trifásico | | | Máximo Monofásico | | Mínimo Trifásico | | Mínimo Monofásico | |
| | | 2018 | 2022 | 2027 | 2018 | 2022 | 2018 | 2022 | 2018 | 2022 |
| Aguieira | 220 | 11.8 | 12.3 | 12.4 | 12.1 | 12.5 | 9.6 | 9.7 | 10.5 | 10.6 |
| Alto de Mira | 220 | 22.7 | 23.0 | 22.7 | 26.2 | 26.4 | 17.7 | 18.1 | 21.7 | 22.0 |
| Alto de São João | 220 | 15.3 | 15.4 | 15.2 | 15.8 | 15.9 | 12.8 | 13.0 | 14.1 | 14.2 |
| Armamar | 220 | 22.4 | 22.5 | 22.7 | 21.1 | 21.1 | 19.1 | 20.1 | 19.1 | 19.8 |
| Baixo Sabor | 220 | 11.5 | 11.5 | 11.5 | 10.4 | 10.5 | 10.2 | 10.0 | 9.7 | 9.6 |
| Bemposta | 220 | 16.7 | 16.8 | 16.9 | 16.9 | 17.0 | 10.6 | 12.1 | 12.3 | 13.6 |
| C. Pocinho | 220 | 26.1 | 26.4 | 26.4 | 24.2 | 24.5 | 22.2 | 22.8 | 21.6 | 22.3 |
| C. Ribatejo Gr 1 | 220 | 23.4 | 23.9 | 23.7 | 22.5 | 23.2 | 17.4 | 17.8 | 18.6 | 19.1 |
| C. Tapada do Outeiro | 220 | 32.2 | 32.6 | - | 34.2 | 34.3 | 21.5 | 22.6 | 25.8 | 26.6 |
| Canelas | 220 | 26.1 | 26.4 | 23.2 | 23.4 | 23.5 | 19.4 | 20.3 | 19.7 | 20.1 |
| Carrapateiro | 220 | 25.1 | 25.5 | 25.9 | 24.8 | 25.0 | 20.4 | 21.6 | 21.6 | 22.4 |
| Carregado | 220 | 23.7 | 24.3 | 24.1 | 22.9 | 23.6 | 17.6 | 18.1 | 18.9 | 19.5 |
| Carriche | 220 | 22.4 | 22.6 | 22.3 | 24.9 | 25.1 | 17.4 | 17.8 | 20.8 | 21.1 |
| Carvoeira | 220 | 10.2 | 10.3 | 13.4 | 9.3 | 9.4 | 9.3 | 9.3 | 8.9 | 8.9 |
| Castelo Branco | 220 | 8.3 | 8.5 | 8.5 | 8.6 | 8.8 | 8.0 | 8.1 | 8.4 | 8.4 |
| Castelo do Bode Gr 1, 2 ou 3 | 220 | 12.4 | 12.9 | 13.4 | 12.8 | 13.2 | 10.6 | 10.6 | 11.4 | 11.5 |
| Chafariz | 220 | 16.1 | 16.8 | 16.9 | 15.1 | 16.8 | 15.2 | 15.9 | 14.5 | 16.2 |
| Custóias | 220 | 24.5 | 25.3 | 24.3 | 23.8 | 24.3 | 19.9 | 21.7 | 20.9 | 22.2 |
| Ermesinde | 220 | 24.1 | 18.1 | 17.9 | 23.3 | 17.3 | 19.5 | 16.4 | 20.4 | 16.3 |
| Estarreja | 220 | 18.3 | 18.8 | 18.7 | 16.4 | 16.7 | 16.3 | 16.9 | 15.4 | 15.7 |
| Fanhões | 220 | 26.2 | 26.6 | 26.0 | 30.3 | 30.7 | 19.6 | 20.2 | 24.3 | 24.8 |
| Fatela * | 220 | - | - | - | 6.6 | 6.7 | - | - | 6.4 | 6.5 |
| Ferro | 220 | 9.8 | 10.1 | 10.1 | 9.8 | 10.1 | 9.5 | 9.7 | 9.6 | 9.8 |
| Folques * | 220 | 10.9 | 11.2 | 11.3 | 11.6 | 11.8 | 10.5 | 10.6 | 11.3 | 11.4 |
| Gouveia * | 220 | - | - | - | 8.3 | 8.6 | - | - | 8.2 | 8.4 |
| Lagoaça | 220 | 24.3 | 24.7 | 24.7 | 26.7 | 27.0 | 15.2 | 18.7 | 18.3 | 22.0 |
| Macedo de Cavaleiros | 220 | 8.5 | 9.4 | 9.4 | 7.9 | 8.3 | 7.8 | 8.9 | 7.5 | 8.2 |
| Maia * | 220 | 16.9 | 17.5 | 16.5 | 13.4 | 13.7 | 14.4 | 15.4 | 12.4 | 12.8 |
| Miranda | 220 | 14.1 | 14.1 | 14.2 | 14.3 | 14.3 | 8.4 | 9.2 | 9.9 | 10.6 |
| Mogadouro | 220 | 9.8 | 9.8 | 9.8 | 8.0 | 8.0 | 7.6 | 8.1 | 7.0 | 7.3 |
| Montenegro * | 220 | 8.6 | 11.6 | 11.7 | 9.9 | 12.5 | 8.1 | 10.9 | 9.5 | 12.0 |
| Mortágua * | 220 | - | - | - | 8.3 | 8.5 | - | - | 7.5 | 7.6 |
| Mourisca | 220 | 18.1 | 18.6 | 18.7 | 17.0 | 17.1 | 16.5 | 17.0 | 16.0 | 16.3 |
| Pampilhosa da Serra * | 220 | 7.9 | 8.0 | 8.0 | 8.8 | 8.9 | 7.7 | 7.7 | 8.6 | 8.6 |
| Paraimo | 220 | 20.9 | 21.6 | 21.7 | 20.4 | 20.8 | 19.1 | 19.5 | 19.3 | 19.5 |
| Penamacor * | 220 | 6.2 | 6.3 | 6.3 | 7.2 | 7.3 | 6.1 | 6.1 | 7.0 | 7.1 |
| Penela | 220 | 16.8 | 17.7 | 18.0 | 15.0 | 15.6 | 15.2 | 15.3 | 14.2 | 14.3 |
| Pereiros | 220 | 21.3 | 22.7 | 22.9 | 21.2 | 22.4 | 18.7 | 18.9 | 19.5 | 19.9 |
| Picote | 220 | 18.8 | 18.9 | 18.9 | 19.7 | 19.8 | 10.6 | 11.9 | 12.9 | 14.2 |
| Pocinho | 220 | 28.5 | 28.8 | 28.8 | 26.8 | 27.1 | 24.1 | 24.8 | 23.7 | 24.6 |
| Pombal | 220 | 8.9 | 9.0 | 9.0 | 7.4 | 7.5 | 8.4 | 8.5 | 7.2 | 7.2 |
| Pontinha | 220 | 20.4 | 20.6 | 20.3 | 22.0 | 22.2 | 16.2 | 16.5 | 18.8 | 19.0 |
| Prelada | 220 | 24.1 | 24.8 | 24.0 | 24.4 | 24.9 | 19.6 | 21.4 | 21.4 | 22.7 |
| Prior Velho 1 | 220 | 20.2 | 20.5 | 20.2 | 20.3 | 20.5 | 16.0 | 16.4 | 17.4 | 17.7 |
| Prior Velho 2 | 220 | 20.2 | 20.5 | 20.2 | 20.2 | 20.4 | 16.0 | 16.4 | 17.4 | 17.6 |
| Prior Velho 3 | 220 | 20.4 | 20.7 | 20.4 | 20.4 | 20.6 | 16.1 | 16.5 | 17.5 | 17.8 |
| Prior Velho 4 | 220 | 20.2 | 20.5 | 20.1 | 20.2 | 20.4 | 16.0 | 16.3 | 17.4 | 17.6 |
| Prior Velho 5 | 220 | 16.2 | 16.4 | 16.1 | 16.2 | 16.3 | 13.5 | 13.7 | 14.4 | 14.5 |
| Recarei | 220 | 35.8 | 36.3 | 32.3 | 40.1 | 39.7 | 25.4 | 26.9 | 31.1 | 32.0 |
| Régua | 220 | 17.9 | 18.3 | 18.8 | 18.0 | 18.4 | 15.1 | 16.0 | 16.1 | 16.8 |
| Rio Maior | 220 | 24.1 | 24.5 | 24.6 | 25.3 | 25.6 | 19.1 | 19.7 | 21.6 | 22.0 |
| S. Martinho * | 220 | 11.3 | 11.5 | 11.6 | 12.0 | 12.2 | 10.4 | 10.7 | 11.3 | 11.5 |
| S. Póvoa * | 220 | 6.2 | 6.3 | 6.3 | 7.2 | 7.3 | 6.1 | 6.1 | 7.0 | 7.1 |
| Sacavém | 220 | 20.7 | 21.0 | 20.6 | 20.8 | 21.1 | 16.3 | 16.7 | 17.8 | 18.1 |
| Santarém | 220 | 13.2 | 13.9 | 14.1 | 10.9 | 11.3 | 11.6 | 11.9 | 10.2 | 10.4 |
| Seixal | 220 | 4.3 | 4.4 | 4.4 | 3.4 | 3.5 | 4.1 | 4.1 | 3.3 | 3.3 |
| Sete Rios | 220 | 21.3 | 21.6 | 21.2 | 23.9 | 24.1 | 16.8 | 17.2 | 20.1 | 20.4 |
| Sobrado | 220 | - | 21.5 | 21.2 | - | 21.1 | - | 19.2 | - | 19.7 |
| Sobral * | 220 | - | - | - | 7.6 | 7.9 | - | - | 7.4 | 7.7 |
| Tábua | 220 | 16.6 | 17.4 | 17.4 | 16.7 | 17.4 | 15.6 | 15.8 | 16.1 | 16.3 |
| Torrão | 220 | 19.4 | 19.6 | 19.9 | 19.7 | 19.8 | 16.2 | 16.9 | 17.4 | 17.9 |
| Trajouce | 220 | 18.5 | 18.7 | 18.7 | 18.8 | 18.9 | 15.1 | 15.4 | 16.5 | 16.6 |
| Urrô | 220 | 15.4 | 15.8 | 15.1 | 11.4 | 11.5 | 13.4 | 14.0 | 10.7 | 10.9 |
| Valdígem | 220 | 20.1 | 20.6 | 21.2 | 20.6 | 21.3 | 16.9 | 18.1 | 18.4 | 19.4 |
| Valeira | 220 | 14.0 | 14.0 | 14.1 | 12.5 | 12.5 | 11.6 | 12.0 | 11.1 | 11.3 |
| Valpaços | 220 | 7.5 | 10.0 | 10.1 | 7.4 | 9.1 | 7.2 | 9.6 | 7.2 | 8.8 |
| Valongo | 220 | 24.8 | 18.3 | 18.0 | 23.8 | 17.3 | 20.0 | 16.5 | 20.8 | 16.3 |
| Vermoim | 220 | 28.5 | 29.4 | 28.5 | 30.2 | 30.9 | 22.4 | 24.8 | 25.6 | 27.6 |
| Vila Chã | 220 | 14.5 | 15.0 | 15.1 | 13.8 | 14.4 | 13.8 | 14.2 | 13.4 | 13.9 |
| Vila Pouca de Aguiar | 220 | 8.7 | 11.7 | 11.8 | 10.0 | 12.7 | 8.2 | 11.1 | 9.6 | 12.2 |
| Zambujal | 220 | 19.9 | 20.1 | 19.8 | 22.6 | 22.8 | 15.9 | 16.2 | 19.3 | 19.5 |
| Zêzere | 220 | 12.7 | 13.3 | 13.8 | 13.2 | 13.6 | 10.9 | 10.8 | 11.8 | 11.9 |

Notas:

- Instalação de utilizador da rede

- Os valores aqui apresentados estão calculados num cenário de desenvolvimento futuro da RNT incluindo apenas os projetos Base

| EVOLUÇÃO DOS VALORES DE CORRENTES DE DEFEITO - CONSIDERANDO SÓ PROJETOS BASE [kA] | | | | | | | | | | |
|---|-------------|------------------|------|------|-------------------|------|------------------|------|-------------------|------|
| INSTALAÇÃO | Tensão [kV] | Máximo Trifásico | | | Máximo Monofásico | | Mínimo Trifásico | | Mínimo Monofásico | |
| | | 2018 | 2022 | 2027 | 2018 | 2022 | 2018 | 2022 | 2018 | 2022 |
| Alto Rabagão | 150 | 8.9 | 9.0 | 9.0 | 8.4 | 8.4 | 6.6 | 6.7 | 6.9 | 7.0 |
| Artlant * | 150 | 19.9 | 20.3 | 18.2 | 19.8 | 20.1 | 16.1 | 16.7 | 17.3 | 17.8 |
| Bouçã | 150 | 5.9 | 5.9 | 6.0 | 6.3 | 6.3 | 4.3 | 4.3 | 4.9 | 4.9 |
| C. Frades | 150 | 18.9 | 19.3 | 19.7 | 19.9 | 20.3 | 13.0 | 13.7 | 15.1 | 15.8 |
| C. Sines (Carvão) Gr1 | 150 | 14.5 | 14.7 | - | 15.2 | 15.3 | 10.8 | 11.0 | 12.3 | 12.5 |
| Cabril | 150 | 4.9 | 4.9 | 4.9 | 5.4 | 5.4 | 3.5 | 3.5 | 4.1 | 4.1 |
| Cançada | 150 | 25.3 | 26.4 | 26.9 | 26.1 | 27.1 | 17.9 | 19.5 | 20.3 | 21.8 |
| Castelo Branco | 150 | 13.3 | 13.7 | 13.7 | 13.5 | 13.8 | 12.5 | 12.6 | 12.9 | 13.0 |
| Corgas * | 150 | 5.3 | 5.3 | 5.3 | 6.2 | 6.3 | 5.1 | 5.1 | 6.1 | 6.1 |
| Ermidas-Sado | 150 | 9.5 | 9.6 | 9.3 | 8.2 | 8.2 | 8.7 | 8.9 | 7.8 | 7.9 |
| Estoi | 150 | 10.4 | 10.6 | 10.4 | 9.6 | 9.8 | 9.0 | 9.9 | 8.7 | 9.4 |
| Estremoz | 150 | 2.7 | 2.9 | 2.9 | 2.4 | 2.6 | 2.6 | 2.6 | 2.3 | 2.3 |
| Évora | 150 | 4.8 | 4.8 | 4.8 | 4.7 | 4.8 | 4.5 | 4.5 | 4.5 | 4.4 |
| Fafe | 150 | 12.9 | 16.2 | 16.3 | 12.4 | 15.0 | 11.8 | 14.1 | 11.8 | 13.8 |
| Falagueira | 150 | 19.0 | 20.2 | 20.2 | 22.4 | 23.9 | 16.7 | 16.7 | 20.2 | 20.5 |
| Fernão Ferro | 150 | 19.4 | 19.5 | 19.2 | 18.4 | 18.5 | 17.0 | 17.2 | 17.1 | 17.2 |
| Ferreira do Alentejo | 150 | 16.4 | 16.7 | 16.1 | 16.8 | 17.3 | 14.0 | 14.7 | 15.1 | 15.8 |
| Fogueteiro * | 150 | - | - | - | 11.7 | 11.7 | - | - | 11.2 | 11.2 |
| Frades | 150 | 20.1 | 20.7 | 21.1 | 21.5 | 21.9 | 13.7 | 14.6 | 16.2 | 16.9 |
| Fratel | 150 | 11.9 | 12.0 | 12.1 | 10.9 | 11.0 | 10.1 | 10.1 | 9.9 | 9.9 |
| Gardunha * | 150 | 5.1 | 5.1 | 5.1 | 5.6 | 5.7 | 4.8 | 4.8 | 5.4 | 5.4 |
| Lusosider * | 150 | 11.4 | 11.4 | 11.3 | 9.2 | 9.2 | 10.6 | 10.7 | 8.9 | 8.9 |
| Luzianes * | 150 | - | - | - | 3.6 | 3.6 | - | - | 3.5 | 3.5 |
| Mendoiro * | 150 | 7.0 | 7.1 | 7.2 | 8.2 | 8.3 | 6.6 | 6.8 | 7.9 | 8.0 |
| Monte da Pedra | 150 | 7.1 | 7.1 | 7.0 | 5.8 | 5.7 | 6.8 | 6.8 | 5.6 | 5.6 |
| Neves Corvo * | 150 | 5.5 | 5.5 | 5.4 | 4.5 | 4.5 | 5.1 | 5.2 | 4.3 | 4.3 |
| Oleiros | 150 | 19.6 | 22.0 | 24.2 | 18.8 | 20.6 | 16.4 | 19.1 | 16.8 | 18.9 |
| Ourique | 150 | 13.8 | 14.0 | 13.5 | 12.7 | 12.8 | 11.7 | 12.3 | 11.5 | 11.8 |
| Palmela | 150 | 23.6 | 23.8 | 23.4 | 22.6 | 22.9 | 20.1 | 20.4 | 20.6 | 20.9 |
| Pedralva | 150 | 28.3 | 31.3 | 31.9 | 31.7 | 34.9 | 21.3 | 24.8 | 25.6 | 29.3 |
| Pegões * | 150 | 6.8 | 6.8 | 6.8 | 5.6 | 5.6 | 6.6 | 6.6 | 5.4 | 5.4 |
| Petrogal * | 150 | 15.9 | 16.1 | 14.9 | 17.0 | 17.1 | 13.7 | 14.0 | 15.3 | 15.6 |
| Ponte de Lima | 150 | - | 17.0 | 22.2 | - | 17.8 | - | 15.7 | - | 16.9 |
| Portimão | 150 | 14.5 | 14.8 | 14.4 | 15.9 | 16.1 | 12.5 | 13.3 | 14.2 | 14.9 |
| Porto Alto | 150 | 7.5 | 7.5 | 7.5 | 7.1 | 7.5 | 7.2 | 7.2 | 7.0 | 7.2 |
| Quinta do Anjo | 150 | 14.4 | 14.5 | 14.3 | 11.1 | 11.2 | 13.1 | 13.2 | 10.7 | 10.8 |
| Quinta Grande * | 150 | - | - | - | 2.5 | 2.6 | - | - | 2.5 | 2.5 |
| Riba d'Ave | 150 | 23.8 | 22.0 | 22.1 | 21.6 | 19.6 | 20.5 | 20.2 | 19.8 | 18.6 |
| Rodão * | 150 | - | - | - | 7.0 | 7.1 | - | - | 6.8 | 6.8 |
| Sabóia | 150 | 6.7 | 6.7 | 6.6 | 4.6 | 4.6 | 6.3 | 6.4 | 4.5 | 4.5 |
| Salamonde | 150 | 15.3 | 15.6 | 15.9 | 13.7 | 13.9 | 11.4 | 12.0 | 11.4 | 11.7 |
| Setúbal | 150 | 20.8 | 20.9 | 20.6 | 19.9 | 20.0 | 18.1 | 18.3 | 18.4 | 18.5 |
| Sines | 150 | 26.2 | 27.0 | 23.3 | 31.6 | 32.5 | 19.9 | 20.8 | 25.6 | 26.5 |
| T.A. Fafe * | 150 | 6.0 | 6.5 | 6.5 | 6.3 | 6.6 | 5.8 | 6.2 | 6.1 | 6.4 |
| Tabuaço | 150 | 3.5 | 3.5 | 3.6 | 3.9 | 3.9 | 2.8 | 2.8 | 3.2 | 3.2 |
| Tavira | 150 | 17.2 | 17.5 | 17.2 | 20.0 | 20.4 | 13.9 | 15.8 | 16.9 | 18.8 |
| Trafaria | 150 | 14.9 | 15.1 | 14.9 | 13.3 | 13.3 | 13.6 | 13.7 | 12.7 | 12.7 |
| Tunes | 150 | 12.6 | 12.9 | 12.5 | 12.2 | 12.4 | 10.9 | 11.7 | 11.1 | 11.6 |
| Valdigem | 150 | 4.5 | 4.5 | 4.5 | 5.0 | 5.0 | 3.7 | 3.7 | 4.4 | 4.4 |
| Vila Fria | 150 | 12.6 | 15.5 | 15.6 | 11.6 | 14.3 | 11.3 | 14.3 | 10.9 | 13.7 |
| Vila Nova | 150 | 17.7 | 18.1 | 18.6 | 18.2 | 18.5 | 12.4 | 13.0 | 14.1 | 14.6 |
| Vilarinho das Furnas | 150 | 14.4 | 14.7 | 14.8 | 14.0 | 14.2 | 10.8 | 11.3 | 11.5 | 11.9 |
| Zêzere | 150 | 8.8 | 8.9 | 9.0 | 9.8 | 9.8 | 7.1 | 7.1 | 8.3 | 8.4 |
| Pedralva | 130 | 3.9 | 3.9 | 3.9 | 4.0 | 4.1 | 3.9 | 3.8 | 3.9 | 4.0 |

