



**PLANO DE DESENVOLVIMENTO E DE INVESTIMENTO  
NA REDE DE TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO EM AT E  
MT DA RAM**

**(PDIRTD-RAM)**



**PERÍODO REGULATÓRIO**

**2022 – 2024**

**MADEIRA - PORTO SANTO**

**EMPRESA DE ELECTRICIDADE DA MADEIRA**

## ÍNDICE

<b>1. ENQUADRAMENTO E OBJETIVOS</b> .....	3
1.1 - CONTEXTO LEGISLATIVO E REGULAMENTAR .....	3
1.2 - ÂMBITO .....	7
1.3 - OBJETIVOS ESTRATÉGICOS PARA PLANEAMENTO .....	7
1.4 - CONTEÚDO DO PDI-SE-RAM 2022-2024 .....	7
1.5 - ABREVIATURAS E DEFINIÇÕES .....	10
<b>2. – SÍNTESE DA CARACTERIZAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO A 31-12-2020</b> .....	15
2.1 – SISTEMA ELECTROPRODUTOR.....	15
2.2 – REDE AT/MT .....	18
2.2.1 – Utilização da rede AT (60 kV) .....	19
2.2.2 – Utilização das subestações AT/MT .....	19
2.2.3 – Utilização da rede MT .....	20
2.2.4 – Utilização das subestações MT/MT.....	20
<b>3. – PRESSUPOSTOS DO PLANO</b> .....	21
3.1 – ENQUADRAMENTO.....	21
3.2 – EIXOS ESTRATÉGICOS DE DESENVOLVIMENTO DO SISTEMA ELÉTRICO DA RAM .....	29
3.2.1 – EIXOS ESTRATÉGICOS DE DESENVOLVIMENTO DO SISTEMA ELECTROPRODUTOR	29
3.2.2 – EIXOS ESTRATÉGICOS DE DESENVOLVIMENTO DA REDE .....	30
3.3 - CENÁRIOS DE EVOLUÇÃO DA PROCURA .....	36
3.4 - ADEQUAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO DA RAM (SEPM) À PROCURA .....	40
3.5 - PREVISÃO DA EVOLUÇÃO DA OFERTA.....	51
3.5.1 - Enquadramento .....	51
3.5.2 – Previsão da evolução da oferta .....	54
<b>4. - PRINCÍPIOS E CRITÉRIOS DE PLANEAMENTO</b> .....	60
4.1 EXIGÊNCIAS REGULAMENTARES.....	60
4.2 RESTRIÇÕES TÉCNICAS.....	61
4.3 AVALIAÇÃO TÉCNICO-ECONÓMICA.....	62
4.4 CÁLCULO TÉCNICO DAS PERDAS .....	62
4.5 CÁLCULO DA ENERGIA NÃO DISTRIBUÍDA (END) .....	63
4.6 CRITÉRIOS DE SELEÇÃO DE INVESTIMENTOS .....	63
4.7 – AVALIAÇÃO AMBIENTAL .....	64
<b>5. – CLASSIFICAÇÃO DO INVESTIMENTO</b> .....	66
<b>6. – INVESTIMENTOS NO PERÍODO 2022-2024</b> .....	69
6.1 – SÍNTESE DOS INVESTIMENTOS E SUBSÍDIOS .....	69
6.2 – INVESTIMENTOS NA REDE DE TRANSPORTE .....	71
6.2.1 Subestações e Postos de Seccionamento .....	73
6.2.2 Linhas AT.....	82
6.2.3 Telecomando e Telecomunicações .....	86
6.2.4 Despacho .....	87
6.3 - INVESTIMENTOS NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO MT.....	90
6.4 – REPRESENTAÇÃO GEOGRÁFICA DAS PRINCIPAIS INTERVENÇÕES DA REDE DE TRANSPORTE, DO PLANO DE INVESTIMENTOS NO PERÍODO 2021-2024 .....	92

### Índice de tabelas

Tabela 1 – Sistema electroprodutor da EEM na ilha da Madeira - 2020.....	15
Tabela 2 – Sistema electroprodutor de entidades privadas na ilha da Madeira - 2020.....	15
Tabela 3 – Sistema electroprodutor da ilha do Porto Santo.....	16
Tabela 4 - Sistemas complementares de apoio ao sistema electroprodutor da RAM .....	17
Tabela 5 – Caracterização da rede em 31-12-2020 – Madeira .....	18
Tabela 6 – Caracterização da rede em 31-12-2020 – Porto Santo .....	19
Tabela 7 – Utilização da rede AT (60 kV) em 2020 – Madeira .....	19
Tabela 8 – Utilização das subestações AT/MT em 2020 – Madeira .....	19
Tabela 9 – Utilização da rede de 30 kV em 2020 – Madeira.....	20