Notas:

- Instalação de utilizador da rede

- Os valores aqui apresentados estão calculados num cenário de desenvolvimento futuro da RNT incluindo apenas os projetos Base

| EVOLUÇÃO DOS VALORES DE CORRENTES DE DEFEITO - CONSIDERANDO SÓ PROJETOS BASE [kA] | | | | | | | | | | |
|---|-------------|------------------|------|------|-------------------|------|------------------|------|-------------------|------|
| INSTALAÇÃO | Tensão [kV] | Máximo Trifásico | | | Máximo Monofásico | | Mínimo Trifásico | | Mínimo Monofásico | |
| | | 2018 | 2022 | 2027 | 2018 | 2022 | 2018 | 2022 | 2018 | 2022 |
| Alcochete | 63 | 8.5 | 15.7 | 15.6 | 9.4 | 16.9 | 8.3 | 14.9 | 9.2 | 16.3 |
| Alqueva | 63 | 16.9 | 17.9 | 17.9 | 20.1 | 21.2 | 15.3 | 15.8 | 18.7 | 19.2 |
| Alto de Mira | 63 | 24.6 | 24.8 | 24.6 | 9.0 | 9.0 | 22.7 | 22.7 | 8.8 | 8.7 |
| Alto de São João | 63 | 12.8 | 12.8 | 12.8 | 13.0 | 13.1 | 12.2 | 12.3 | 12.7 | 12.6 |
| Baixo Sabor | 63 | 8.1 | 8.2 | 8.2 | 7.4 | 7.5 | 7.0 | 7.1 | 6.8 | 6.9 |
| Batalha | 63 | 26.7 | 26.8 | 26.8 | 18.6 | 18.7 | 25.1 | 25.2 | 18.1 | 18.2 |
| Bodiosa | 63 | 19.3 | 19.6 | 19.6 | 20.8 | 21.2 | 18.8 | 19.0 | 20.4 | 20.7 |
| Canelas ¹ | 63 | 22.7 | 22.6 | 22.9 | 23.0 | 23.1 | 20.6 | 20.8 | 21.7 | 21.8 |
| Carrapatelo | 63 | 17.8 | 17.9 | 17.9 | 18.0 | 18.1 | 17.2 | 17.3 | 17.5 | 17.7 |
| Carregado ⁴ | 63 | 17.2 | 15.7 | 15.7 | 7.6 | 7.6 | 16.1 | 14.7 | 7.4 | 7.4 |
| Carriche | 63 | 27.2 | 27.4 | 27.2 | 9.3 | 9.3 | 24.9 | 25.0 | 9.1 | 9.1 |
| Carvoeira | 63 | 14.3 | 14.4 | 15.4 | 15.4 | 15.5 | 13.9 | 13.8 | 15.1 | 15.1 |
| Castelo Branco | 63 | 10.6 | 10.8 | 10.8 | 10.9 | 11.0 | 10.3 | 10.4 | 10.6 | 10.6 |
| Chafariz | 63 | 23.3 | 23.6 | 23.6 | 23.4 | 24.1 | 21.7 | 22.0 | 22.2 | 23.0 |
| Custóias | 63 | 23.8 | 24.1 | 23.8 | 12.3 | 12.4 | 22.6 | 23.1 | 12.0 | 12.1 |
| Ermesinde | 63 | 20.4 | 19.1 | 19.0 | 8.8 | 8.8 | 19.3 | 18.4 | 8.5 | 8.6 |
| Estarreja | 63 | 25.6 | 25.9 | 25.8 | 26.5 | 26.6 | 24.5 | 24.9 | 25.8 | 26.1 |
| Estoi | 63 | 13.6 | 14.1 | 13.9 | 14.3 | 14.8 | 12.4 | 13.3 | 13.3 | 14.3 |
| Estremoz | 63 | 4.1 | 4.7 | 4.6 | 4.0 | 4.5 | 4.0 | 3.9 | 3.8 | 3.7 |
| Évora | 63 | 7.1 | 7.1 | 7.1 | 8.0 | 8.1 | 6.4 | 6.4 | 7.2 | 7.2 |
| Fafe | 63 | 13.4 | 14.9 | 14.9 | 13.3 | 14.5 | 13.0 | 14.1 | 13.0 | 14.1 |
| Falagueira | 63 | 17.8 | 18.3 | 18.3 | 21.9 | 22.4 | 15.4 | 15.4 | 19.3 | 19.4 |
| Fanhões | 63 | 26.7 | 27.2 | 27.1 | 29.3 | 29.8 | 24.8 | 25.1 | 28.1 | 28.2 |
| Feira | 63 | 18.0 | 18.2 | 18.1 | 20.0 | 20.1 | 17.5 | 17.6 | 19.6 | 19.7 |
| Fernão Ferro | 63 | 21.8 | 21.9 | 21.9 | 8.1 | 8.1 | 20.6 | 20.7 | 7.5 | 7.5 |
| Ferreira do Alentejo | 63 | 13.8 | 14.1 | 14.0 | 15.0 | 15.4 | 12.5 | 12.6 | 14.0 | 14.1 |
| Ferro | 63 | 16.3 | 16.7 | 16.7 | 17.1 | 17.6 | 15.8 | 16.2 | 16.6 | 17.0 |
| Frades | 63 | 15.6 | 15.8 | 15.8 | 15.7 | 15.8 | 13.9 | 14.2 | 14.5 | 14.7 |
| Lavos ² | 63 | 28.4 | 28.5 | 28.4 | 21.0 | 22.3 | 26.8 | 27.0 | 20.4 | 21.6 |
| Macedo de Cavaleiros ³ | 63 | 14.8 | 15.4 | 15.4 | 14.6 | 15.0 | 14.4 | 15.1 | 14.3 | 14.7 |
| Mogadouro | 63 | 7.8 | 7.8 | 7.8 | 7.9 | 7.9 | 7.3 | 7.4 | 7.7 | 7.7 |
| Mourisca | 63 | 23.5 | 23.7 | 23.7 | 24.4 | 24.2 | 21.5 | 21.7 | 23.0 | 22.9 |
| Oleiros | 63 | 18.4 | 19.2 | 19.7 | 19.7 | 20.4 | 17.1 | 18.1 | 18.8 | 19.6 |
| Ourique | 63 | 7.4 | 7.5 | 12.2 | 7.2 | 7.3 | 7.0 | 7.1 | 6.9 | 6.9 |
| Paraímo | 63 | 17.5 | 18.0 | 17.9 | 19.3 | 19.8 | 16.9 | 17.3 | 18.8 | 19.3 |
| Penela | 63 | 16.7 | 17.0 | 17.0 | 17.3 | 17.5 | 16.3 | 16.3 | 17.0 | 17.0 |
| Pereiros | 63 | 23.2 | 22.7 | 22.8 | 10.7 | 10.9 | 22.4 | 21.5 | 10.4 | 10.6 |
| Pocinho ³ | 63 | 19.8 | 20.6 | 20.6 | 23.8 | 24.6 | 18.4 | 19.2 | 22.5 | 23.4 |
| Pombal ² | 63 | 13.6 | 13.7 | 13.7 | 12.2 | 12.3 | 13.3 | 13.3 | 12.0 | 12.0 |
| Portimão | 63 | 14.3 | 14.6 | 14.5 | 15.9 | 16.2 | 13.3 | 13.6 | 15.1 | 15.3 |
| Porto Alto | 63 | 9.5 | 9.6 | 9.6 | 10.2 | 10.3 | 9.3 | 9.2 | 9.9 | 9.9 |
| Prelada | 63 | 14.6 | 14.7 | 14.5 | 9.1 | 9.1 | 14.0 | 14.3 | 8.9 | 9.0 |
| Recarei | 63 | 22.6 | 22.6 | 22.1 | 23.4 | 23.3 | 21.0 | 21.4 | 22.4 | 22.5 |
| Riba d'Ave | 63 | 23.5 | 22.8 | 22.7 | 22.6 | 22.0 | 22.1 | 21.9 | 21.8 | 21.3 |
| Rio Maior | 63 | 24.3 | 25.1 | 25.1 | 15.0 | 16.0 | 23.0 | 23.6 | 14.7 | 15.4 |
| Sacavém | 63 | 21.7 | 21.8 | 21.7 | 10.2 | 10.2 | 20.2 | 20.2 | 10.0 | 9.9 |
| Santarém | 63 | 13.8 | 14.3 | 14.3 | 7.9 | 8.5 | 13.3 | 13.6 | 7.8 | 8.3 |
| Sete Rios | 63 | 22.0 | 22.1 | 22.1 | 8.8 | 8.8 | 20.5 | 20.5 | 8.6 | 8.6 |
| Setúbal | 63 | 25.0 | 25.3 | 25.4 | 14.8 | 15.1 | 23.6 | 23.7 | 14.3 | 14.3 |
| Sines | 63 | 20.5 | 21.5 | 20.6 | 24.0 | 24.9 | 18.7 | 19.0 | 22.6 | 22.8 |
| Tábua | 63 | 15.3 | 15.5 | 15.5 | 15.1 | 15.4 | 15.0 | 15.1 | 14.9 | 15.0 |
| Tavira | 63 | 14.4 | 14.5 | 14.4 | 14.9 | 15.0 | 13.3 | 13.9 | 14.0 | 14.4 |
| Torrão | 63 | 15.7 | 15.7 | 15.8 | 8.0 | 8.0 | 15.0 | 15.2 | 7.9 | 7.9 |
| Trafaria | 63 | 12.8 | 12.9 | 12.8 | 14.0 | 13.9 | 12.5 | 12.4 | 13.6 | 13.5 |
| Trajouce | 63 | 21.1 | 21.3 | 21.3 | 23.3 | 23.3 | 19.8 | 19.8 | 22.4 | 22.3 |
| Tunes | 63 | 16.7 | 17.0 | 16.8 | 17.4 | 17.7 | 15.3 | 15.9 | 16.3 | 16.7 |
| Valdigem | 63 | 23.9 | 24.1 | 24.3 | 24.4 | 24.6 | 22.9 | 23.2 | 23.6 | 23.9 |
| Valpaços ³ | 63 | 13.2 | 14.8 | 14.9 | 13.0 | 14.2 | 12.9 | 14.5 | 12.8 | 14.0 |
| Vermoim ¹ | 63 | 28.6 | 29.0 | 28.9 | 14.7 | 15.4 | 27.0 | 27.7 | 14.4 | 14.9 |
| Vila Chã | 63 | 21.2 | 21.7 | 21.7 | 22.5 | 23.1 | 20.7 | 21.1 | 22.1 | 22.6 |
| Vila Nova Famalicão | 63 | - | 17.3 | 17.2 | - | - | - | 16.7 | - | 17.7 |
| Vila Fria | 63 | 18.4 | 20.2 | 20.2 | 21.0 | 22.9 | 17.4 | 19.4 | 20.2 | 22.3 |
| Vila Pouca de Aguiar ³ | 63 | 17.7 | 19.5 | 19.5 | 14.6 | 14.8 | 17.3 | 19.0 | 14.3 | 14.5 |
| Zambujal | 63 | 18.8 | 18.9 | 18.8 | 8.1 | 8.1 | 17.7 | 17.7 | 7.9 | 7.9 |
| Zêzere | 63 | 20.2 | 20.4 | 20.8 | 21.5 | 21.6 | 17.5 | 17.6 | 19.4 | 19.6 |

Notas:

¹ - Inclui fecho de malha Vermoim - Crestuma - Canelas a 60 kV

² - Inclui fecho de malha Lavos - Pombal a 60 kV

³ - Inclui fecho de malha Vila Pouca de Aguiar - Valpaços - Macedo de Cavaleiros - Pocinho a 60 kV

⁴ - Valores de corrente de defeito calculados na SE Vale do Tejo da EDP Distribuição, dado a subestação do Carregado não ter barramento de 60 kV

- Os valores aqui apresentados estão calculados num cenário de desenvolvimento futuro da RNT incluindo apenas os projetos Base

| EVOLUÇÃO DOS VALORES DE CORRENTES DE DEFEITO - CONSIDERANDO PROJETOS BASE E COMPLEMENTARES [kA] | | | | | | | | | | |
|---|-------------|------------------|------|------|-------------------|------|------------------|------|-------------------|------|
| INSTALAÇÃO | Tensão [kV] | Máximo Trifásico | | | Máximo Monofásico | | Mínimo Trifásico | | Mínimo Monofásico | |
| | | 2018 | 2022 | 2027 | 2018 | 2022 | 2018 | 2022 | 2018 | 2022 |
| Alcochete | 400 | 14.3 | 15.1 | 14.9 | 13.8 | 14.4 | 10.8 | 11.9 | 11.5 | 12.5 |
| Alqueva | 400 | 12.5 | 12.9 | 13.4 | 12.9 | 13.3 | 9.0 | 9.9 | 10.2 | 11.1 |
| Alto de Mira | 400 | 18.6 | 19.3 | 19.0 | 18.5 | 19.0 | 12.9 | 14.0 | 14.5 | 15.4 |
| Alto Lindoso | 400 | 25.5 | 29.3 | 30.0 | 25.1 | 27.7 | 15.9 | 24.1 | 17.7 | 24.4 |
| Alto Tâmega Gr 1 ou 2 | 400 | - | 8.5 | 19.0 | - | 9.2 | - | 5.4 | - | 6.4 |
| Armamar | 400 | 19.7 | 20.6 | 20.8 | 17.4 | 18.0 | 16.5 | 18.4 | 15.6 | 16.8 |
| Batalha | 400 | 20.2 | 20.3 | 20.0 | 17.8 | 17.7 | 14.7 | 15.6 | 14.7 | 15.2 |
| Bemposta II | 400 | 14.5 | 14.7 | 14.7 | 11.2 | 11.3 | 9.3 | 12.5 | 8.4 | 10.4 |
| Bodiosa | 400 | 13.4 | 13.9 | 13.9 | 10.0 | 10.2 | 12.0 | 12.8 | 9.4 | 9.8 |
| C. Alqueva 1 | 400 | 12.3 | 12.7 | 13.2 | 12.6 | 13.0 | 8.9 | 9.7 | 10.0 | 10.9 |
| C. Alqueva 2 | 400 | 12.3 | 12.8 | 13.3 | 12.7 | 13.1 | 8.9 | 9.8 | 10.1 | 10.9 |
| C. Lares Gr 1 ou 2 | 400 | 18.1 | 18.5 | 18.4 | 16.6 | 16.8 | 12.7 | 13.4 | 13.2 | 13.8 |
| C. Pego (TGCC) Gr 1 ou 2 | 400 | 20.6 | 19.1 | 19.2 | 22.3 | 19.3 | 12.8 | 13.8 | 15.6 | 15.4 |
| C. Pego (Carvão) Gr 1 ou 2 | 400 | 20.6 | - | - | 22.3 | - | 12.8 | - | 15.6 | - |
| C. Ribatejo Gr 2 ou 3 | 400 | 19.9 | 20.6 | 20.4 | 20.4 | 21.0 | 12.9 | 13.9 | 15.1 | 16.0 |
| C. Sines Gr 2, 3 ou 4 | 400 | 13.8 | 14.4 | - | 13.6 | 14.0 | 9.6 | 10.6 | 10.7 | 11.5 |
| Daivões | 400 | - | 8.6 | 19.3 | - | 9.4 | - | 5.5 | - | 6.6 |
| Divor | 400 | - | 9.7 | 9.7 | - | 8.3 | - | 8.3 | - | 7.5 |
| Douro Sul* | 400 | 14.0 | 14.5 | 14.6 | 12.4 | 12.7 | 12.4 | 13.4 | 11.4 | 12.1 |
| Estremoz | 400 | - | 9.6 | 9.6 | - | 8.4 | - | 8.2 | - | 7.6 |
| Falagueira | 400 | 16.4 | 18.3 | 18.5 | 16.2 | 17.9 | 12.1 | 14.4 | 12.4 | 15.0 |
| Fanhões | 400 | 19.6 | 20.6 | 21.3 | 20.4 | 21.2 | 13.4 | 14.7 | 15.6 | 16.8 |
| Feira | 400 | 17.5 | 21.2 | 27.7 | 15.4 | 18.5 | 14.8 | 17.0 | 14.0 | 16.2 |
| Fernão Ferro | 400 | 13.0 | 13.6 | 13.3 | 11.5 | 11.8 | 10.0 | 10.9 | 9.9 | 10.5 |
| Ferreira do Alentejo | 400 | 11.9 | 12.2 | 13.8 | 11.3 | 11.5 | 9.2 | 9.9 | 9.6 | 10.2 |
| Foz-Tua | 400 | 10.1 | 10.3 | 10.4 | 9.0 | 9.2 | 8.8 | 9.0 | 8.4 | 8.5 |
| Frades II | 400 | 16.8 | 19.3 | 24.8 | 17.7 | 19.5 | 12.7 | 15.8 | 14.4 | 17.0 |
| Fundão | 400 | 6.8 | 7.1 | 7.1 | 5.7 | 5.8 | 6.2 | 6.6 | 5.3 | 5.5 |
| Gouvães Gr 1,2,3 ou 4 | 400 | - | 8.5 | 18.8 | - | 9.5 | - | 5.4 | - | 6.6 |
| Lagoaça | 400 | 30.5 | 31.3 | 31.3 | 28.9 | 29.5 | 14.7 | 24.7 | 15.2 | 24.9 |
| Lavos | 400 | 22.6 | 23.3 | 23.2 | 21.7 | 22.1 | 15.4 | 16.5 | 16.8 | 17.7 |
| Ourique | 400 | - | - | 10.4 | - | - | - | - | - | - |
| P. Corte Gouvães * | 400 | - | 9.0 | 21.6 | - | 10.2 | - | 5.6 | - | 6.9 |
| Palmela | 400 | 16.0 | 17.1 | 16.7 | 16.2 | 17.0 | 11.6 | 13.2 | 13.1 | 14.3 |
| Paraimo | 400 | 20.3 | 21.3 | 21.4 | 17.3 | 17.9 | 16.4 | 17.8 | 15.3 | 16.2 |
| Pedralva | 400 | 23.2 | 29.0 | 33.1 | 23.7 | 28.3 | 16.6 | 23.5 | 18.7 | 24.6 |
| Pego | 400 | 20.6 | 19.1 | 19.2 | 22.3 | 19.3 | 12.8 | 13.8 | 15.6 | 15.4 |
| Pegões | 400 | - | 16.4 | 16.0 | - | 14.3 | - | 12.8 | - | 12.5 |
| Ponte de Lima | 400 | - | 23.6 | 23.9 | - | 19.0 | - | 21.1 | - | 17.9 |
| Portimão | 400 | 9.4 | 9.6 | 9.5 | 8.5 | 8.7 | 7.3 | 8.5 | 7.3 | 8.0 |
| Recarei | 400 | 27.7 | 34.5 | 33.4 | 27.4 | 32.9 | 20.9 | 27.4 | 22.7 | 28.3 |
| Riba d'Ave | 400 | 24.8 | 30.5 | 30.1 | 24.9 | 29.0 | 18.5 | 25.1 | 20.3 | 25.6 |
| Ribatejo | 400 | 19.9 | 20.6 | 20.4 | 20.4 | 21.0 | 12.9 | 13.9 | 15.1 | 16.0 |
| Ribeira de Pena | 400 | - | 9.0 | 22.3 | - | 10.2 | - | 5.7 | - | 6.9 |
| Rio Maior | 400 | 17.9 | 17.9 | 19.5 | 16.4 | 16.3 | 13.3 | 13.9 | 13.7 | 14.0 |
| Salamonde II | 400 | 15.1 | 17.1 | 21.1 | 15.1 | 16.4 | 11.7 | 14.1 | 12.7 | 14.5 |
| Sines | 400 | 16.9 | 17.8 | 15.1 | 18.7 | 19.5 | 11.2 | 12.6 | 13.7 | 15.1 |
| Sobrado | 400 | - | 26.7 | 28.0 | - | 22.7 | - | 22.4 | - | 20.5 |
| Tavira | 400 | 10.3 | 10.5 | 12.7 | 10.4 | 10.6 | 7.1 | 9.2 | 7.9 | 9.7 |
| Vermoim | 400 | 20.5 | 26.0 | 26.1 | 18.1 | 22.4 | 16.4 | 21.8 | 15.9 | 20.2 |
| Vieira do Minho | 400 | 17.2 | 19.9 | 25.6 | 18.0 | 19.9 | 12.9 | 16.2 | 14.6 | 17.3 |
| Vila Nova Famalicão | 400 | 17.6 | 22.0 | 22.4 | 13.9 | 17.4 | 14.5 | 19.2 | 12.6 | 16.2 |

Notas:

* - Instalação de utilizador da rede

- Os valores aqui apresentados estão calculados num cenário de desenvolvimento futuro da RNT incluindo também os Projetos Complementares

| EVOLUÇÃO DOS VALORES DE CORRENTES DE DEFEITO - CONSIDERANDO PROJETOS BASE E COMPLEMENTARES [kA] | | | | | | | | | | |
|---|-------------|------------------|------|------|-------------------|------|------------------|------|-------------------|------|
| INSTALAÇÃO | Tensão [kV] | Máximo Trifásico | | | Máximo Monofásico | | Mínimo Trifásico | | Mínimo Monofásico | |
| | | 2018 | 2022 | 2027 | 2018 | 2022 | 2018 | 2022 | 2018 | 2022 |
| Agueda * | 220 | - | 14.2 | 14.2 | - | 12.0 | - | 13.3 | - | 11.6 |
| Agueira | 220 | 11.8 | 12.0 | 12.4 | 12.1 | 12.3 | 9.6 | 9.7 | 10.5 | 10.6 |
| Alto de Mira | 220 | 22.8 | 23.3 | 23.0 | 26.2 | 26.7 | 17.7 | 18.6 | 21.8 | 22.6 |
| Alto de São João | 220 | 15.3 | 15.5 | 15.4 | 15.8 | 16.0 | 12.8 | 13.3 | 14.1 | 14.5 |
| Armamar | 220 | 22.4 | 22.8 | 22.9 | 21.1 | 21.3 | 19.1 | 20.3 | 19.1 | 19.9 |
| Baixo Sabor | 220 | 11.5 | 11.6 | 11.6 | 10.5 | 10.5 | 10.2 | 10.0 | 9.8 | 9.7 |
| Bemposta | 220 | 16.7 | 16.9 | 16.9 | 16.9 | 17.0 | 10.6 | 12.1 | 12.3 | 13.6 |
| C. Pocinho | 220 | 26.3 | 26.5 | 26.5 | 24.3 | 24.5 | 22.4 | 23.0 | 21.7 | 22.5 |
| C. Ribatejo Gr 1 | 220 | 23.4 | 24.0 | 23.8 | 22.5 | 23.3 | 17.4 | 18.2 | 18.7 | 19.5 |
| C. Tapada do Outeiro | 220 | 32.2 | 33.8 | - | 34.2 | 35.2 | 21.5 | 23.6 | 25.8 | 27.5 |
| Canelas | 220 | 26.1 | 27.2 | 24.0 | 23.4 | 24.0 | 19.4 | 21.1 | 19.7 | 20.7 |
| Carrapatelo | 220 | 25.1 | 26.0 | 26.3 | 24.8 | 25.3 | 20.4 | 22.1 | 21.6 | 22.7 |
| Carregado | 220 | 23.7 | 24.4 | 24.2 | 22.9 | 23.7 | 17.7 | 18.4 | 18.9 | 19.8 |
| Carriche | 220 | 22.4 | 22.9 | 23.2 | 24.9 | 25.3 | 17.5 | 18.3 | 20.8 | 21.6 |
| Carvoeira | 220 | 10.2 | 10.3 | 13.5 | 9.3 | 9.4 | 9.3 | 9.5 | 8.9 | 9.0 |
| Castelo Branco | 220 | 8.9 | 9.2 | 9.2 | 9.1 | 9.3 | 8.6 | 8.8 | 8.8 | 9.0 |
| Castelo do Bode Gr 1, 2 ou 3 | 220 | 12.4 | 12.9 | 13.4 | 12.8 | 13.1 | 10.6 | 10.8 | 11.4 | 11.6 |
| Chafariz | 220 | 17.0 | 17.8 | 17.8 | 15.6 | 17.4 | 16.0 | 16.8 | 15.0 | 16.8 |
| Custóias | 220 | 24.5 | 26.5 | 26.8 | 23.8 | 24.9 | 19.9 | 22.8 | 20.9 | 22.9 |
| Ermesinde | 220 | 24.1 | 18.7 | 18.6 | 23.3 | 17.7 | 19.5 | 17.1 | 20.4 | 16.8 |
| Estarreja | 220 | 18.3 | 19.0 | 18.9 | 16.4 | 16.7 | 16.3 | 17.2 | 15.4 | 15.9 |
| Fanhões | 220 | 26.2 | 27.0 | 26.7 | 30.3 | 31.0 | 19.7 | 20.8 | 24.3 | 25.5 |
| Fatela * | 220 | - | - | - | 7.3 | 7.4 | - | - | 7.1 | 7.2 |
| Ferro | 220 | 12.4 | 12.8 | 12.8 | 11.8 | 12.1 | 11.8 | 12.2 | 11.3 | 11.7 |
| Folques * | 220 | 11.0 | 11.2 | 11.3 | 11.6 | 11.8 | 10.6 | 10.7 | 11.3 | 11.4 |
| Fundão | 220 | 11.0 | 11.3 | 11.3 | 11.3 | 11.5 | 10.4 | 10.8 | 10.9 | 11.1 |
| Gouveia * | 220 | - | - | - | 8.4 | 8.7 | - | - | 8.3 | 8.5 |
| Lagoaça | 220 | 24.3 | 24.7 | 24.7 | 26.7 | 27.0 | 15.2 | 18.7 | 18.3 | 22.1 |
| Macedo de Cavaleiros | 220 | 8.5 | 9.4 | 9.4 | 7.9 | 8.4 | 7.8 | 9.0 | 7.5 | 8.2 |
| Maia * | 220 | 16.9 | 17.9 | 17.1 | 13.4 | 13.9 | 14.4 | 15.9 | 12.4 | 13.1 |
| Miranda | 220 | 14.1 | 14.2 | 14.2 | 14.3 | 14.4 | 8.4 | 9.2 | 9.9 | 10.7 |
| Mogadouro | 220 | 9.8 | 9.8 | 9.8 | 8.0 | 8.0 | 7.6 | 8.1 | 7.0 | 7.3 |
| Montenegro * | 220 | 8.6 | 11.6 | 11.7 | 9.9 | 12.5 | 8.1 | 11.0 | 9.5 | 12.1 |
| Mortágua * | 220 | - | - | - | 8.3 | 8.4 | - | - | 7.5 | 7.6 |
| Mourisca | 220 | 18.1 | 18.7 | 18.7 | 17.0 | 17.1 | 16.5 | 17.2 | 16.0 | 16.3 |
| Pampilhosa da Serra * | 220 | 7.9 | 8.0 | 8.1 | 8.8 | 8.9 | 7.7 | 7.8 | 8.6 | 8.6 |
| Paraimo | 220 | 20.9 | 21.6 | 21.7 | 20.4 | 20.8 | 19.1 | 19.9 | 19.3 | 19.8 |
| Penamacor * | 220 | 6.3 | 6.3 | 6.4 | 7.2 | 7.3 | 6.1 | 6.1 | 7.1 | 7.1 |
| Penela | 220 | 16.9 | 17.6 | 18.0 | 15.1 | 15.5 | 15.3 | 15.6 | 14.2 | 14.4 |
| Pereiros | 220 | 21.3 | 22.2 | 22.9 | 21.3 | 22.1 | 18.8 | 19.3 | 19.6 | 20.1 |
| Picote | 220 | 18.8 | 18.9 | 18.9 | 19.7 | 19.8 | 10.6 | 11.9 | 12.9 | 14.3 |
| Pocinho | 220 | 28.7 | 28.9 | 29.0 | 26.9 | 27.2 | 24.3 | 25.0 | 23.9 | 24.7 |
| Pombal | 220 | 8.9 | 9.0 | 9.1 | 7.4 | 7.5 | 8.5 | 8.5 | 7.2 | 7.2 |
| Pontinha | 220 | 20.4 | 20.8 | 21.0 | 22.0 | 22.4 | 16.3 | 17.0 | 18.9 | 19.5 |
| Prelada | 220 | 24.1 | 25.9 | 25.7 | 24.4 | 25.7 | 19.6 | 22.5 | 21.4 | 23.5 |
| Prior Velho 1 | 220 | 20.2 | 20.7 | 20.5 | 20.3 | 20.6 | 16.1 | 16.8 | 17.5 | 18.1 |
| Prior Velho 2 | 220 | 20.2 | 20.7 | 20.4 | 20.2 | 20.6 | 16.0 | 16.7 | 17.4 | 18.0 |
| Prior Velho 3 | 220 | 20.4 | 20.9 | 20.7 | 20.4 | 20.8 | 16.2 | 16.9 | 17.6 | 18.2 |
| Prior Velho 4 | 220 | 20.2 | 20.6 | 20.4 | 20.2 | 20.5 | 16.0 | 16.7 | 17.4 | 18.0 |
| Prior Velho 5 | 220 | 16.2 | 16.5 | 16.4 | 16.2 | 16.4 | 13.5 | 14.0 | 14.4 | 14.9 |
| Recarei | 220 | 35.8 | 38.1 | 33.9 | 40.1 | 41.3 | 25.4 | 28.4 | 31.1 | 33.5 |
| Régua | 220 | 17.9 | 18.6 | 19.0 | 18.0 | 18.6 | 15.1 | 16.3 | 16.1 | 17.1 |
| Rio Maior | 220 | 24.1 | 24.5 | 24.9 | 25.3 | 25.7 | 19.2 | 20.0 | 21.6 | 22.3 |
| S. Martinho * | 220 | 11.3 | 11.5 | 11.7 | 12.0 | 12.2 | 10.4 | 10.8 | 11.3 | 11.7 |
| S. Póvoa * | 220 | 6.3 | 6.3 | 6.4 | 7.2 | 7.3 | 6.1 | 6.1 | 7.1 | 7.1 |
| Sacavém | 220 | 20.7 | 21.1 | 20.9 | 20.8 | 21.2 | 16.3 | 17.1 | 17.8 | 18.5 |
| Santarém | 220 | 13.2 | 13.9 | 14.1 | 10.9 | 11.3 | 11.6 | 12.0 | 10.2 | 10.5 |
| Seixal | 220 | 4.3 | 4.4 | 4.4 | 3.4 | 3.4 | 4.1 | 4.1 | 3.3 | 3.3 |
| Sete Rios | 220 | 21.3 | 21.8 | 22.1 | 23.9 | 24.3 | 16.9 | 17.7 | 20.2 | 20.9 |
| Sobrado | 220 | - | 22.4 | 22.2 | - | 21.7 | - | 20.1 | - | 20.3 |
| Sobral * | 220 | - | - | - | 7.9 | 8.2 | - | - | 7.7 | 8.0 |
| Tábua | 220 | 16.8 | 17.3 | 17.6 | 16.9 | 17.4 | 15.7 | 16.0 | 16.2 | 16.5 |
| Torrão | 220 | 19.4 | 20.0 | 20.3 | 19.7 | 20.0 | 16.2 | 17.3 | 17.4 | 18.2 |
| Trajouce | 220 | 18.5 | 18.9 | 19.0 | 18.8 | 19.0 | 15.1 | 15.8 | 16.5 | 17.0 |
| Urró | 220 | 15.4 | 16.2 | 15.4 | 11.4 | 11.7 | 13.4 | 14.4 | 10.7 | 11.0 |
| Valdigem | 220 | 20.1 | 21.0 | 21.6 | 20.6 | 21.6 | 16.9 | 18.5 | 18.4 | 19.8 |
| Valeira | 220 | 14.0 | 14.1 | 14.2 | 12.5 | 12.5 | 11.6 | 12.0 | 11.1 | 11.4 |
| Valpaços | 220 | 7.6 | 10.0 | 10.1 | 7.4 | 9.1 | 7.2 | 9.6 | 7.2 | 8.9 |
| Valongo | 220 | 24.8 | 18.9 | 18.7 | 23.8 | 17.7 | 20.0 | 17.2 | 20.8 | 16.8 |
| Vermoim | 220 | 28.5 | 31.0 | 30.1 | 30.2 | 32.0 | 22.4 | 26.2 | 25.6 | 28.7 |
| Vila Chã | 220 | 14.8 | 15.3 | 15.4 | 14.0 | 14.6 | 14.1 | 14.5 | 13.6 | 14.1 |
| Vila Pouca de Aguiar | 220 | 8.7 | 11.8 | 11.9 | 10.0 | 12.7 | 8.2 | 11.2 | 9.6 | 12.3 |
| Zambujal | 220 | 19.9 | 20.3 | 20.0 | 22.6 | 23.0 | 16.0 | 16.7 | 19.3 | 20.0 |
| Zêzere | 220 | 12.8 | 13.2 | 13.8 | 13.3 | 13.6 | 10.9 | 11.0 | 11.8 | 12.0 |

Notas:

- Instalação de utilizador da rede

- Os valores aqui apresentados estão calculados num cenário de desenvolvimento futuro da RNT incluindo também os Projetos Complementares

| EVOLUÇÃO DOS VALORES DE CORRENTES DE DEFEITO - CONSIDERANDO PROJETOS BASE E COMPLEMENTARES [kA] | | | | | | | | | | |
|---|-------------|------------------|------|------|-------------------|------|------------------|------|-------------------|------|
| INSTALAÇÃO | Tensão [kV] | Máximo Trifásico | | | Máximo Monofásico | | Mínimo Trifásico | | Mínimo Monofásico | |
| | | 2018 | 2022 | 2027 | 2018 | 2022 | 2018 | 2022 | 2018 | 2022 |
| Alto Rabagão | 150 | 8.9 | 9.0 | 9.1 | 8.4 | 8.5 | 6.6 | 6.9 | 6.9 | 7.1 |
| Artlant * | 150 | 19.9 | 20.6 | 18.6 | 19.8 | 20.4 | 16.1 | 17.1 | 17.4 | 18.2 |
| Bouçã | 150 | 5.9 | 5.9 | 5.9 | 6.3 | 6.3 | 4.3 | 4.3 | 4.9 | 5.0 |
| C. Frades | 150 | 18.9 | 19.7 | 20.2 | 19.9 | 20.6 | 13.0 | 14.2 | 15.1 | 16.2 |
| C. Sines (Carvão) Gr1 | 150 | 14.5 | 14.9 | - | 15.2 | 15.4 | 10.8 | 11.3 | 12.3 | 12.8 |
| Cabril | 150 | 4.9 | 4.9 | 4.9 | 5.4 | 5.4 | 3.5 | 3.5 | 4.1 | 4.1 |
| Cançada | 150 | 25.3 | 27.4 | 28.1 | 26.1 | 27.8 | 17.9 | 20.6 | 20.3 | 22.7 |
| Castelo Branco | 150 | 13.6 | 14.1 | 14.2 | 13.7 | 14.1 | 12.8 | 13.1 | 13.1 | 13.4 |
| Corgas * | 150 | 5.3 | 5.4 | 5.3 | 6.2 | 6.3 | 5.1 | 5.2 | 6.1 | 6.1 |
| Ermidas-Sado | 150 | 9.5 | 9.6 | 9.4 | 8.2 | 8.2 | 8.7 | 9.1 | 7.8 | 8.1 |
| Estoi | 150 | 10.4 | 10.7 | 10.7 | 9.6 | 9.8 | 9.1 | 10.0 | 8.7 | 9.4 |
| Estremoz | 150 | 2.7 | - | - | 2.4 | - | 2.6 | - | 2.3 | - |
| Évora | 150 | 4.8 | 4.8 | 4.8 | 4.7 | 4.7 | 4.5 | 4.5 | 4.5 | 4.5 |
| Fafe | 150 | 12.9 | 16.6 | 16.8 | 12.4 | 15.2 | 11.8 | 14.6 | 11.8 | 14.1 |
| Falagueira | 150 | 19.0 | 20.3 | 20.6 | 22.5 | 24.2 | 16.8 | 17.5 | 20.2 | 21.4 |
| Fernão Ferro | 150 | 19.4 | 19.7 | 19.8 | 18.4 | 19.0 | 17.0 | 17.7 | 17.1 | 17.9 |
| Ferreira do Alentejo | 150 | 16.4 | 16.7 | 16.8 | 16.8 | 17.0 | 14.1 | 14.9 | 15.1 | 15.9 |
| Fogueteiro * | 150 | - | - | - | 11.7 | 11.9 | - | - | 11.3 | 11.6 |
| Frades | 150 | 20.1 | 21.2 | 21.7 | 21.5 | 22.3 | 13.7 | 15.2 | 16.2 | 17.4 |
| Fratel | 150 | 11.9 | 12.1 | 12.1 | 10.9 | 11.1 | 10.1 | 10.4 | 9.9 | 10.1 |
| Gardunha * | 150 | 5.1 | 5.2 | 5.2 | 5.7 | 5.7 | 4.9 | 4.9 | 5.5 | 5.5 |
| Lusosider * | 150 | 11.4 | 11.5 | 11.6 | 9.2 | 9.4 | 10.6 | 10.9 | 8.9 | 9.1 |
| Luzianes * | 150 | - | - | - | 3.6 | 3.6 | - | - | 3.5 | 3.5 |
| Mendoiro * | 150 | 7.0 | 7.2 | 7.3 | 8.2 | 8.4 | 6.6 | 6.9 | 7.9 | 8.1 |
| Monte da Pedra | 150 | 7.1 | 7.1 | 7.1 | 5.8 | 5.8 | 6.8 | 7.0 | 5.6 | 5.7 |
| Neves Corvo * | 150 | 5.5 | 5.5 | 5.4 | 4.5 | 4.5 | 5.1 | 5.3 | 4.3 | 4.4 |
| Oleiros | 150 | 19.6 | 23.0 | 25.8 | 18.8 | 21.1 | 16.4 | 20.3 | 16.8 | 19.6 |
| Ourique | 150 | 13.8 | 14.0 | 13.2 | 12.7 | 12.8 | 11.7 | 12.5 | 11.5 | 12.0 |
| Palmela | 150 | 23.6 | 24.4 | 24.3 | 22.7 | 23.2 | 20.2 | 21.4 | 20.7 | 21.5 |
| Pedralva | 150 | 28.3 | 33.1 | 34.2 | 31.7 | 36.5 | 21.3 | 26.7 | 25.6 | 31.0 |
| Pegões * | 150 | 6.8 | 6.9 | 6.9 | 5.6 | 5.7 | 6.6 | 6.7 | 5.4 | 5.6 |
| Petrogal * | 150 | 15.9 | 16.3 | 15.2 | 17.0 | 17.3 | 13.7 | 14.3 | 15.3 | 15.9 |
| Ponte de Lima | 150 | - | 18.2 | 23.8 | - | 18.9 | - | 17.1 | - | 18.1 |
| Portimão | 150 | 14.5 | 14.9 | 14.6 | 15.9 | 16.1 | 12.5 | 13.5 | 14.2 | 15.1 |
| Porto Alto | 150 | 7.5 | 7.5 | 7.6 | 7.5 | 7.6 | 7.2 | 7.3 | 7.3 | 7.4 |
| Quinta do Anjo | 150 | 14.4 | 14.5 | 14.6 | 11.1 | 11.5 | 13.1 | 13.5 | 10.8 | 11.2 |
| Quinta Grande * | 150 | - | - | - | 2.6 | 2.6 | - | - | 2.5 | 2.5 |
| Riba d'Ave | 150 | 23.8 | 23.0 | 23.1 | 21.6 | 20.1 | 20.5 | 21.2 | 19.8 | 19.2 |
| Rodão * | 150 | - | - | - | 7.0 | 7.1 | - | - | 6.8 | 6.9 |
| Sabóia | 150 | 6.7 | 6.7 | 6.7 | 4.6 | 4.6 | 6.3 | 6.5 | 4.5 | 4.5 |
| Salamonde | 150 | 15.3 | 15.9 | 16.3 | 13.7 | 14.0 | 11.4 | 12.4 | 11.4 | 12.0 |
| Setúbal | 150 | 20.8 | 20.9 | 21.3 | 19.9 | 21.9 | 18.1 | 18.7 | 18.5 | 20.5 |
| Sines | 150 | 26.2 | 27.6 | 24.0 | 31.6 | 33.4 | 20.0 | 21.4 | 25.6 | 27.4 |
| T.A. Fafe * | 150 | 6.0 | 6.6 | 6.6 | 6.3 | 6.7 | 5.8 | 6.3 | 6.1 | 6.4 |
| Tabuaço | 150 | 3.5 | 3.6 | 3.6 | 3.9 | 3.9 | 2.8 | 2.8 | 3.2 | 3.2 |
| Tavira | 150 | 17.2 | 17.6 | 18.1 | 20.0 | 20.4 | 13.9 | 16.1 | 16.9 | 19.0 |
| Trafaria | 150 | 14.9 | 15.1 | 15.2 | 13.3 | 13.6 | 13.6 | 14.0 | 12.7 | 13.1 |
| Tunes | 150 | 12.6 | 12.9 | 12.8 | 12.2 | 12.4 | 10.9 | 11.8 | 11.1 | 11.7 |
| Valdigem | 150 | 4.5 | 4.5 | 4.5 | 5.0 | 5.0 | 3.7 | 3.8 | 4.4 | 4.4 |
| Vila Fria | 150 | 12.6 | 16.1 | 16.3 | 11.6 | 14.7 | 11.3 | 15.0 | 10.9 | 14.2 |
| Vila Nova | 150 | 17.7 | 18.5 | 19.1 | 18.2 | 18.8 | 12.4 | 13.5 | 14.1 | 15.0 |
| Vilarinho das Furnas | 150 | 14.4 | 14.9 | 15.1 | 14.0 | 14.4 | 10.8 | 11.6 | 11.5 | 12.1 |
| Zêzere | 150 | 8.8 | 8.8 | 9.0 | 9.8 | 9.8 | 7.1 | 7.2 | 8.3 | 8.4 |
| Pedralva | 130 | 3.9 | 3.9 | 4.0 | 4.0 | 4.1 | 3.9 | 3.8 | 3.9 | 4.0 |