Tabela 10 - Utilização da Rede MT (30 kV) em 2020 - Porto Santo .....	20
Tabela 11- Utilização da Rede MT (6,6 kV) em 2020 - Madeira.....	20
Tabela 12 - Utilização da Rede MT (6,6 kV) em /2020 – Porto Santo.....	20
Tabela 13 – Utilização das subestações MT/MT em 2020 na Madeira e Porto Santo.....	20
Tabela 14 – Objetivos, metas e resultados esperados.....	29
Tabela 15 - Indicadores gerais de qualidade de serviço – Rede de transporte.....	31
Tabela 16 - Indicadores gerais de qualidade de serviço – Rede MT.....	32
Tabela 17 - Indicadores gerais de qualidade de serviço – Rede MT, por ZQS e ilha.....	32
Tabela 18 – Extensão da rede AT/MT, vida dos ativos e ativos a intervir/realizar (km), entre 2022 e 2024 .....	33
Tabela 19 – Cenários de evolução do PIB.....	36
Tabela 20 – Cenários de evolução da procura: Madeira e Porto Santo .....	37
Tabela 21 – Categorias de potência para instalações de produção a partir de fontes renováveis .....	52
Tabela 22 – Principais requisitos técnicos a cumprir por cada categoria .....	52
Tabela 23 – PRE - Evolução da potência instalada (MW) – Madeira .....	54
Tabela 24 – Produtores vinculados – Evolução da potência instalada (MW) - Madeira .....	55
Tabela 25 - PRE - Evolução da emissão (GWh) – Madeira .....	55
Tabela 26 – Produtores vinculados - Evolução da emissão (GWh) - Madeira .....	55
Tabela 27 – PRE – Evolução da potência instalada (MW) – Porto Santo .....	57
Tabela 28 – Produtores vinculados - Evolução da potência instalada (MW) – Porto Santo.....	57
Tabela 29 – Evolução da emissão para a rede por fonte de energia (GWh) .....	58
Tabela 30 - Padrões gerais e individuais atuais (RAM17) e a vigorar a partir de 2022 (RAM22).....	60
Tabela 31 – Impacte na % de clientes abrangidos nas ZQS, decorrentes da revisão do RQS .....	61
Tabela 32 - Áreas de investimento - Redes .....	67
Tabela 33 – Montantes de investimento considerados em vários períodos regulatórios .....	69
Tabela 34 – Montantes de investimentos considerados nas redes AT e MT .....	69
Tabela 35 - Montantes de investimentos considerados e realizados nas redes AT e MT .....	70
Tabela 36 – Investimento específico na rede de transporte AT/MT.....	71
Tabela 37 – Montantes referentes a novos projetos e a planos anteriores .....	71
Tabela 38 – Montantes de investimento na rede de transporte, decorrentes da expansão do sistema electroprodutor .....	72
Tabela 39 – Natureza do investimento na rede de transporte .....	73
<b>Tabela 40 – Obras de subestações não concluídas em 2020 .....</b>	<b>73</b>
<b>Tabela 41 – Obras de subestações e postos de seccionamento já previstas no plano de 2021 .....</b>	<b>74</b>
<b>Tabela 42 - Obras novas entre os anos de 2021 a 2024.....</b>	<b>77</b>
<b>Tabela 43 – Obras de Linhas AT não concluídas em 2020 .....</b>	<b>82</b>
<b>Tabela 44 - Obras de linhas AT já previstas no plano de 2021.....</b>	<b>83</b>
<b>Tabela 45 - Obras novas de linhas AT entre os anos de 2021 a 2024 .....</b>	<b>85</b>
Tabela 46 – Investimentos na rede de distribuição MT.....	90
Tabela 47 – Natureza do investimento na rede de distribuição MT .....	91
Tabela 48 – Investimentos na rede MT no período 2021-2024, por concelho .....	91
Tabela 49 – Quantidades associadas aos investimentos nas redes MT.....	92