Notas:

- Instalação de utilizador da rede

- Os valores aqui apresentados estão calculados num cenário de desenvolvimento futuro da RNT incluindo também os Projetos Complementares

| EVOLUÇÃO DOS VALORES DE CORRENTES DE DEFEITO - CONSIDERANDO PROJETOS BASE E COMPLEMENTARES [kA] | | | | | | | | | | |
|---|-------------|------------------|------|------|-------------------|------|------------------|------|-------------------|------|
| INSTALAÇÃO | Tensão [kV] | Máximo Trifásico | | | Máximo Monofásico | | Mínimo Trifásico | | Mínimo Monofásico | |
| | | 2018 | 2022 | 2027 | 2018 | 2022 | 2018 | 2022 | 2018 | 2022 |
| Alcochete | 63 | 8.5 | 15.8 | 15.8 | 9.4 | 17.0 | 8.3 | 15.1 | 9.4 | 16.5 |
| Alqueva | 63 | 16.9 | 18.0 | 18.1 | 20.1 | 21.3 | 15.3 | 15.7 | 20.1 | 19.3 |
| Alto de Mira | 63 | 24.6 | 24.9 | 24.8 | 9.0 | 9.0 | 22.8 | 23.2 | 9.0 | 8.9 |
| Alto de São João | 63 | 12.8 | 12.9 | 12.9 | 13.0 | 13.1 | 12.3 | 12.4 | 13.0 | 12.7 |
| Baixo Sabor | 63 | 8.1 | 8.2 | 8.2 | 7.4 | 7.5 | 7.0 | 7.1 | 7.4 | 6.9 |
| Batalha | 63 | 26.7 | 26.9 | 26.9 | 18.6 | 18.7 | 25.1 | 25.7 | 18.6 | 18.4 |
| Bodiosa | 63 | 19.3 | 19.7 | 19.8 | 20.8 | 21.3 | 18.8 | 19.2 | 20.8 | 20.9 |
| Canelas ¹ | 63 | 22.7 | 22.9 | 23.1 | 23.0 | 23.2 | 20.6 | 21.1 | 23.0 | 22.0 |
| Carrapatelo | 63 | 17.8 | 17.9 | 18.0 | 18.0 | 18.1 | 17.2 | 17.4 | 18.0 | 17.7 |
| Carregado ⁴ | 63 | 17.2 | 15.7 | 15.7 | 7.6 | 7.6 | 16.1 | 14.8 | 7.6 | 7.4 |
| Carriche | 63 | 27.2 | 27.5 | 27.6 | 9.3 | 9.3 | 24.9 | 25.5 | 9.3 | 9.1 |
| Carvoeira | 63 | 14.3 | 14.3 | 15.4 | 15.4 | 15.5 | 13.9 | 14.0 | 15.4 | 15.2 |
| Castelo Branco | 63 | 10.7 | 10.9 | 11.0 | 11.0 | 11.1 | 10.4 | 10.5 | 11.0 | 10.8 |
| Chafariz | 63 | 23.7 | 24.0 | 23.9 | 23.6 | 24.4 | 22.1 | 22.3 | 23.6 | 23.2 |
| Custóias | 63 | 23.8 | 24.2 | 24.5 | 12.3 | 12.4 | 22.6 | 23.4 | 12.3 | 12.1 |
| Divor | 63 | - | 9.5 | 15.9 | - | 9.9 | - | 8.0 | - | 8.5 |
| Ermesinde | 63 | 20.4 | 19.3 | 19.4 | 8.8 | 8.9 | 19.3 | 18.7 | 8.8 | 8.7 |
| Estarreja | 63 | 25.6 | 26.0 | 25.9 | 26.5 | 26.7 | 24.5 | 25.1 | 26.5 | 26.1 |
| Estoi | 63 | 13.6 | 14.1 | 14.1 | 14.3 | 14.8 | 12.4 | 13.4 | 14.3 | 14.3 |
| Estremoz | 63 | 4.1 | 15.6 | 15.6 | 4.0 | 15.8 | 4.0 | 13.9 | 4.0 | 14.5 |
| Évora | 63 | 7.1 | 7.0 | 7.1 | 8.0 | 8.0 | 6.4 | 6.4 | 8.0 | 7.3 |
| Fafe | 63 | 13.4 | 15.0 | 15.0 | 13.3 | 14.6 | 13.0 | 14.3 | 13.3 | 14.2 |
| Falagueira | 63 | 17.8 | 18.3 | 18.4 | 21.9 | 22.5 | 15.4 | 15.6 | 21.9 | 19.6 |
| Fanhões | 63 | 26.7 | 27.4 | 27.6 | 29.3 | 29.9 | 24.9 | 25.7 | 29.3 | 28.8 |
| Feira | 63 | 18.0 | 18.6 | 19.1 | 20.0 | 20.6 | 17.5 | 17.9 | 20.0 | 20.0 |
| Fernão Ferro | 63 | 21.8 | 22.0 | 22.2 | 8.1 | 8.1 | 20.6 | 21.1 | 8.1 | 7.5 |
| Ferreira do Alentejo | 63 | 13.8 | 14.1 | 14.3 | 15.0 | 15.4 | 12.5 | 12.8 | 15.0 | 14.2 |
| Ferro | 63 | 17.8 | 18.3 | 18.4 | 18.3 | 18.9 | 17.2 | 17.8 | 18.3 | 18.3 |
| Frades | 63 | 15.6 | 15.9 | 15.9 | 15.7 | 15.8 | 13.9 | 14.4 | 15.7 | 14.8 |
| Lavos ² | 63 | 28.4 | 28.5 | 28.5 | 21.0 | 22.3 | 26.9 | 27.3 | 21.0 | 21.8 |
| Macedo de Cavaleiros ³ | 63 | 14.8 | 15.5 | 15.5 | 14.5 | 15.0 | 14.4 | 15.1 | 14.5 | 14.7 |
| Mogadouro | 63 | 7.8 | 7.8 | 7.8 | 7.9 | 7.9 | 7.3 | 7.4 | 7.9 | 7.7 |
| Mourisca | 63 | 23.5 | 23.7 | 23.7 | 24.4 | 23.9 | 21.5 | 21.6 | 24.4 | 22.7 |
| Oleiros | 63 | 18.4 | 19.5 | 20.1 | 19.7 | 20.6 | 17.1 | 18.5 | 19.7 | 19.9 |
| Ourique | 63 | 7.4 | 7.5 | 12.1 | 7.2 | 7.3 | 7.0 | 7.1 | 7.2 | 7.0 |
| Paraimo | 63 | 17.5 | 18.1 | 18.1 | 19.3 | 19.8 | 16.9 | 17.6 | 19.3 | 19.5 |
| Pegões | 63 | - | - | 8.7 | - | - | - | - | - | - |
| Penela | 63 | 16.7 | 16.9 | 17.0 | 17.3 | 17.5 | 16.4 | 16.4 | 17.3 | 17.1 |
| Pereiros | 63 | 23.3 | 22.6 | 22.8 | 10.7 | 10.9 | 22.4 | 21.8 | 10.7 | 10.6 |
| Pocinho ³ | 63 | 19.9 | 20.6 | 20.6 | 23.8 | 24.6 | 18.5 | 19.2 | 23.8 | 23.4 |
| Pombal ² | 63 | 13.6 | 13.7 | 13.7 | 12.2 | 12.3 | 13.3 | 13.4 | 12.2 | 12.0 |
| Portimão | 63 | 14.3 | 14.6 | 14.5 | 15.9 | 16.2 | 13.4 | 13.8 | 15.9 | 15.5 |
| Porto Alto | 63 | 9.5 | 9.8 | 10.4 | 10.2 | 10.3 | 9.3 | 9.4 | 9.9 | 10.0 |
| Prelada | 63 | 14.6 | 14.7 | 14.9 | 9.1 | 9.1 | 14.0 | 14.4 | 9.1 | 9.0 |
| Recarei | 63 | 22.6 | 22.8 | 22.4 | 23.4 | 23.4 | 21.0 | 21.7 | 23.4 | 22.7 |
| Riba d'Ave | 63 | 23.5 | 23.2 | 23.1 | 22.6 | 22.2 | 22.1 | 22.3 | 22.6 | 21.6 |
| Rio Maior | 63 | 24.3 | 25.0 | 25.2 | 15.0 | 15.8 | 23.0 | 23.9 | 15.0 | 15.5 |
| Sacavém | 63 | 21.7 | 21.9 | 21.8 | 10.2 | 10.2 | 20.2 | 20.6 | 10.2 | 10.0 |
| Santarém | 63 | 13.8 | 14.3 | 14.3 | 7.9 | 8.5 | 13.3 | 13.7 | 7.9 | 8.3 |
| Sete Rios | 63 | 22.0 | 22.2 | 22.3 | 8.8 | 8.8 | 20.5 | 20.9 | 8.8 | 8.6 |
| Setúbal | 63 | 25.0 | 25.2 | 25.5 | 14.8 | 15.0 | 23.7 | 24.0 | 14.8 | 14.4 |
| Sines | 63 | 20.5 | 21.6 | 20.9 | 24.0 | 25.1 | 18.7 | 19.4 | 24.0 | 23.3 |
| Tábua | 63 | 15.3 | 15.5 | 15.5 | 15.2 | 15.3 | 15.0 | 15.1 | 15.2 | 15.0 |
| Tavira | 63 | 14.4 | 14.5 | 14.6 | 14.9 | 15.0 | 13.3 | 13.9 | 14.9 | 14.5 |
| Torrão | 63 | 15.7 | 15.7 | 15.8 | 8.0 | 8.0 | 15.0 | 15.2 | 8.0 | 7.9 |
| Trafaria | 63 | 12.8 | 12.9 | 13.0 | 14.0 | 14.1 | 12.5 | 12.6 | 14.0 | 13.7 |
| Trajouce | 63 | 21.1 | 21.3 | 21.4 | 23.3 | 23.4 | 19.8 | 20.2 | 23.3 | 22.7 |
| Tunes | 63 | 16.7 | 17.1 | 17.0 | 17.4 | 17.7 | 15.3 | 16.1 | 17.4 | 16.9 |
| Valdigem | 63 | 23.9 | 24.1 | 24.3 | 24.4 | 24.7 | 22.9 | 23.3 | 24.4 | 24.1 |
| Valpaços ³ | 63 | 13.2 | 14.9 | 14.9 | 13.0 | 14.3 | 12.9 | 14.5 | 13.0 | 14.0 |
| Vermoim ¹ | 63 | 28.6 | 29.4 | 29.4 | 14.7 | 15.4 | 27.0 | 28.3 | 14.7 | 15.1 |
| Vila Chã | 63 | 21.4 | 21.8 | 21.8 | 22.6 | 23.2 | 20.9 | 21.3 | 22.6 | 22.8 |
| Vila Nova Famalicão | 63 | - | 17.6 | 17.8 | - | 18.6 | - | 17.2 | - | 18.3 |
| Vila Fria | 63 | 18.4 | 20.5 | 20.6 | 21.0 | 23.3 | 17.4 | 19.8 | 21.0 | 22.6 |
| Vila Pouca de Aguiar ³ | 63 | 17.7 | 19.5 | 19.6 | 14.6 | 14.9 | 17.3 | 19.1 | 14.6 | 14.6 |
| Zambujal | 63 | 18.8 | 18.9 | 18.9 | 8.2 | 8.1 | 17.7 | 18.0 | 8.2 | 7.9 |
| Zêzere | 63 | 20.2 | 20.2 | 20.5 | 21.5 | 21.5 | 17.5 | 17.7 | 21.5 | 19.7 |

Notas:

¹ - Inclui fecho de malha Vermoim - Crestuma - Canelas a 60 kV

² - Inclui fecho de malha Lavos - Pombal a 60 kV

³ - Inclui fecho de malha Vila Pouca de Aguiar - Valpaços - Macedo de Cavaleiros - Pocinho a 60 kV

⁴ - Valores de corrente de defeito calculados na SE Vale do Tejo da EDP Distribuição, dado a subestação do Carregado não ter barramento de 60 kV

- Os valores aqui apresentados estão calculados num cenário de desenvolvimento futuro da RNT incluindo também os Projetos Complementares

| RELAÇÃO X/R TRIFÁSICA - CONSIDERANDO SÓ PROJETOS BASE | | | | | |
|---|----------------|--------|------|--------|------|
| INSTALAÇÃO | Tensão [kV] | Máximo | | Mínimo | |
| | | 2018 | 2022 | 2018 | 2022 |
| Alcochete | 400 | 7.8 | 8.0 | 4.4 | 4.4 |
| Alqueva | 400 | 14.4 | 13.5 | 9.7 | 9.7 |
| Alto de Mira | 400 | 7.1 | 7.2 | 3.6 | 3.6 |
| Alto Lindoso | 400 | 15.0 | 15.4 | 11.6 | 11.2 |
| Armamar | 400 | 12.1 | 12.1 | 8.7 | 8.7 |
| Batalha | 400 | 9.4 | 9.6 | 5.5 | 5.5 |
| Bemposta II | 400 | 16.2 | 15.7 | 14.3 | 14.1 |
| Bodiosa | 400 | 9.9 | 9.9 | 7.4 | 7.4 |
| C. Alqueva 1 | 400 | 14.4 | 13.5 | 9.8 | 9.7 |
| C. Alqueva 2 | 400 | 14.3 | 13.4 | 9.7 | 9.7 |
| C. Lares Gr 1 ou 2 | 400 | 10.7 | 10.8 | 6.4 | 6.5 |
| C. Pego (TGCC) Gr 1 ou 2 | 400 | 12.7 | 12.5 | 7.1 | 7.2 |
| C. Pego (Carvão) Gr 1 ou 2 | 400 | 12.7 | - | 7.1 | - |
| C. Ribatejo Gr 2 ou 3 | 400 | 7.5 | 7.6 | 3.9 | 4.0 |
| C. Sines Gr 2, 3 ou 4 | 400 | 10.6 | 10.7 | 6.4 | 6.4 |
| Falagueira | 400 | 14.7 | 14.8 | 10.8 | 10.8 |
| Fanhões | 400 | 7.0 | 7.1 | 3.5 | 3.6 |
| Feira | 400 | 10.2 | 10.5 | 6.8 | 6.7 |
| Fernão Ferro | 400 | 7.8 | 8.0 | 4.5 | 4.5 |
| Ferreira do Alentejo | 400 | 10.6 | 10.5 | 7.3 | 7.3 |
| Foz Tua | 400 | 12.7 | 12.7 | 9.9 | 9.9 |
| Frades II | 400 | 12.6 | 12.4 | 8.7 | 8.2 |
| Lagoaça | 400 | 25.0 | 25.9 | 19.3 | 22.2 |
| Lavos | 400 | 10.1 | 10.3 | 5.8 | 5.9 |
| Palmela | 400 | 7.7 | 7.8 | 5.8 | 4.2 |
| Paraimo | 400 | 10.0 | 10.3 | 6.3 | 6.3 |
| Pedralva | 400 | 12.5 | 12.4 | 8.1 | 7.6 |
| Pego | 400 | 12.7 | 12.5 | 7.1 | 7.2 |
| Ponte de Lima | 400 | - | 10.6 | - | 7.4 |
| Portimão | 400 | 9.9 | 10.1 | 7.5 | 7.5 |
| Recarei | 400 | 10.0 | 10.3 | 6.0 | 5.8 |
| Riba d'Ave | 400 | 11.2 | 11.2 | 7.0 | 6.7 |
| Ribatejo | 400 | 7.5 | 7.6 | 3.9 | 4.0 |
| Rio Maior | 400 | 9.1 | 9.3 | 4.9 | 4.9 |
| Salamonde II | 400 | 12.5 | 12.3 | 8.8 | 8.4 |
| Sines | 400 | 10.4 | 10.5 | 5.9 | 6.0 |
| Sobrado | 400 | - | 10.1 | - | 6.0 |
| Tavira | 400 | 10.7 | 11.4 | 8.7 | 8.7 |
| Vermoim | 400 | 9.7 | 10.0 | 6.3 | 6.0 |
| Vieira do Minho | 400 | 12.5 | 12.3 | 8.6 | 8.1 |
| Vila Nova Famalicão | 400 | 10.2 | 10.1 | 7.1 | 6.4 |

Notas:

* - Instalação de utilizador da rede

| RELAÇÃO X/R TRIFÁSICA - CONSIDERANDO SÓ PROJETOS BASE | | | | | |
|---|----------------|------------------|------|------------------|------|
| INSTALAÇÃO | Tensão [kV] | Máximo Trifásico | | Mínimo Trifásico | |
| | | 2018 | 2022 | 2018 | 2022 |
| Aguieira | 220 | 6.9 | 7.0 | 5.0 | 5.0 |
| Alto de Mira | 220 | 6.4 | 6.4 | 3.5 | 3.2 |
| Alto de São João | 220 | 5.5 | 5.6 | 3.5 | 3.5 |
| Armamar | 220 | 8.1 | 8.1 | 7.0 | 6.9 |
| Baixo Sabor | 220 | 8.2 | 8.1 | 7.2 | 7.2 |
| Bemposta | 220 | 10.8 | 10.6 | 9.6 | 9.5 |
| C. Pocinho | 220 | 7.9 | 7.7 | 6.8 | 6.9 |
| C. Ribatejo Gr 1 | 220 | 6.5 | 6.5 | 3.4 | 3.4 |
| C. Tapada do Outeiro | 220 | 8.5 | 9.6 | 5.4 | 5.5 |
| Canelas | 220 | 7.6 | 8.3 | 5.1 | 5.1 |
| Carrapatelo | 220 | 7.0 | 7.0 | 5.3 | 5.2 |
| Carregado | 220 | 6.5 | 6.6 | 3.4 | 3.4 |
| Carriche | 220 | 6.1 | 6.2 | 3.2 | 3.2 |
| Carvoeira | 220 | 6.2 | 6.2 | 4.2 | 4.3 |
| Castelo Branco | 220 | 8.7 | 8.7 | 7.3 | 7.4 |
| Castelo do Bode Gr 1, 2 ou 3 | 220 | 5.4 | 5.5 | 4.3 | 4.3 |
| Chafariz | 220 | 6.9 | 7.1 | 5.8 | 6.1 |
| Custóias | 220 | 7.9 | 8.4 | 5.0 | 5.2 |
| Ermesinde | 220 | 7.7 | 8.9 | 5.0 | 5.8 |
| Estarreja | 220 | 6.3 | 6.4 | 4.8 | 4.7 |
| Fanhões | 220 | 6.6 | 6.7 | 3.3 | 3.3 |
| Ferro | 220 | 7.8 | 7.9 | 6.5 | 6.6 |
| Folques * | 220 | 6.8 | 6.8 | 5.8 | 5.9 |
| Lagoaça | 220 | 19.8 | 19.7 | 16.4 | 18.3 |
| Macedo de Cavaleiros | 220 | 7.5 | 7.5 | 6.4 | 6.6 |
| Maia * | 220 | 6.7 | 6.8 | 4.8 | 4.8 |
| Miranda | 220 | 10.5 | 10.1 | 8.1 | 8.0 |
| Mogadouro | 220 | 6.9 | 6.7 | 6.5 | 6.4 |
| Montenegrolo * | 220 | 7.5 | 7.4 | 6.6 | 6.3 |
| Mourisca | 220 | 6.4 | 6.5 | 4.9 | 4.8 |
| Pampilhosa da Serra * | 220 | 6.9 | 6.9 | 6.2 | 6.3 |
| Paraimo | 220 | 7.7 | 7.8 | 5.7 | 5.7 |
| Penamacor * | 220 | 7.6 | 7.6 | 6.9 | 6.9 |
| Penela | 220 | 6.3 | 6.3 | 4.8 | 4.8 |
| Pereiros | 220 | 6.7 | 6.8 | 4.6 | 4.7 |
| Picote | 220 | 12.0 | 11.7 | 8.9 | 8.8 |
| Pocinho | 220 | 8.2 | 8.0 | 6.9 | 7.1 |
| Pombal | 220 | 6.0 | 6.0 | 5.0 | 5.0 |
| Pontinha | 220 | 5.9 | 5.9 | 3.2 | 3.2 |
| Prelada | 220 | 7.2 | 7.6 | 4.7 | 4.9 |
| Prior Velho 1 | 220 | 5.8 | 5.9 | 3.3 | 3.3 |
| Prior Velho 2 | 220 | 5.8 | 5.9 | 3.3 | 3.3 |
| Prior Velho 3 | 220 | 5.9 | 5.9 | 3.3 | 3.3 |
| Prior Velho 4 | 220 | 5.8 | 5.9 | 3.3 | 3.3 |
| Prior Velho 5 | 220 | 5.8 | 5.9 | 3.6 | 3.6 |
| Recarei | 220 | 8.4 | 9.4 | 5.0 | 5.1 |
| Régua | 220 | 7.3 | 7.4 | 6.0 | 5.9 |
| Rio Maior | 220 | 7.7 | 7.8 | 4.2 | 4.2 |
| S. Martinho * | 220 | 8.4 | 8.5 | 7.3 | 7.3 |
| S. Póvoa * | 220 | 7.6 | 7.6 | 6.9 | 6.9 |
| Sacavém | 220 | 6.0 | 6.0 | 3.3 | 3.3 |
| Santarém | 220 | 5.6 | 5.7 | 3.9 | 4.0 |
| Seixal | 220 | 5.4 | 5.4 | 3.5 | 3.5 |

Notas:

* - Instalação de utilizador da rede

| RELAÇÃO X/R TRIFÁSICA - CONSIDERANDO SÓ PROJETOS BASE | | | | | |
|---|----------------|------------------|------|------------------|------|
| INSTALAÇÃO | Tensão [kV] | Máximo Trifásico | | Mínimo Trifásico | |
| | | 2018 | 2022 | 2018 | 2022 |
| Sete Rios | 220 | 5.8 | 5.9 | 3.1 | 3.1 |
| Sobrado | 220 | - | 10.2 | - | 6.2 |
| Tábua | 220 | 6.7 | 6.8 | 5.3 | 5.3 |
| Torrão | 220 | 6.6 | 6.6 | 5.1 | 5.1 |
| Trajouce | 220 | 6.2 | 6.3 | 3.4 | 3.4 |
| Urrô | 220 | 6.4 | 6.5 | 5.2 | 5.2 |
| Valdigem | 220 | 7.6 | 7.8 | 6.0 | 6.0 |
| Valeira | 220 | 6.9 | 6.8 | 6.1 | 6.1 |
| Valpaços | 220 | 7.9 | 7.8 | 6.9 | 6.7 |
| Valongo | 220 | 8.3 | 9.4 | 5.2 | 6.1 |
| Vermoim | 220 | 8.5 | 9.5 | 5.1 | 5.4 |
| Vila Chã | 220 | 6.5 | 6.6 | 5.3 | 5.4 |
| Vila Pouca de Aguiar | 220 | 7.5 | 7.4 | 6.6 | 6.3 |
| Zambujal | 220 | 5.5 | 5.6 | 3.1 | 3.1 |
| Zêzere | 220 | 5.4 | 5.5 | 4.2 | 4.3 |

| RELAÇÃO X/R TRIFÁSICA - CONSIDERANDO SÓ PROJETOS BASE | | | | | |
|---|----------------|------------------|------|------------------|------|
| INSTALAÇÃO | Tensão [kV] | Máximo Trifásico | | Mínimo Trifásico | |
| | | 2018 | 2022 | 2018 | 2022 |
| Alto Rabagão | 150 | 5.5 | 5.4 | 4.5 | 4.5 |
| Artlant * | 150 | 8.5 | 8.4 | 6.4 | 6.3 |
| Bouçã | 150 | 6.6 | 6.9 | 5.2 | 5.2 |
| C. Frades | 150 | 9.5 | 9.6 | 7.2 | 7.0 |
| C. Sines (Carvão) Gr1 | 150 | 11.7 | 11.7 | 8.3 | 8.6 |
| Cabril | 150 | 6.1 | 6.3 | 4.8 | 4.8 |
| Caniçada | 150 | 8.2 | 8.2 | 6.0 | 6.0 |
| Castelo Branco | 150 | 9.6 | 9.6 | 7.7 | 7.7 |
| Corgas * | 150 | 7.6 | 7.6 | 7.2 | 7.2 |
| Ermidas-Sado | 150 | 7.1 | 7.1 | 6.1 | 6.1 |
| Estoi | 150 | 5.6 | 5.8 | 4.5 | 4.5 |
| Estremoz | 150 | 9.1 | 8.7 | 5.7 | 5.4 |
| Évora | 150 | 4.2 | 4.2 | 3.4 | 3.3 |
| Fafe | 150 | 6.9 | 7.9 | 5.3 | 6.1 |
| Falagueira | 150 | 15.6 | 15.4 | 11.6 | 11.3 |
| Fernão Ferro | 150 | 7.6 | 7.7 | 4.4 | 4.5 |
| Ferreira do Alentejo | 150 | 8.7 | 8.8 | 6.4 | 6.5 |
| Frades | 150 | 9.6 | 9.7 | 7.2 | 7.0 |
| Fratel | 150 | 6.8 | 6.8 | 6.0 | 5.9 |
| Gardunha * | 150 | 7.1 | 7.1 | 6.6 | 6.6 |
| Lusosider * | 150 | 6.3 | 6.4 | 4.7 | 4.7 |
| Mendoiro * | 150 | 7.6 | 7.5 | 7.0 | 6.9 |
| Monte da Pedra | 150 | 4.0 | 3.9 | 3.6 | 3.6 |
| Neves Corvo * | 150 | 4.0 | 4.0 | 3.6 | 3.6 |
| Oleiros | 150 | 6.8 | 6.7 | 4.8 | 4.9 |
| Ourique | 150 | 5.5 | 5.4 | 4.6 | 4.6 |
| Palmela | 150 | 8.0 | 8.2 | 4.6 | 4.7 |
| Pedralva | 150 | 11.5 | 11.4 | 7.4 | 7.3 |
| Pegões * | 150 | 4.0 | 4.0 | 3.6 | 3.6 |
| Petrogal * | 150 | 7.1 | 7.0 | 5.8 | 5.7 |
| Ponte de Lima | 150 | - | 8.1 | - | 6.4 |
| Portimão | 150 | 6.7 | 6.8 | | 5.3 |
| Porto Alto | 150 | 4.1 | 4.2 | 3.5 | 3.5 |
| Quinta do Anjo | 150 | 6.6 | 6.7 | 4.6 | 4.6 |
| Riba d'Ave | 150 | 11.1 | 11.5 | 7.5 | 8.1 |
| Sabóia | 150 | 4.0 | 4.0 | 3.7 | 3.7 |
| Salamonde | 150 | 8.1 | 8.1 | 6.8 | 6.6 |
| Setúbal | 150 | 7.4 | 7.5 | 4.6 | 4.6 |
| Sines | 150 | 10.3 | 10.3 | 6.8 | 6.7 |
| T.A. Fafe * | 150 | 7.8 | 8.2 | 6.9 | 7.4 |
| Tabuaço | 150 | 13.1 | 13.2 | 10.7 | 10.6 |
| Tavira | 150 | 8.5 | 9.1 | 6.8 | 6.9 |
| Trafaria | 150 | 6.1 | 6.2 | 4.1 | 4.1 |
| Tunes | 150 | 5.4 | 5.4 | 4.2 | 4.3 |
| Valdigem | 150 | 25.7 | 26.3 | 22.6 | 23.0 |
| Vila Fria | 150 | 5.1 | 5.4 | 3.9 | 4.3 |
| Vila Nova | 150 | 8.9 | 8.9 | 7.1 | 6.8 |
| Vilarinho das Furnas | 150 | 5.5 | 5.3 | 4.5 | 4.6 |
| Zêzere | 150 | 10.4 | 10.9 | 7.9 | 8.0 |

Notas:

* - Instalação de utilizador da rede

RELAÇÃO X/R TRIFÁSICA - CONSIDERANDO PROJETOS BASE E COMPLEMENTARES

| INSTALAÇÃO | Tensão [kV] | Máximo | | Mínimo | |
|----------------------------|----------------|--------|------|--------|------|
| | | 2018 | 2022 | 2018 | 2022 |
| Alcochete | 400 | 7.8 | 8.1 | 4.4 | 4.6 |
| Alqueva | 400 | 14.4 | 13.7 | 9.7 | 9.9 |
| Alto de Mira | 400 | 7.1 | 7.3 | 3.6 | 3.8 |
| Alto Lindoso | 400 | 15.0 | 15.8 | 11.6 | 11.6 |
| Alto Tâmega Gr 1 ou 2 | 400 | - | 12.5 | - | 8.0 |
| Armamar | 400 | 12.1 | 12.3 | 8.8 | 8.9 |
| Batalha | 400 | 9.4 | 9.6 | 5.5 | 5.6 |
| Bemposta II | 400 | 16.2 | 15.6 | 14.3 | 14.1 |
| Bodiosa | 400 | 9.9 | 10.0 | 7.4 | 7.6 |
| C. Alqueva 1 | 400 | 14.4 | 13.7 | 9.8 | 10.0 |
| C. Alqueva 2 | 400 | 14.3 | 13.6 | 9.7 | 9.9 |
| C. Lares Gr 1 ou 2 | 400 | 10.6 | 10.9 | 6.5 | 6.6 |
| C. Pego (TGCC) Gr 1 ou 2 | 400 | 12.5 | 11.8 | 7.0 | 6.7 |
| C. Pego (Carvão) Gr 1 ou 2 | 400 | 12.5 | - | 7.0 | - |
| C. Ribatejo Gr 2 ou 3 | 400 | 7.5 | 7.8 | 3.9 | 4.1 |
| C. Sines Gr 2, 3 ou 4 | 400 | 10.6 | 11.0 | 6.4 | 7.0 |
| Daivões | 400 | - | 12.5 | - | 8.0 |
| Divor | 400 | - | 10.0 | - | 6.9 |
| Estremoz | 400 | - | 10.3 | - | 7.5 |
| Falagueira | 400 | 14.2 | 13.3 | 10.4 | 9.0 |
| Fanhões | 400 | 7.0 | 7.3 | 3.6 | 3.7 |
| Feira | 400 | 10.2 | 11.2 | 6.8 | 7.0 |
| Fernão Ferro | 400 | 7.8 | 8.1 | 4.5 | 4.7 |
| Ferreira do Alentejo | 400 | 10.6 | 10.8 | 7.3 | 7.7 |
| Foz Tua | 400 | 12.7 | 12.7 | 9.9 | 10.1 |
| Frades II | 400 | 12.6 | 12.7 | 8.7 | 8.7 |
| Fundão | 400 | 12.0 | 12.1 | 10.4 | 10.0 |
| Gouvães Gr 1,2,3 e 4 | 400 | - | 12.7 | - | 8.0 |
| Lagoaça | 400 | 25.0 | 25.8 | 19.3 | 22.1 |
| Lavos | 400 | 10.1 | 10.4 | 5.9 | 6.0 |
| Ourique | 400 | - | - | - | - |
| P. Corte Gouvães * | 400 | - | 12.7 | - | 7.9 |
| Palmela | 400 | 7.7 | 8.0 | 4.2 | 4.4 |
| Paraimo | 400 | 10.0 | 10.5 | 6.4 | 6.5 |
| Pedralva | 400 | 12.5 | 13.3 | 8.1 | 8.3 |
| Pego | 400 | 12.5 | 11.8 | 7.0 | 6.7 |
| Pegões | 400 | - | 8.6 | - | 5.0 |
| Ponte de Lima | 400 | - | 12.1 | - | 8.7 |
| Portimão | 400 | 9.9 | 10.2 | 7.5 | 7.7 |
| Recarei | 400 | 10.0 | 10.9 | 6.0 | 6.1 |
| Riba d'Ave | 400 | 11.2 | 11.9 | 7.0 | 7.2 |
| Ribatejo | 400 | 7.5 | 7.8 | 3.9 | 4.1 |
| Ribeira de Pena | 400 | - | 12.6 | - | 7.9 |
| Rio maior | 400 | 9.1 | 9.3 | 4.9 | 5.0 |
| Salamonde II | 400 | 12.5 | 12.6 | 8.9 | 8.9 |
| Sines | 400 | 10.4 | 10.8 | 5.9 | 6.4 |
| Sobrado | 400 | - | 10.6 | - | 6.5 |
| Tavira | 400 | 10.7 | 11.4 | 8.7 | 8.9 |
| Vermoim | 400 | 9.7 | 10.5 | 6.3 | 6.4 |
| Vieira do Minho | 400 | 12.5 | 12.7 | 8.7 | 8.7 |
| Vila Nova Famalicão | 400 | 10.2 | 10.7 | 7.1 | 7.0 |

Notas:

* - Instalação de utilizador da rede

RELAÇÃO X/R TRIFÁSICA - CONSIDERANDO PROJETOS BASE E COMPLEMENTARES

| INSTALAÇÃO | Tensão [kV] | Máximo Trifásico | | Mínimo Trifásico | |
|------------------------------|----------------|------------------|------|------------------|------|
| | | 2018 | 2022 | 2018 | 2022 |
| Agueda * | 220 | - | 6.2 | - | 4.7 |
| Agueira | 220 | 6.9 | 7.0 | 5.0 | 5.0 |
| Alto de Mira | 220 | 6.4 | 6.6 | 3.2 | 3.3 |
| Alto de São João | 220 | 5.5 | 5.6 | 3.5 | 3.6 |
| Armamar | 220 | 8.1 | 8.1 | 7.0 | 6.9 |
| Baixo Sabor | 220 | 8.2 | 8.1 | 7.2 | 7.2 |
| Bemposta | 220 | 10.8 | 10.6 | 9.6 | 9.4 |
| C. Pocinho | 220 | 7.9 | 7.6 | 6.8 | 6.9 |
| C. Ribatejo Gr 1 | 220 | 6.5 | 6.6 | 3.4 | 3.4 |
| C. Tapada do Outeiro | 220 | 8.5 | 10.0 | 5.4 | 5.7 |
| Canelas | 220 | 7.6 | 8.6 | 5.1 | 5.2 |
| Carrapatelo | 220 | 7.0 | 7.0 | 5.3 | 5.1 |
| Carregado | 220 | 6.5 | 6.6 | 3.4 | 3.4 |
| Carriche | 220 | 6.1 | 6.3 | 3.2 | 3.3 |
| Carvoeira | 220 | 6.2 | 6.2 | 4.3 | 4.3 |
| Castelo Branco | 220 | 8.5 | 8.5 | 7.3 | 7.4 |
| Castelo do Bode Gr 1, 2 ou 3 | 220 | 5.4 | 5.4 | 4.3 | 4.1 |
| Chafariz | 220 | 6.9 | 7.1 | 5.9 | 6.0 |
| Custóias | 220 | 7.9 | 8.8 | 5.0 | 5.4 |
| Ermesinde | 220 | 7.7 | 9.2 | 5.0 | 6.1 |
| Estarreja | 220 | 6.3 | 6.4 | 4.8 | 4.7 |
| Fanhões | 220 | 6.6 | 6.9 | 3.3 | 3.4 |
| Ferro | 220 | 8.5 | 8.6 | 7.1 | 7.2 |
| Folques * | 220 | 6.8 | 6.8 | 5.8 | 5.8 |
| Fundão | 220 | 9.6 | 9.8 | 8.3 | 8.3 |
| Lagoaça | 220 | 19.8 | 19.6 | 16.4 | 18.2 |
| Macedo de Cavaleiros | 220 | 7.5 | 7.5 | 6.4 | 6.7 |
| Maia * | 220 | 6.7 | 6.9 | 4.8 | 5.0 |
| Miranda | 220 | 10.5 | 10.1 | 8.1 | 8.0 |
| Mogadouro | 220 | 6.9 | 6.7 | 6.5 | 6.4 |
| Montenegro * | 220 | 7.5 | 7.4 | 6.6 | 6.3 |
| Mourisca | 220 | 6.4 | 6.4 | 4.9 | 4.7 |
| Pampilhosa da Serra * | 220 | 6.9 | 6.9 | 6.2 | 6.2 |
| Paraimo | 220 | 7.7 | 7.8 | 5.7 | 5.6 |
| Penamacor * | 220 | 8.3 | 8.3 | 7.7 | 7.7 |
| Penela | 220 | 6.3 | 6.3 | 4.8 | 4.7 |
| Pereiros | 220 | 6.7 | 6.8 | 4.6 | 4.6 |
| Picote | 220 | 12.0 | 11.7 | 8.9 | 8.8 |
| Pocinho | 220 | 8.2 | 7.9 | 6.9 | 7.1 |
| Pombal | 220 | 6.0 | 6.0 | 5.0 | 5.0 |
| Pontinha | 220 | 5.9 | 6.0 | 3.2 | 3.3 |
| Prelada | 220 | 7.2 | 7.9 | 4.7 | 5.1 |
| Prior Velho 1 | 220 | 5.8 | 6.0 | 3.3 | 3.4 |
| Prior Velho 2 | 220 | 5.8 | 5.9 | 3.3 | 3.4 |
| Prior Velho 3 | 220 | 5.9 | 6.0 | 3.3 | 3.4 |
| Prior Velho 4 | 220 | 5.8 | 5.9 | 3.3 | 3.4 |
| Prior Velho 5 | 220 | 5.8 | 5.9 | 3.6 | 3.7 |
| Recarei | 220 | 8.4 | 9.9 | 5.0 | 5.4 |
| Régua | 220 | 7.3 | 7.5 | 6.0 | 5.9 |
| Rio Maior | 220 | 7.7 | 7.8 | 4.2 | 4.3 |
| S. Martinho * | 220 | 8.4 | 8.6 | 7.3 | 7.2 |
| S. Póvoa * | 220 | 8.3 | 8.3 | 7.7 | 7.8 |
| Sacavém | 220 | 6.0 | 6.1 | 3.3 | 3.4 |
| Santarém | 220 | 5.6 | 5.7 | 3.9 | 3.9 |
| Seixal | 220 | 5.4 | 5.4 | 3.5 | 3.5 |