### **Índice de gráficos**

Gráfico 1 – Emissão por fonte de energia - Madeira.....	16
Gráfico 2 – Emissão por fonte de energia – Porto Santo.....	17
Gráfico 3 – Evolução do consumo - RAM.....	22
Gráfico 4 – Evolução da emissão mensal -RAM.....	22
Gráfico 5 –Distribuição da idade das redes AT/MT.....	24
Gráfico 6 - Investimento Real/Projetado entre 2009 e 2020.....	25
Gráfico 7 – Investimento/Amortizações no período 2011 - 2024.....	26
Gráfico 8 - Investimento/Amortizações por área de atividade .....	26
Gráfico 9 – Investimento/Amortizações nas redes de transporte e distribuição MT .....	27
Gráfico 10 – Evolução do SAIDI, real e projetado - RAM .....	34
Gráfico 11 – Evolução das perdas técnicas AT-MT e das perdas globais .....	35
Gráfico 12 – Cenários de evolução da emissão - Madeira.....	38

Gráfico 13 – Consumos e cenários de evolução – Porto Santo .....	39
Gráfico 14 – Evolução da emissão mensal na ilha da Madeira .....	40
Gráfico 15 – Diagrama de cargas característicos por estação do ano - Madeira .....	41
Gráfico 16 – Evolução real e projetada da emissão - Madeira .....	42
Gráfico 17 – Cenários de evolução das pontas e vazios no inverno - Madeira .....	43
Gráfico 18 - Cenários de evolução das pontas e vazios no verão - Madeira .....	43
Gráfico 19 – Evolução horária da produção hídrica em 2020 - Madeira.....	44
Gráfico 20 - Evolução horária da produção térmica em 2020 - Madeira.....	44
Gráfico 21 - Evolução horária da produção com origem na queima de resíduos em 2020 - Madeira .....	45
Gráfico 22 - Evolução horária da produção eólica em 2020 - Madeira .....	45
Gráfico 23 - Evolução horária da produção fotovoltaica em 2020 - Madeira .....	46
Gráfico 24 – Evolução da emissão real e projetada – Porto Santo .....	46
Gráfico 25 – Evolução da emissão mensal – Porto Santo .....	47
Gráfico 26 - Diagrama de cargas característicos por estação do ano – Porto Santo.....	48
Gráfico 27 – Evolução das pontas e vazios – Porto Santo.....	49
Gráfico 28 - Evolução horária da produção térmica em 2020 – Porto Santo .....	49
Gráfico 29 - Evolução horária da produção fotovoltaica em 2020 – Porto Santo .....	50
Gráfico 30 - Evolução horária da produção eólica em 2020 – Porto Santo.....	50
Gráfico 31 – Evolução da emissão por origem - Madeira .....	56
Gráfico 32 – Evolução do mix relativo da emissão de energia elétrica - Madeira .....	56
Gráfico 33 – Exemplo de diagrama de cargas com e sem sistema de baterias ligado .....	58
Gráfico 34 – Evolução da produção (referida à emissão) por origem – Porto Santo.....	59
Gráfico 35 - Evolução do mix relativo da emissão de energia elétrica – Porto Santo .....	59
Gráfico 36 – Reforço da rede de transporte da zona sudoeste da ilha da Madeira .....	72
Gráfico 37 – Investimentos realizados e previstos na rede de distribuição MT .....	90

## 1. ENQUADRAMENTO E OBJETIVOS

Neste capítulo apresenta-se o contexto legislativo e regulamentar, o âmbito e os objetivos estratégicos para planeamento do Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte e Distribuição MT da RAM, para o período 2022-2024 (PDIRTD-RAM 2022-2024) e, também, para o planeamento do sistema electroprodutor, no mesmo período.

### 1.1 - CONTEXTO LEGISLATIVO E REGULAMENTAR

O presente documento visa dar cumprimento ao definido no artigo 25º do RARI, o qual estipula que os operadores das redes de transporte e de distribuição em MT e AT devem enviar à ERSE, até 15 de junho, os projetos de investimento que pretendem efetuar, identificando as redes abrangidas e a calendarização da sua execução, para efeitos da determinação da retribuição pelo uso das instalações e serviços, sendo de referir que:

- a) Para efeitos da supervisão da implementação dos projetos de investimento, os operadores das redes de transporte e de distribuição das Regiões Autónomas, devem enviar à ERSE informação sobre os projetos de investimento a realizar nas suas redes, cujas obras se iniciam no ano seguinte;
- b) A informação dos projetos de investimento deve ser desagregada por ano e contemplar todo o horizonte temporal dos mesmos até à data da sua entrada em exploração;
- c) A informação dos projetos de investimento deve incluir a calendarização das obras e o respetivo montante orçamentado para cada ano, identificando os ativos associados a cada obra;
- d) A cada 3 anos, os operadores das redes de cada uma das Regiões Autónomas, no ano anterior ao início do período regulatório, devem apresentar um documento único relativo aos projetos de investimento que pretendem realizar nos próximos 3 anos nas respetivas redes de transporte e de distribuição, para aprovação da ERSE.