Notas:

* - Instalação de utilizador da rede

RELAÇÃO X/R TRIFÁSICA - CONSIDERANDO PROJETOS BASE E COMPLEMENTARES

| INSTALAÇÃO | Tensão [kV] | Máximo Trifásico | | Mínimo Trifásico | |
|----------------------|----------------|------------------|------|------------------|------|
| | | 2018 | 2022 | 2018 | 2022 |
| Sete Rios | 220 | 5.8 | 6.0 | 3.1 | 3.2 |
| Sobrado | 220 | - | 10.8 | - | 6.6 |
| Tábua | 220 | 6.7 | 6.8 | 5.3 | 5.3 |
| Torrão | 220 | 6.6 | 6.6 | 5.1 | 5.0 |
| Trajouce | 220 | 6.2 | 6.4 | 3.4 | 3.5 |
| Urrô | 220 | 6.4 | 6.6 | 5.2 | 5.3 |
| Valdigem | 220 | 7.6 | 7.8 | 6.0 | 5.9 |
| Valeira | 220 | 6.9 | 6.8 | 6.1 | 6.0 |
| Valpaços | 220 | 7.9 | 7.8 | 6.9 | 6.8 |
| Valongo | 220 | 8.3 | 9.8 | 5.2 | 6.4 |
| Vermoim | 220 | 8.5 | 10.2 | 5.1 | 5.7 |
| Vila Chã | 220 | 6.5 | 6.6 | 5.4 | 5.4 |
| Vila Pouca de Aguiar | 220 | 7.5 | 7.4 | 6.6 | 6.3 |
| Zambujal | 220 | 5.5 | 5.7 | 3.1 | 3.2 |
| Zêzere | 220 | 5.4 | 5.5 | 4.2 | 4.1 |

RELAÇÃO X/R TRIFÁSICA - CONSIDERANDO PROJETOS BASE E COMPLEMENTARES

| INSTALAÇÃO | Tensão [kV] | Máximo Trifásico | | Mínimo Trifásico | |
|-----------------------|----------------|------------------|------|------------------|------|
| | | 2018 | 2022 | 2018 | 2022 |
| Alto Rabagão | 150 | 5.5 | 5.4 | 4.5 | 4.5 |
| Artlant * | 150 | 8.5 | 8.5 | 6.4 | 6.5 |
| Bouçã | 150 | 6.6 | 6.9 | 5.2 | 5.1 |
| C. Frades | 150 | 9.5 | 9.3 | 7.2 | 7.0 |
| C. Sines (Carvão) Gr1 | 150 | 11.7 | 11.8 | 8.3 | 8.7 |
| Cabril | 150 | 6.1 | 6.3 | 4.7 | 4.7 |
| Caniçada | 150 | 8.2 | 7.9 | 6.0 | 6.0 |
| Castelo Branco | 150 | 9.8 | 9.9 | 7.9 | 8.1 |
| Corgas * | 150 | 7.6 | 7.6 | 7.2 | 7.3 |
| Ermidas-Sado | 150 | 7.1 | 7.1 | 6.1 | 6.2 |
| Estoi | 150 | 5.6 | 5.8 | 4.5 | 4.6 |
| Estremoz | 150 | 9.1 | - | 5.8 | - |
| Évora | 150 | 4.2 | 4.3 | 3.4 | 3.6 |
| Fafe | 150 | 6.9 | 7.9 | 5.3 | 6.1 |
| Falagueira | 150 | 15.6 | 16.9 | 11.5 | 12.7 |
| Fernão Ferro | 150 | 7.6 | 7.8 | 4.4 | 4.6 |
| Ferreira do Alentejo | 150 | 8.7 | 9.0 | 6.4 | 6.7 |
| Frades | 150 | 9.6 | 9.3 | 7.3 | 7.0 |
| Fratel | 150 | 6.8 | 6.8 | 6.0 | 6.0 |
| Gardunha * | 150 | 7.1 | 7.1 | 6.6 | 6.7 |
| Lusosider * | 150 | 6.3 | 6.4 | 4.7 | 4.8 |
| Mendoiro * | 150 | 7.6 | 7.4 | 7.0 | 7.0 |
| Monte da Pedra | 150 | 4.0 | 3.9 | 3.6 | 3.7 |
| Neves Corvo * | 150 | 4.0 | 4.0 | 3.6 | 3.6 |
| Oleiros | 150 | 6.8 | 6.7 | 4.8 | 5.0 |
| Ourique | 150 | 5.5 | 5.4 | 4.6 | 4.6 |
| Palmela | 150 | 8.0 | 8.3 | 4.6 | 4.8 |
| Pedralva | 150 | 11.5 | 11.7 | 7.4 | 7.5 |
| Pegões * | 150 | 4.0 | 4.1 | 3.6 | 3.6 |
| Petrogal * | 150 | 7.1 | 7.0 | 5.8 | 5.8 |
| Ponte de Lima | 150 | - | 8.5 | - | 7.0 |
| Portimão | 150 | 6.7 | 6.8 | 5.4 | 5.4 |
| Porto Alto | 150 | 4.1 | 4.2 | 3.5 | 3.5 |
| Quinta do Anjo | 150 | 6.6 | 6.7 | 4.6 | 4.8 |
| Riba d'Ave | 150 | 11.1 | 11.6 | 7.6 | 8.5 |
| Sabóia | 150 | 4.0 | 4.0 | 3.7 | 3.7 |
| Salamonde | 150 | 8.1 | 8.0 | 6.8 | 6.5 |
| Setúbal | 150 | 7.4 | 7.6 | 4.6 | 4.8 |
| Sines | 150 | 10.3 | 10.5 | 6.8 | 7.0 |
| T.A. Fafe * | 150 | 7.8 | 8.2 | 6.9 | 7.4 |
| Tabuaço | 150 | 13.1 | 13.2 | 10.7 | 10.7 |
| Tavira | 150 | 8.5 | 9.1 | 6.8 | 6.9 |
| Trafaria | 150 | 6.1 | 6.2 | 4.1 | 4.2 |
| Tunes | 150 | 5.4 | 5.4 | 4.2 | 4.3 |
| Valdigem | 150 | 25.7 | 27.1 | 22.6 | 22.9 |
| Vila Fria | 150 | 5.1 | 5.4 | 3.9 | 4.3 |
| Vila Nova | 150 | 8.9 | 8.8 | 7.1 | 6.8 |
| Vilarinho das Furnas | 150 | 5.5 | 5.2 | 4.5 | 4.5 |
| Zêzere | 150 | 10.4 | 10.8 | 7.9 | 7.7 |

Notas:

* - Instalação de utilizador da rede



07 ANEXOS

ANEXO 15

PARECERES DE ENTIDADES EXTERNAS
RELATIVOS À PROPOSTA DE PDIRT

REN

Página em Branco

Pareceres de entidades externas relativos à proposta de PDIRT

- I. Parecer Relativo à proposta de Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte, PDIRT, para o período 2018-2027**

- II. Impacto Económico do PDIRT 2018-2027**

Página em Branco

**Parecer Relativo à proposta de Plano de
Desenvolvimento e Investimento da Rede de
Transporte, PDIRT, para o período 2018-2027**

INESC TEC

junho de 2017

Página em Branco



**Parecer Relativo à Proposta de Plano de
Desenvolvimento e Investimento da Rede de
Transporte, PDIRT,
para o período 2018 – 2027**

junho de 2017

João Abel Peças Lopes

Manuel António Cerqueira da Costa Matos

João Paulo Tomé Saraiva

Parecer Relativo à Proposta de Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte, PDIRT, para o período 2018 – 2027

1. Enquadramento

A preparação e apresentação do Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte, PDIRT, pelo Operador da Rede de Transporte, ORT, decorre de obrigações legais e regulamentares, considerando o disposto no Decreto Lei nº 172/06 de 23 de agosto, na sua atual redação, nomeadamente o estabelecido no artigo 36º do Decreto Lei nº 215-B/12 de 8 de outubro. A apresentação deste plano deverá ocorrer nos anos ímpares e deverá referir-se aos 10 anos subsequentes, sendo submetido até 31 de março à Direção Geral de Energia e Geologia.

Antes de analisar a proposta de PDIRT 2018 – 2027 apresentada pelo ORT, convirá referir que o planeamento a médio/longo prazo de uma rede de transporte de energia elétrica corresponde a uma tarefa complexa, tendo em conta uma multiplicidade de aspetos, alguns dos quais têm vindo a ganhar uma maior relevância nos anos mais recentes. De entre estes aspetos, salientam-se:

- a necessidade de assegurar a receção de nova produção e de garantir a qualidade do abastecimento dos consumos, tendo em conta a sua evolução previsível ao longo do horizonte de planeamento;
- o reconhecimento que a reestruturação do sector elétrico, nomeadamente nos países Europeus, determinou a separação vertical do sector pelo que existem entidades externas ao ORT que realizam investimentos a nível de novas unidades de produção. Neste sentido, o ORT deverá considerar nos seus exercícios de planeamento a evolução previsível do parque produtor, não só em termos de possíveis pontos de ligação de novas unidades, das tecnologias e recursos primários associados (diversos deles caracterizados por uma elevada variabilidade) bem como dos anos de entrada em operação;
- a prioridade crescente às fontes renováveis (nomeadamente hídrica, eólica e solar) utilizando, em diversos casos, recursos primários variáveis (caso das energias eólica e solar) ou podendo apresentar grandes variações inter e intra anuais (caso da hídrica). Desta forma, a disponibilidade ou não destes recursos em determinado ano ou em determinados períodos de um ano determinará diversos padrões de produção e de alimentação dos consumos e, por essa via, diversos padrões de fluxos de energia na rede de transporte. Deste modo, a rede de transporte deverá ser planeada de modo a poder acomodar de uma forma segura e fiável esses diversos padrões de produção, isto é, diversas combinações de unidades que, em determinado período, sejam utilizadas para alimentar os consumos, sabendo-se que essas diversas unidades apresentam igualmente diferentes localizações;
- a ligação crescente de novas unidades a pontos da rede de distribuição ou mesmo nas instalações dos clientes finais. Esta nova realidade, já muito disseminada em Portugal, tem contribuído igualmente para alterar os padrões de solicitações à Rede Nacional de Transporte e para os quais esta deverá estar preparada. No entanto, e em sentido contrário, a crescente tendência para a descarbonização das sociedades Europeias e a ultrapassagem da recente

crise económica contribuirão para um progressivo aumento dos consumos de eletricidade, sendo inevitável que as redes de transporte tenham de assegurar a médio prazo fluxos crescentes de energia elétrica;

- o reconhecimento que os equipamentos instalados na rede vão envelhecendo pelo que é crucial proceder atempadamente à sua manutenção ou substituição ou mesmo a realização de investimentos em instalações mais complexas, como por exemplo subestações, como forma de evitar a degradação do serviço;
- a necessidade de assegurar que o mercado de eletricidade comum com Espanha funciona de forma transparente e eficiente, procurando evitar a ocorrência de situações de congestionamento nas interligações. Assim, deverá continuar a promover-se a elevação da capacidade de interligação entre Portugal e Espanha de forma que possa existir entre os dois países um preço comum procurando-se que a rede de transporte não apresente restrições técnicas que impeçam a materialização das decisões obtidas nos mercados de eletricidade;
- a necessidade de minimizar os impactos ambientais, promovendo por exemplo alterações da rede existente em diversas áreas geográficas mais sensíveis, tais como zonas fortemente urbanizadas ou possuindo elevado valor patrimonial;
- finalmente, os ORT dispõem, em geral, de um leque limitado de opções relacionadas, por exemplo, com a existência de corredores em que já se encontram estabelecidos ramos da rede de transporte.

Tendo em conta todas estas dificuldades e condicionantes, o ORT é chamado a realizar exercícios de planeamento dos investimentos na rede de transporte procurando identificar soluções que possam resolver os problemas detetados a nível técnico e que sejam as mais adequadas do ponto de vista custo/benefício bem como possam responder de forma adequada a diversos objetivos, com frequência com carácter contraditório, que é usual identificar neste tipo de problemas.

De forma a enquadrar devidamente um exercício de planeamento deste tipo convirá ainda referir que a realização de investimentos numa rede de transporte de energia elétrica deverá ser considerada como um processo contínuo. Isto significa que a existência de níveis de qualidade de serviço elevados não torna automaticamente desnecessária a realização de novos investimentos nem permite reduzir de forma continuada esses investimentos ao longo de anos subsequentes. Com efeito, mesmo que não haja novas solicitações, os equipamentos de rede continuarão a envelhecer, a rede ficará cada vez mais desajustada face à evolução das produções (e das suas localizações) e dos padrões de consumos pelo que inevitavelmente os índices de qualidade de serviço se começarão a degradar, requerendo investimentos concentrados nos anos seguintes.

2. Pressupostos e Metodologias de Planeamento

O PDIRT 2018 – 2027 enumera um conjunto de pressupostos relacionados com os elementos constantes do Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento mais recente, RMSA – E – 2016, e com os Padrões de Segurança para Planeamento da RNT, bem como outras exigências técnicas e regulamentares constantes no Regulamento da Rede de Transporte, no Regulamento de Operação das Redes e no Regulamento de Qualidade de Serviço.

Adicionalmente, são apresentadas previsões macroeconómicas para o período em análise, previsões relativas à evolução da procura em termos absolutos e tendo em conta a sua distribuição geográfica, previsões relativas à potência de ponta, previsões relativas a novas unidades de produção e suas localizações, bem como indicações relativas a saídas de serviço de equipamentos existentes e que, pela sua relevância na situação atual, determinem cuidados especiais de modo a adequar a rede para continuar a operar em condições de segurança e de elevada fiabilidade na ausência desses elementos.

Em relação à evolução do consumo, o PDIRT 2018 - 2027 admite que o consumo de energia elétrica evolua a uma taxa de 0,2 % ao longo do horizonte em estudo, correspondendo este valor ao Cenário Inferior de evolução do consumo previsto no RMSA – E - 2016. Recorde-se que neste Relatório se consideravam três cenários de evolução dos consumos para o período 2017 – 2030, Cenário Inferior, Cenário Central e Cenário Superior, com valores anuais de 0,2, de 0,5 e de 0,8%, respetivamente. Assim, a taxa de variação do consumo adotada pelo ORT como base de trabalho para a preparação do PDIRT 2018 - 2027 representa já uma redução muito significativa face ao estimado no PDIRT 2016 – 2025 em que no Cenário Central se considerava a taxa média anual de 0,91 %.

Nestas condições, o cenário adotado pelo ORT no PDIRT 2018 – 2027 parece ser muito moderado uma vez que, ultrapassada a situação de crise económica, será de esperar que o consumo de energia elétrica aumente de uma forma mais intensa, tendo igualmente em conta objetivos gerais de política energética tendentes a promover a descarbonização da sociedade. Será de esperar que o autoconsumo possa responder parcialmente a este movimento, mas será inevitável que uma parte substancial desses consumos seja alimentada utilizando infraestruturas das redes de transporte e de distribuição.

Relativamente à desclassificação de unidades de produção existentes, o ORT refere a desclassificação da Central do Pego – Carvão prevista para 2021, da Central da Tapada do Outeiro prevista para 2024 e a possível saída de serviço da Central a Carvão de Sines prevista para 2025. Nestas condições, a desclassificação da Central de Sines poderá determinar a ausência de unidades de produção clássicas a sul do país, para além da Central do Alqueva. Esta situação poderá determinar a existência de fluxos de energia mais regulares e de valores mais elevados no sentido norte para sul aconselhando, portanto, a criação de novos corredores a nível da rede de transporte de modo que esses fluxos não fiquem exclusivamente dependentes de equipamentos de rede localizados no litoral. Neste sentido, compreende-se a preocupação do ORT em propor o fecho da malha a 400 kV pelo interior do país de modo a tornar a rede mais resiliente e a aumentar a sua capacidade para acomodar novos padrões de produção.

Por outro lado, o ORT enumera igualmente no PDIRT 2018 – 2027 as metodologias e modelos de cálculo que tem vindo a utilizar para avaliar e melhor caracterizar diversas alternativas de planeamento. Neste âmbito, e para além da necessidade de dispor de informação atualizada sobre a Rede Nacional de Transporte no ponto de partida do horizonte de planeamento, o ORT refere a utilização de modelos de Trânsitos de Potências, de Estudos de Curto Circuitos, de estudos de fiabilidade baseados no Método de Monte Carlo, de modelos de avaliação da necessidade de reservas igualmente com base em técnicas probabilísticas, de um modelo de avaliação da capacidade de receção de nova produção que se possa pretender vir a ligar em cada nó da RNT ao longo do horizonte de planeamento e de um modelo de ajuda à decisão para seleção de equipamentos a remodelar/modernizar associado ao cálculo de um Indicador de Estado dos ativos.

Finalmente, e em linha com a prática já adotada em exercícios anteriores, o ORT caracteriza igualmente os projetos incluídos no PDIRT 2018 – 2027 através de análises de Custo Benefício, procurando identificar atributos relevantes para cada um desses projetos e realizando sempre que possível a sua

monetização de modo a conduzir análises multicritério que ajudem a suportar de uma forma mais robusta as decisões de investimento.

A este nível convirá referir que as análises de custo benefício e os estudos multicritério deverão ser realizados de forma a comparar projetos ou obras que constituam efetivamente alternativas tendo em conta o problema a resolver. Por exemplo, tendo em vista ligar à rede uma unidade fotovoltaica a instalar no ponto A do sul do país, poderão constituir alternativas a construção de linhas de alta tensão estabelecidas desde o ponto A até subestações já existentes em pontos B e C do sul do país ou mesmo a construção de uma nova subestação num ponto D do sul do país, mas não constituirá alternativa à resolução desse problema a construção de uma nova linha de alta tensão no norte do país. Com este exemplo, pretende-se chamar a atenção para o facto de não ser suficiente ordenar todos os projetos e obras tendo em conta o resultado da análise custo benefício e, em seguida, realizar ou aprovar apenas os que apresentem uma relação custo benefício mais favorável. O carácter distribuído da rede e a diversidade geográfica dos problemas a endereçar obrigam a que as comparações e a seleção de soluções incida sobre as alternativas que respondam ao mesmo problema, tendo nomeadamente em conta a sua localização geográfica.

3. Critérios de Planeamento e Organização dos Projetos

O ORT adota um conjunto de critérios de planeamento que são usuais neste tipo de estudos e que se encontram genericamente em linha com os que são utilizados por outros ORTs Europeus, como será referido no ponto 4. A este nível, e para além de critérios técnicos de dimensionamento aplicáveis a diferentes tipos de infraestruturas, o ORT Português refere os seguintes critérios tendo em vista selecionar projetos a implementar:

- a segurança de abastecimento;
- a integração de mercados, a promoção da concorrência e a interoperabilidade entre redes;
- a sustentabilidade;
- a modernização, a qualidade de serviço e a eficiência operacional.

Por outro lado, o Plano de Desenvolvimento e Investimentos da Rede de Transporte em apreciação organiza os projetos de investimento em dois grandes conjuntos:

- 1) Projetos Base do PDIRT – estes projetos correspondem a ações de remodelação e de modernização que são da responsabilidade direta do ORT, ou ainda a projetos de desenvolvimento que são necessários para a manutenção da continuidade e qualidade de serviço em pontos de alimentação já estabelecidos, ou novos, em cumprimento dos compromissos já assumidos com o Operador de Rede de Distribuição, ORD (nomeadamente tendo em conta a necessária harmonização entre as ações previstas no PDIRT e no PDIRD). De acordo com o PDIRT 2018 – 2017 estes projetos são da exclusiva responsabilidade do ORT e são considerados necessários para cumprir as obrigações da concessão, critérios regulamentares e de segurança e compromissos assumidos com o ORD;
- 2) Projetos Complementares do PDIRT – estes projetos correspondem a ações de expansão ou de reformulação da RNT mobilizados por fatores com decisão externa ao ORT e cuja decisão final depende sempre da aprovação do Concedente. Incluem-se neste conjunto, projetos tendentes a promover a integração de mercados e a concorrência, a ligação a novos polos de consumo

(incluindo a alimentação de clientes em MAT), projetos que visam gerir o sistema em ambiente de mercado (por exemplo, na sequência da desclassificação da Central de Sines), o desenvolvimento de aproveitamentos solares no Alentejo e no Algarve e, finalmente, projetos, relacionados com o aumento da sustentabilidade ambiental ou patrimonial (associados por exemplo a alterações na RNT em zonas de elevada densidade populacional e no Alto Douro Vinhateiro).

Sem colocar em causa o conjunto global de projetos selecionados pelo ORT, esta organização dos projetos propostos no plano poderá não corresponder à classificação e organização mais adequada, do ponto de vista de clareza e objetividade. Com efeito, os Projetos Complementares do PDIRT incluem um conjunto de ações tendentes a disponibilizar infraestruturas que permitam implementar as opções de política energética do Concedente ou referentes a projetos assumidos a nível internacional. Por exemplo, incluem-se neste conjunto, projetos relacionados com a receção da energia produzida em novos centros produtores hídricos integrados no Plano Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hídrico, PNBEPH, (nomeadamente os aproveitamentos do Alto Tâmega), com a receção de energia produzida em parques solares a instalar no Alentejo e Algarve e no âmbito do projeto Wind Float, bem como o projeto de construção de uma nova interligação na zona do Minho - Galiza. Desta forma, parece redutor incluir todos estes projetos no conjunto de projetos complementares, uma vez que estes projetos pretendem responder, entre outras, a decisões ou concessões já assumidas pelo Estado Português e a que o ORT terá necessariamente de responder. Assim, não nos parece adequado colocar em causa a realização destes projetos, pelo que a sua inclusão no grupo de projetos complementares deveria ser reconsiderada.

4. Benchmark com Planos de Investimento de outros ORTs Europeus

Foram analisados os Planos de Investimento de diversos ORT Europeus, nomeadamente:

- Red Eletrica de Espana, Espanha, referente ao período de 2015 – 2020;
- RTE, França, referente ao período de 2016 – 2026;
- Eirgrid, Irlanda, referente ao período de 2012 – 2022;
- Elia, Bélgica, referente ao período de 2010 – 2020;
- Energinet, Dinamarca, referente ao período de 2013 – 2023;
- National Grid, UK, referente ao período de 2016 – 2026;
- Terna, Itália, referente ao período de 2015 – 2020.

Os documentos analisados correspondem, em geral, a planos decenais em que são caracterizados os sistemas elétricos em análise no ano inicial, são apresentados os pressupostos dos estudos a realizar, as projeções macroeconómicas, as previsões de evolução do consumo de energia elétrica e da potência de ponta, bem como a evolução esperada do mix de produção.

Estes documentos incluem ainda a caracterização dos sistemas elétricos considerando diversos índices de qualidade de serviço e de segurança de abastecimento e enumeram os princípios orientadores de política energética definidos a nível superior ou obrigações que decorrem das concessões de serviço público outorgadas a estas empresas. De uma forma muito generalizada, estes princípios relacionam-se com o reforço da utilização de fontes renováveis, com o reforço da integração em mercados regionais de energia elétrica (determinando o reforço das interligações), com o aumento do parque de veículos elétricos e com o reforço da participação da carga em programas de gestão ativa da procura. O carácter

variável de diversos recursos primários renováveis é referido na generalidade dos documentos como um dos drivers fundamentais de uma parcela substancial dos investimentos a realizar de modo a tornar as redes de transporte mais resilientes e robustas tendo em conta diferentes possíveis padrões e diversas combinações de localização de centros produtores que possam estar a funcionar para alimentar os consumos.

Estes documentos detalham igualmente os objetivos dos estudos de planeamento e os critérios de segurança a considerar. Tendo em conta todos estes aspetos, os planos analisados detalham os projetos e obras a desenvolver incluindo a sua justificação (por vezes apenas através de um curto texto para cada uma delas) e a sua calendarização notando-se todavia que, em muitos casos, não é indicado o custo associado. A este respeito, assinala-se que apenas em dois dos casos analisados (REE, Espanha, e Terna, Itália) é explicitamente referida a realização de análises custo benefício. No entanto, nenhum dos documentos analisados refere a realização de análises multicritério relativas a obras ou projetos que, permitindo atingir os mesmos objetivos, possam ser considerados como alternativos, verificando-se igualmente que em nenhum dos casos analisados são apresentados os impactos tarifários decorrentes dos investimentos propostos.

Por outro lado, em geral estes documentos organizam os projetos e obras a realizar em grandes conjuntos referentes, por exemplo, à ligação de novas unidades de produção utilizando energias renováveis, ligação de novos centros produtores convencionais, apoio às redes de distribuição, reforços internos das redes de transporte de modo a garantir a segurança de abastecimento, melhoria dos perfis de tensão e, finalmente, investimentos relativos à condição de ativos de rede e seu envelhecimento.

Finalmente, tendo em conta a informação contida nos planos analisados bem como a consulta de relatórios de contas de exercícios recentes de algumas destas empresas foi possível obter valores médios dos custos de investimento relativos aos planos de investimento em curso (casos da REE, Espanha, RTE, França, Eirgrid, Irlanda, Terna, Itália) ou referentes a exercícios recentes (casos da National Grid, UK, Elia, Bélgica, e Energinet, Dinamarca). De forma a tornar estes valores comparáveis, foram obtidos os valores médios anuais por habitante e por Produto Interno Bruto per capita (em paridades de poder de compra, ppc) referentes ao ano de 2015 que se apresentam nos gráficos das Figuras 1 e 2. Em relação à REN, Portugal, foi utilizado o valor médio anual do investimento de 121 M€ proposto no PDIRT 2016 – 2025 para o primeiro quinquénio desse período.



Fig. 1 – Valor médio anual do investimento por habitante.

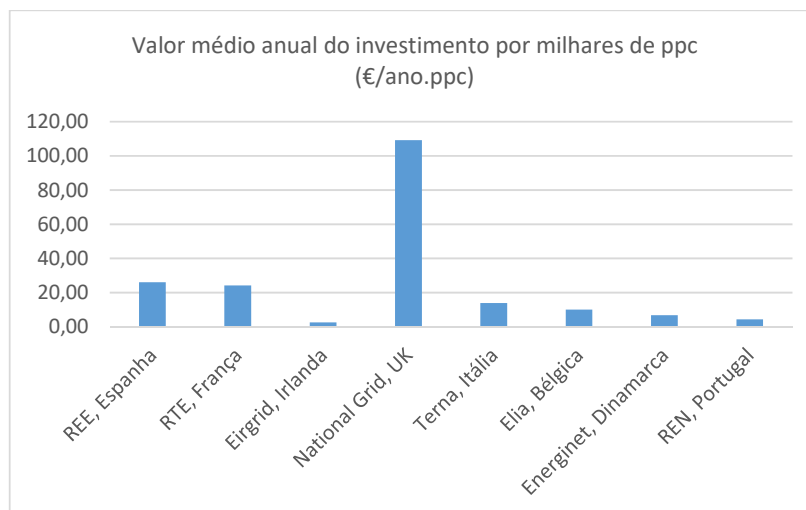


Fig. 2 – Custo médio anual do investimento por PIB per capita medido em milhares de ppc (paridades de poder de compra, referentes ao ano de 2015).

Estes gráficos ilustram de forma clara o volume de investimento reduzido que tem sido direcionado para a Rede Nacional de Transporte de Energia Elétrica considerando quer valores médios anuais por habitante quer valores médios anuais por paridade de poder de compra. No primeiro caso, o valor médio por habitante assegurado pelo ORT Português é apenas superior ao verificado na Terna, Itália, e no segundo é apenas superior ao verificado na Irlanda, devido ao facto do PIB per capita em paridades de poder de compra da Irlanda ser cerca de duas vezes mais elevado que o valor verificado em Portugal em 2015.

Deste ponto de vista, parece-nos claro que nos anos mais recentes os investimentos assegurados pelo ORT Português se situaram muito abaixo do que se verificou na generalidade de outros ORT Europeus sendo aconselhável que este caminho seja interrompido de modo a não comprometer a prazo os apropriados níveis de qualidade de serviço e de segurança de abastecimento que têm vindo a ser assegurados nos anos mais recentes.

5. Apreciação Global do PDIRT 2018 – 2027

O PDIRT 2018 – 2027 é um documento extenso contendo informação detalhada a diversos níveis nomeadamente em termos do enquadramento do exercício de planeamento realizado, dos pressupostos e das previsões macroeconómicas e de procura e oferta, das metodologias, dos critérios e dos modelos de análise utilizados para avaliar e caracterizar diversas soluções, da caracterização e justificação dos investimentos, dos processos de ajuda à decisão e das análises de custo benefício e multicritério realizadas.

A análise conduzida aos planos de investimento que têm vindo a ser apresentados por diversos ORT Europeus permitiu verificar de forma muito clara que o exercício de planeamento submetido pelo ORT Português é, em muitas áreas, muito mais completo e justificado. Como foi referido no ponto anterior, diversos planos de investimentos de outros ORT não apresentam justificações detalhadas sobre os custos de investimento de cada projeto e em nenhum caso são quantificados os impactos tarifários que decorrem dos investimentos propostos.

Em relação aos processos de ajuda à decisão, o ORT refere na secção 4.3.2 do PDIRT a utilização de um Indicador do Estado dos ativos, IE, de modo a identificar os ativos em situação mais crítica considerando seis critérios (idade, estado tendo em conta inspeções periódicas, disponibilidade tecnológica/grau de obsolescência, know-how interno e externo, disponibilidade de peças de reserva e desempenho) e assim construir um plano devidamente calendarizado de ações de remodelação / modernização. Estas ações são incluídas pelo ORT na classe de Projetos Base e no quinquénio de 2018 – 2022 estão associadas a investimentos de 153,0 M€ (valor médio anual de 30,6 M€). Em contrapartida, se esta identificação se baseasse apenas na idade dos equipamentos o custo total ao longo dos 5 anos referidos seria de 711 M€ (valor médio anual de 142 M€).

A utilização deste indicador, que se saúda, permite reduzir fortemente o investimento a realizar, obter uma calendarização das ações de renovação e modernização melhor distribuída ao longo do horizonte em estudo evitando picos de investimento e, assim, concorrer para reduzir ou diluir no tempo o impacto tarifário. No entanto, este tipo de ações visando reduzir os custos de manutenção e, por essa via, o impacto tarifário, não deverá comprometer a fiabilidade dos equipamentos e a segurança de abastecimento de todo o sistema elétrico. Assim, novas reduções deste tipo de custos deverão ser encaradas de forma muito cuidada esperando-se igualmente que as reduções agora consideradas não signifiquem o adiamento de algumas ações deste tipo e, portanto, o diferimento temporal dos custos e impactos correspondentes.

Os níveis de investimento global que têm vindo a ser propostos pelo ORT Português em exercícios anteriores têm vindo a reduzir-se tendo passado do valor médio anual de 327 M€ no primeiro quinquénio incluído no PDIRT 2012 – 2021, para o valor médio anual de 208 M€ proposto para o primeiro quinquénio do PDIRT 2014 – 2023 e, finalmente, para o valor médio anual de 121 M€ proposto para o primeiro quinquénio do PDIRT 2016 – 2025.

Para o exercício em análise e em relação aos Projetos Base, o valor médio anual do investimento proposto atinge 49 M€ no primeiro quinquénio do período de 2018 – 2027 e 34 M€ no período de 2023 a 2027. Em relação aos Projetos Complementares, o ORT admite três cenários para a calendarização destes projetos: Cenário de Antecipação (valores médios anuais de 43 e de 38 M€ nos períodos de 2018 – 2022 e de 2023 – 2027), Cenário Intermédio (valores médios anuais de 33 e de 47 M€ nos períodos de 2018 – 2022 e de 2023 – 2027) e Cenário de Adiamento (valores médios anuais de 33 e de 47 M€ nos períodos de 2018 – 2022 e de 2023 – 2027, valores médios iguais aos do cenário Intermédio mas com investimentos mais concentrados no final do período 2018 - 2022).

Assim, e admitindo o Cenário Intermédio para a calendarização dos Projetos Complementares, o valor médio anual do investimento total corresponde a $49 + 33 = 82$ M€ no período de 2018 – 2022 e de $34 + 47 = 81$ M€ no período de 2023 – 2027. Estes valores correspondem a uma redução média anual de 39 M€, isto é, a uma redução de cerca de 31 % em relação ao valor proposto para o primeiro quinquénio do PDIRT 2016 – 2025.

Em relação à situação atual, e tendo em conta estes valores, o ORT estima uma redução média, da Tarifa de Acesso às Redes de 0,13 €/MWh a 0,29 €/MWh, dependendo do ano de entrada em serviço dos Projetos Complementares. Nestas condições, os custos das Atividades de Transporte de Energia Elétrica e de Gestão do Sistema deverão corresponder a 5,3 e a 0,5 % do preço médio da energia elétrica, encontrando-se estes valores em linha com o verificado em outros países Europeus.

As reduções assinaladas estarão relacionadas com o encerrar de uma etapa significativa da evolução da RNT no que refere à infraestruturação em termos de rede de transporte de energia elétrica das regiões interiores no norte e centro do país. Como já se assinalou no ponto 1, a redução dos investimentos que

tem vindo a ser prosseguida poderá não apresentar impactos significativos ao nível da qualidade de serviço e da segurança de abastecimento nos anos iniciais. No entanto, se esta redução se mantiver ou se aprofundar ao longo do tempo será inevitável assistir à degradação das condições de operação da rede e à sua crescente incapacidade para assegurar as suas funções de forma adequada do ponto de vista técnico e eficiente do ponto de vista económico.

Do ponto de vista de impacto tarifário, será igualmente mais interessante distribuir os investimentos no tempo uma vez que a não realização de investimentos durante alguns anos poderá conduzir a uma redução até certo ponto artificial das tarifas. Com efeito, quando esses investimentos se tornarem imprescindíveis como resposta a situações de perda clara de qualidade de serviço ou ao comprometimento da segurança de abastecimento, a concentração temporal de investimentos e dos seus custos, então considerados inevitáveis e urgentes, irá traduzir-se necessariamente em impactos tarifários não negligenciáveis. Deste ponto de vista, de entre os três cenários considerados para a calendarização dos Projetos Complementares parece claro que o Cenário Intermédio seria o que permite obter uma distribuição mais uniforme dos investimentos respetivos evitando assim impactos tarifários mais concentrados ou o seu adiamento para a parte final do período em análise.

Por outro lado, assinala-se ainda que é cada mais visível a tendência geral das economias avançadas para a descarbonização da sociedade e da economia. Esta tendência levará necessariamente ao aumento dos consumos de eletricidade, muito para além do que têm sido as evoluções do passado recente, contaminadas por uma situação de crise. Estes aumentos de consumos irão implicar um reforço do investimento nas infraestruturas de rede, independentemente da autoprodução vir a crescer também significativamente, como se espera.

Nestas condições, parece excessivamente conservador admitir que a procura evolua a uma taxa de 0,2% ao ano, correspondente ao Cenário Inferior do RMSA – E – 2016. Neste âmbito, a secção 6.10 do PDIRT inclui uma referência a um estudo de sensibilidade à procura afirmando-se que “em cenário de crescimento de consumos superior ao considerado ... constata-se, da parte do ORT, não haver necessidade de novos projetos de investimento específicos, uma vez que a estrutura da RNT existente e proposta neste Plano tem condições para dar resposta a essa situação mais exigente, sem prejuízo da necessidade de adoção transitória de esquemas especiais de exploração”. Apesar de tal não ser claro, esta afirmação parece significar que o ORT considera que a RNT, considerando as ações previstas no PDIRT 2018 – 2017, tem condições para acomodar aumentos de consumo correspondentes ao Cenário Superior especificado no RMSA – E – 2016. Apesar dos três cenários de evolução dos consumos previstos do RMSA – E – 2016 serem todos eles muito conservadores (crescimentos de 0,2, de 0,5 e de 0,8% até 2030), será importante dispor de um plano que seja igualmente robusto para um nível de crescimento do consumo claramente superior ao valor de 0,2% que serviu de base à construção do Plano. Esta preocupação é tanto mais evidente, tendo em conta dados recentes sobre a evolução crescente do consumo de eletricidade.

De acordo com as secções 6.5 e 6.6, o conjunto de Projetos Base e Complementares incluídos no PDIRT 2018 – 2027 permite manter as perdas na RNT em valores comparáveis com os de outros ORTs e aumentar a capacidade de interligação entre Portugal e Espanha para valores claramente superiores a 3000 MW nos dois sentidos no final do período em análise. Permite ainda obter correntes de defeito por nível de tensão inferiores aos valores de dimensionamento das instalações (secção 6.9) e reduzir a carga em risco de interrupção, a potência de produção em risco de corte, o Tempo de Interrupção Equivalente, TIE, e melhorar a qualidade da onda de tensão (secção 6.8).

Finalmente, a secção 6.7, Capacidade de Receção a Longo Prazo, aborda a possibilidade da RNT acomodar pedidos de ligação a nova produção, tendo em conta a implementação dos Projetos Base e Complementares. A este respeito, assinala-se que são fornecidos diversos valores de pedidos de potências de ligação com diversas origens e horizontes de tal forma que se torna complexa a sua análise e interpretação. Conviria a este respeito, que o PDIRT incluísse informação consolidada que permitisse a sua comparação mais efetiva com as capacidades de receção disponíveis em cada área da rede ao longo do horizonte em estudo. Deste modo, na análise que se apresenta nos parágrafos seguintes admite-se que a parte de potência atribuída/reservada correspondente a aproveitamentos de energia solar incluídos no Quadro 6.23 esteja igualmente incluída nos valores referidos no Quadro 6.24 referente a pedidos de informação recebidos pela RNT.

Assim, o Quadro 6.24 da secção 6.7 indica que o ORT recebeu pedidos de informação dos respetivos promotores referentes à capacidade de ligação de 3348 MW relacionados com aproveitamentos de energia solar (subestações de Falagueira, Santarém, Palmela, Sines, Évora, Estremoz, Alqueva, Ferreira do Alentejo, Ourique, Tavira, Portimão, Tunes e outros no Alentejo e Algarve). Cerca de 93% da potência associada a estes pedidos de informação refere-se às áreas H, J, L, M e N das Figuras 6.15 e 6.16. Como resultado da implementação dos Projetos Base e dos Projetos Complementares a capacidade de receção de nova produção no conjunto destas áreas passa de 1700 MW (Quadro 6.26) para 2200 MW (Quadro 6.28) no final do período em análise.

Por seu lado, a nota * no Quadro 6.28 indica que existe a possibilidade de transferência da potência de 800 MW referente à não utilização de uma licença para instalação de um centro produtor na zona de Sines indicando-se que 400 MW seriam transferidos para a área M e outros 400 MW para a área N. Se estas transferências se vierem a confirmar, e sendo a potência total disponível no conjunto das cinco áreas em análise inferior a 2000 MW, a capacidade de receção ficará ainda assim muito abaixo de 3000 MW, valor próximo dos pedidos de informação para aproveitamentos de energia solar solicitados ao ORT para essas áreas.

No entanto, se as transferências de capacidade de ligação da área L para as áreas M e N não se confirmarem e se, em simultâneo, a taxa de execução dos projetos de aproveitamento de energia solar se vier a revelar especialmente elevada, a potência disponível nessas áreas poderá ficar assim claramente abaixo de 1000 MW, um valor muito inferior à potência associada aos pedidos de informação já recebidos. Se tal ocorrer, poderá rezear-se que o conjunto dos Projetos Base e Complementares incluídos pelo ORT no PDIRT 2018 – 2027 se venha a revelar insuficiente para acomodar todos estes pedidos de ligação no final do período em análise.

6. Conclusão

Tendo em conta todos estes aspetos consideramos que o PDIRT 2018 – 2027 agora proposto pelo ORT Português constitui um documento equilibrado e, em diversos aspetos, muito contido e conservador, disponibilizando informação relevante sobre a RNT, caracterizando e justificando adequadamente os investimentos propostos para o horizonte em análise, sendo muito claras as preocupações em continuar a garantir elevados níveis de qualidade de serviço e de segurança de abastecimento, em procurar responder às linhas orientadoras de política energética definidas pelo Concedente e procurar assegurar o menor impacto possível nas tarifas.

INESC TEC, Porto 5 de junho de 2017

(João Abel Peças Lopes)

(Prof. Catedrático do DEEC da FEUP e Administrador do INESC TEC)

(Manuel António Cerqueira da Costa Matos)

(Prof. Catedrático do DEEC da FEUP e Coordenador do Centro de Sistemas de Energia do INESC TEC)

(João Paulo Tomé Saraiva)

(Prof. Associado Agregado do DEEC da FEUP e Coordenador da Área de Mercados de Energia do
Centro de Sistemas de Energia do INESC TEC)

Impacto Económico do PDIRT 2018-2027

Universidade Católica Portuguesa

junho de 2017

Página em Branco

IMPACTO ECONÓMICO DO PDIRT 2018-2027

SUMÁRIO EXECUTIVO

Este sumário executivo foi escrito com o objectivo de propiciar que com a sua simples leitura se possam reter os principais objectivos, resultados e conclusões do trabalho que suporta este documento.

- A) Este é um breve documento relativo ao trabalho desenvolvido para determinar o Impacto Económico dos investimentos propostos no PDIRT 2018-2027, que não substitui, mas complementa uma análise custo-benefício realizada no documento elaborado pela REN.
- B) Este documento é composto por várias secções: Introdução, Objectivos, Dados, Metodologia, Resultados e Discussão, e Nota Final.
- C) A leitura das secções Dados e Metodologia só é indispensável para quem estiver interessado em perceber os pressupostos e fundamentos da análise.
- D) O objectivo do trabalho reportado neste documento foi o de apurar os Impactos Económicos no nosso país resultantes dos investimentos propostos no PDIRT 2018-2027.
- E) Os dados têm duas âncoras: as Matrizes Input-Output da economia portuguesa, disponibilizadas pelo Instituto Nacional de Estatística (INE), e os valores dos investimentos constantes no PDIRT 2018-2027.
- F) Os valores das Matrizes Input-Output foram aplicados aos montantes, ano a ano, dos investimentos constantes no PDIRT 2018-2027, para se determinar o seu impacto económico na economia portuguesa.
- G) O incremento acumulado no PIB associado com os Projectos Base relativos ao decénio 2018-2027 ascende portanto a 1100,74M€.
- H) O incremento acumulado no PIB associado com os Projectos Complementares relativos ao decénio 2018-2027 ascende a 1674,22M€.
- I) Na sua globalidade o incremento acumulado no PIB dos Projectos do PDIRT representa 1,50% do PIB anual.



1. INTRODUÇÃO

O Centro de Estudos Aplicados da Universidade Católica Portuguesa foi contratado pela REN – Redes Energéticas Nacionais para proceder à realização de um conjunto de estudos que meçam os Impactos na Economia Portuguesa dos Planos do PDIRT e do PDIRGN para o decénio 2018-2027. Este é um breve documento relativo ao trabalho desenvolvido para determinar o Impacto Económico do PDIRT 2018-2027. Nesta mesma data ele será acompanhado por documento análogo relativo ao Impacto Económico do PDIRGN 2018-2027.

Posteriores documentos serão complementarmente desenvolvidos para outros estudos. Já contratualizado, iniciado e em fase de desenvolvimento, mas ainda não concluído na presente data, estão documentos semelhantes para os Impactos do PDIRT e do PDIRGN 2018-2027 no Emprego.

Este documento é composto por várias secções. Na secção 2 é descrito e explicado o objectivo do trabalho que deu origem a este documento. Na secção 3 são descritos e explicados os dados utilizados para o desenvolvimento deste trabalho. A metodologia aplicada a esses dados é explicada na secção 4. A leitura das secções 3 e 4 só é indispensável para quem estiver interessado em perceber os pressupostos e fundamentos da análise realizada. A secção 5 apresenta os resultados do trabalho realizado. Depois da leitura desta Introdução, quem apenas quiser conhecer com algum detalhe os impactos determinados no trabalho que aqui se reporta pode seguir directamente para essa secção. Não são apresentados neste documento quaisquer anexos com dados auxiliares, e que estão apenas recolhidos num conjunto de ficheiros.

2. OBJECTIVO

O objectivo do trabalho sinteticamente reportado neste documento foi o de apurar os Impactos Económicos do PDIRT 2018-2027 no nosso país. De um modo global o impacto último foi captado pelos efeitos que a concretização dos projectos do PDIRT terão no incremento do PIB ao longo desses anos. Porém, para uma identificação mais detalhada, e porque esses incrementos não são proporcionalmente distribuídos por todos os sectores e *inputs* utilizados, a metodologia seguida contempla a decomposição desses efeitos, segundo duas ópticas. Por um lado, decompondo os incrementos nos referidos sectores e *inputs* utilizados. Por outro lado, decompondo os incrementos nos efeitos entre dois tipos de projectos: os Projectos Base e os Projectos Complementares.

FB

3. DADOS

Para a determinação do Impacto Económico do PDIRT 2018-2027 em Projectos Base e em Projectos Complementares seguiu-se uma metodologia comum. Nessa metodologia há duas âncoras. Por um lado, as Matrizes Input-Output da economia portuguesa, disponibilizadas pelo Instituto Nacional de Estatística (INE). Por outro lado, os valores, ano a ano, dos investimentos constantes no PDIRT 2018-2027.

As Matrizes Input-Output da economia portuguesa são um conjunto de ficheiros excel acessíveis no *site* do INE. Nelas os dados da economia portuguesa estão divididos por 64 sectores de actividade, a que acrescem no lado dos consumos 11 empregos finais, e do lado das origens 7 outros inputs. Para a realização deste trabalho foram utilizadas a matriz da produção nacional, a matriz das importações, a matriz de multiplicadores da produção e a matriz de multiplicadores totais de *inputs* primários.

A matriz de produção nacional apresenta (quando lida em linha) os valores das vendas de cada sector de actividade a outros sectores de actividade e empregos finais, e (quando lida em coluna) os valores das compras de cada sector de actividade a outros sectores de actividade e de *inputs* primários.

A matriz das importações apresenta os valores das importações de produtos e de empregos finais de cada um dos tipos de produto disponibilizado por cada sector.

A matriz de multiplicadores de produção é uma matriz que tem papel muito importante para este trabalho. Ela apresenta as necessidades de aumento da produção de cada um dos sectores existentes para corresponder ao aumento da procura de um sector específico. Por exemplo, o primeiro sector da matriz corresponde a "*Produtos da agricultura, da produção animal, da caça e dos serviços relacionados*". Considere-se o exercício de haver procura por mais 1€ deste sector. Para assegurar essa produção este sector necessita de gerar essa unidade adicional. Mas, para a produzir terá que adquirir produtos de outros sectores, que utilizará como *inputs*. Portanto, cada um dos outros sectores terá de gerar produção adicional. Para isso cada um dos outros sectores por sua vez induzirá um incremento de procura dirigida a todos os outros sectores, e assim sucessivamente. No limite este processo converge para níveis de produção de cada sector. A matriz resultante destes efeitos para aumentos de procura de cada um dos sectores é a que se designa por Matriz de Multiplicadores da Produção. É sempre uma matriz quadrada, cujos valores da diagonal principal são sempre superiores a 1 (correspondendo ao aumento inicial da procura acrescida das procuras induzidas), e os valores fora da diagonal são sempre positivos (eventualmente nulos se o produto em causa não é necessário, nem

indirectamente, para o outro produto); aliás estes valores fora da diagonal principal são em geral muito reduzidos.

Os restantes dados foram essencialmente proporcionados pela REN.

4. METODOLOGIA

A metodologia seguida passa a ser explicada. Os valores das Matrizes Input-Output foram aplicados, ano a ano, aos valores de incorporação nacional dos investimentos constantes no PDIRT 2018-2027 para se determinar o impacto económico que se espera que os investimentos do PDIRT 2018-2027 tenham na economia portuguesa.

Os investimentos constantes do PDIRT 2018-2027 são apresentados nos quadros que se seguem.

Primeiro para os Projectos Base do PDIRT 2018-2027:

| <i>PDIRT Projectos Base Incorporação Nacional (M€)</i> | | | | | | | | | | |
|--|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| <i>Antes</i> | <i>2018</i> | <i>2019</i> | <i>2020</i> | <i>2021</i> | <i>2022</i> | <i>2023</i> | <i>2024</i> | <i>2025</i> | <i>2026</i> | <i>2027</i> |
| 1,09 | 35,30 | 37,17 | 32,11 | 36,92 | 24,23 | 24,17 | 22,84 | 25,51 | 21,79 | 22,07 |

e em seguida para os Projectos Complementares do PDIRT 2018-2027:

| <i>PDIRT Projectos Complementares Incorporação Nacional (M€)</i> | | | | | | | | | | |
|--|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| <i>Antes</i> | <i>2018</i> | <i>2019</i> | <i>2020</i> | <i>2021</i> | <i>2022</i> | <i>2023</i> | <i>2024</i> | <i>2025</i> | <i>2026</i> | <i>2027</i> |
| 29,73 | 4,15 | 12,04 | 34,39 | 27,20 | 32,59 | 36,29 | 47,20 | 40,47 | 58,33 | 16,01 |

Por fim, as matrizes foram então aplicadas a estes dados para determinar os impactos económicos do PDIRT 2018-2027.

Para isso, utilizaram-se os dados dos investimentos, disponibilizados pela REN, para cada tipo de projecto, em cada ano, por cada sector. Somando os valores anuais de todos os projectos, para cada ano dispusemos assim de uma coluna com 64 linhas, uma por cada sector. A multiplicação da matriz input-output por cada uma dessas colunas gerou o valor económico gerado em cada sector de actividade.

5. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Os resultados apurados para os impactos económicos do PDIRT 2018-2027 são agora apresentados. Estes impactos económicos foram decompostos em impactos ao nível dos sectores de actividade e em impactos ao nível dos *inputs* primários. Nesta apresentação separamos os resultados dos Projectos Base e os resultados dos Projectos Complementares.

FB

5.1. RESULTADOS PARA OS PROJECTOS BASE DO PDIRT

O Quadro seguinte apresenta os resultados obtidos para o impacto no valor económico criado pelos Projectos Base do PDIRT 2018-2027 para os 64 sectores de actividade. Como explicado no final da secção anterior, os valores aqui reportados foram determinados multiplicando os coeficientes da matriz input-output dos sectores de actividade pelos níveis de investimento em cada sector pelos Projectos Base. Neste Quadro apresenta-se apenas o valor económico total criado para cada um dos anos:

| <i>PDIRT Projectos Base Valor Económico Criado nos Sectores de Actividade (M€)</i> | | | | | | | | | | |
|--|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| <i>Antes</i> | <i>2018</i> | <i>2019</i> | <i>2020</i> | <i>2021</i> | <i>2022</i> | <i>2023</i> | <i>2024</i> | <i>2025</i> | <i>2026</i> | <i>2027</i> |
| 1,95 | 58,73 | 61,62 | 52,72 | 61,50 | 39,94 | 39,31 | 36,88 | 41,69 | 35,07 | 35,51 |

totalizando 464,92M€.

Usando uma relação de proporcionalidade entre o Valor Acrescentado Bruto de cada sector de actividade e os níveis de procura desse sector pelos produtos de todos os sectores, e somando para todos os sectores de actividade apurou-se o impacto dos projectos base do PDIRT no Valor Acrescentado Bruto na economia portuguesa apresentado no Quadro que se segue:

| <i>PDIRT Projectos Base Valor Acrescentado Bruto (M€)</i> | | | | | | | | | | |
|---|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| <i>Antes</i> | <i>2018</i> | <i>2019</i> | <i>2020</i> | <i>2021</i> | <i>2022</i> | <i>2023</i> | <i>2024</i> | <i>2025</i> | <i>2026</i> | <i>2027</i> |
| 2,66 | 80,32 | 84,27 | 72,10 | 84,11 | 54,62 | 53,76 | 50,44 | 57,01 | 47,96 | 48,56 |

totalizando 635,82M€.

Somando os valores criados nos sectores de actividade aos do VAB tem-se o efeito final na economia portuguesa:

| <i>PDIRT Projectos Base acréscimo no PIB (M€)</i> | | | | | | | | | | |
|---|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| <i>Antes</i> | <i>2018</i> | <i>2019</i> | <i>2020</i> | <i>2021</i> | <i>2022</i> | <i>2023</i> | <i>2024</i> | <i>2025</i> | <i>2026</i> | <i>2027</i> |
| 4,61 | 139,05 | 145,90 | 124,83 | 145,61 | 94,56 | 93,07 | 87,33 | 98,70 | 83,02 | 84,07 |

O incremento acumulado no PIB associado com os Projectos Base relativos ao decénio 2018-2027 ascende, portanto, a 1100,74M€.

5.2. RESULTADOS PARA OS PROJECTOS COMPLEMENTARES DO PDIRT

O Quadro seguinte apresenta os resultados obtidos para o impacto no valor económico criado pelos Projectos Complementares do PDIRT 2018-2027 para os 64 sectores de actividade. Como explicado no final da secção anterior, os valores aqui reportados foram determinados multiplicando os coeficientes da matriz input-output

dos sectores de actividade pelos níveis de investimento em cada sector pelos Projectos Complementares. Neste Quadro apresenta-se apenas o valor económico total criado para cada um dos anos:

| <i>PDIRT Projectos Complementares Valor Económico Criado nos Sectores de Actividade (M€)</i> | | | | | | | | | | |
|--|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| <i>Antes</i> | <i>2018</i> | <i>2019</i> | <i>2020</i> | <i>2021</i> | <i>2022</i> | <i>2023</i> | <i>2024</i> | <i>2025</i> | <i>2026</i> | <i>2027</i> |
| 63,23 | 8,76 | 24,16 | 74,82 | 57,51 | 68,42 | 76,07 | 94,08 | 85,56 | 121,26 | 33,27 |

totalizando 707,14M€.

Usando uma relação de proporcionalidade entre o Valor Acrescentado Bruto de cada sector de actividade e os níveis de procura desse sector pelos produtos de todos os sectores, e somando para todos os sectores de actividade apurou-se o impacto dos Projectos Complementares do PDIRT no Valor Acrescentado Bruto na economia portuguesa apresentado no Quadro que se segue:

| <i>PDIRT Projectos Complementares Valor Acrescentado Bruto (M€)</i> | | | | | | | | | | |
|---|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| <i>Antes</i> | <i>2018</i> | <i>2019</i> | <i>2020</i> | <i>2021</i> | <i>2022</i> | <i>2023</i> | <i>2024</i> | <i>2025</i> | <i>2026</i> | <i>2027</i> |
| 86,47 | 11,99 | 33,04 | 102,33 | 78,65 | 93,56 | 104,04 | 128,66 | 117,00 | 165,83 | 45,50 |

totalizando 967,07M€.

Somando os valores criados nos sectores de actividade aos do VAB tem-se o efeito final na economia portuguesa:

| <i>PDIRT Projectos Complementares acréscimo no PIB (M€)</i> | | | | | | | | | | |
|---|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| <i>Antes</i> | <i>2018</i> | <i>2019</i> | <i>2020</i> | <i>2021</i> | <i>2022</i> | <i>2023</i> | <i>2024</i> | <i>2025</i> | <i>2026</i> | <i>2027</i> |
| 149,70 | 20,75 | 57,20 | 177,15 | 136,16 | 161,98 | 180,11 | 222,75 | 202,56 | 287,10 | 78,77 |

O incremento acumulado no PIB associado com os Projectos Complementares relativos ao decénio 2018-2027 ascende a 1674,22M€.

5.3. DISCUSSÃO DOS RESULTADOS PARA OS PROJECTOS DO PDIRT 2018-2027

Globalmente o impacto económico estimado do PDIRT 2018-2027 na economia portuguesa é de 2774,96M€.

Estes impactos repartir-se-ão do seguinte modo ao longo dos anos:

| <i>PDIRT Impacto Global da Totalidade dos Projectos (M€)</i> | | | | | | | | | | |
|--|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| <i>Antes</i> | <i>2018</i> | <i>2019</i> | <i>2020</i> | <i>2021</i> | <i>2022</i> | <i>2023</i> | <i>2024</i> | <i>2025</i> | <i>2026</i> | <i>2027</i> |
| 154,31 | 159,80 | 203,10 | 301,98 | 281,76 | 256,54 | 273,18 | 310,07 | 301,26 | 370,12 | 162,84 |

Na sua globalidade eles representam um impacto acumulado de 1,50% do PIB anual.

Naturalmente os resultados apurados dependem de pressupostos e hipóteses colocadas. Gostaríamos de relevar três dessas hipóteses.

Em primeiro lugar, e porventura a mais importante, as limitações decorrentes da utilização das matrizes input-output. As matrizes descrevem a realidade das relações económicas num certo ano. É seguro que ao longo dos dez anos considerados para este trabalho as matrizes input-output da economia portuguesa irão evoluir fruto de decisões, inovação, especialização, etc. Por isso, um trabalho que em 2028 venha a olhar para os resultados que a economia portuguesa terá tido entre 2018 e 2027 vai seguramente determinar valores distintos dos que agora projectamos. Esta é uma limitação intrínseca a esta metodologia, e a qualquer outra que proceda a estudos de previsão económica com este horizonte.

Em segundo lugar, a forma como foram utilizados os coeficientes input-output para cada um dos sectores. Conceptualmente, num estudo desta natureza, faria sentido entrar no detalhe de cada projecto e das respectivas aquisições para tratar de forma diferente aquilo que fosse diferente. Por exemplo, no âmbito de “*Equipamento eléctrico*” as matrizes input-output consideram um “equipamento médio” quando um estudo mais detalhado deveria considerar a especificidade do equipamento. Esta é uma limitação de pode ser ultrapassada com algum trabalho adicional quanto à especificidade de cada projecto. Este aspecto, por exemplo, deverá ser central no estudo de determinação de impactos no emprego.

Em terceiro lugar, refere-se que, no âmbito de uma economia com recursos limitados e escassos, normalmente a realização de certo projecto tem por contrapartida a não realização de outros projectos. Isso pode ser uma limitação muito relevante quando se tratam de projectos com impactos muito significativos nos recursos do país. A utilização da metodologia seguida neste estudo não é recomendável para os efeitos económicos desses projectos. Contudo a dimensão dos projectos aqui analisados e o seu reduzido valor percentual no PIB sugere que esta não é uma limitação relevante para este estudo.

6. NOTA FINAL

Ainda que realizada em estreita ligação com a REN, e beneficiando dessa colaboração, este trabalho e as suas conclusões são da exclusiva responsabilidade do Centro de Estudos Aplicados da Universidade Católica Portuguesa, aqui representado pelo Professor Doutor Fernando Branco, que assinou esta página e rubricou cada uma das anteriores.