O planeamento do sistema elétrico da RAM está sujeito a um conjunto de regras e obrigações decorrentes da legislação para o setor elétrico, destacando-se as seguintes:

- **Regulamento da Qualidade de Serviço dos Setores Elétrico e do Gás**, aprovado pelo Conselho de Administração da ERSE a 23 de março de 2021, sendo que as disposições referentes às zonas de qualidade de serviço e aos valores dos padrões gerais e individuais de continuidade de serviço produzem efeitos em 1 de janeiro de 2022. A aprovação deste regulamento introduziu, no setor elétrico e no caso particular da RAM, um conjunto de alterações com potencial impacto elevado, decorrentes da maior exigência dos padrões gerais e individuais da qualidade de serviço e, simultaneamente, do incremento das áreas das zonas de qualidade de serviço A, B, em detrimento da zona C. Neste âmbito é de registar a redução do padrão geral SAIDI MT entre 25% e 43%, face aos valores anteriores, bem como o incremento de clientes nas zonas A (de

28% para 30%) e de clientes na zona B (de 17% para 28%). A percentagem de clientes de clientes da zona C passou de 55% para 43%.

- **Decreto-Lei n.º 29/2006**, de 15 de fevereiro, atualizado pelo Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro, que estabelece os princípios e as bases gerais da organização e funcionamento do sistema elétrico nacional (SEN), bem como as bases gerais aplicáveis ao exercício das atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de eletricidade e à organização dos mercados de eletricidade.

De assinalar que nos termos do Artigo 66.º deste diploma “Não se aplicam às Regiões Autónomas as disposições relativas ao mercado organizado, bem como as disposições relativas à separação jurídica das atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de eletricidade, nos termos da derrogação prevista no artigo 44.º da Diretiva n.º 2009/72/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho”.

O n.º 2 do artigo 11.º estipula que nas Regiões Autónomas, a estrutura da Rede Elétrica de Serviço Público (RESP) é estabelecida pelos órgãos competentes regionais, conforme definido no n.º 3 do artigo 66.º, i.e., “Nas Regiões Autónomas, as competências cometidas ao Governo da República, à DGEG e a outros organismos da administração central são exercidas pelos correspondentes membros do Governo Regional e pelos serviços e organismos das administrações regionais com idênticas atribuições e competências, sem prejuízo das competências da ERSE, da Autoridade da Concorrência e de outras entidades de atuação com âmbito nacional”.

O artigo 35.º, n.º 2, alínea e), determina constituir dever do operador de rede de distribuição assegurar o planeamento, construção e gestão da rede, de forma a permitir o acesso de terceiros e gerir de forma eficiente as instalações. O artigo 41.º estipula que o planeamento das redes deve assegurar a existência de capacidade nas redes para a receção e entrega de eletricidade, com níveis adequados de qualidade de serviço e segurança. O planeamento das redes de distribuição deve igualmente ter em conta e facilitar o desenvolvimento de medidas de gestão da procura e de produção distribuída de eletricidade.

No âmbito da aplicação da regulamentação, o artigo 68.º estabelece que “O Regulamento Tarifário, o Regulamento de Relações Comerciais, o Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações e o Regulamento da Qualidade de Serviço são aplicáveis às Regiões Autónomas, tendo em conta as suas especificidades, nomeadamente as que estão relacionadas com a descontinuidade, a dispersão e a dimensão geográfica e do mercado.”

- **Decreto-Lei n.º 172/2006**, de 23 de agosto, na redação que lhe foi conferida pelo Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, procedendo à décima segunda alteração ao Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, alterado pelos Decretos-Leis n.os 237 - B/2006, de 18 de dezembro, 199/2007, de 18 de maio, 264/2007, de 24 de julho, 23/2009, de 20 de janeiro, 104/2010, de 29 de setembro, e 215 -B/2012, de 8 de outubro, pela Lei n.º 7 -A/2016, de 30 de março, e pelos Decretos-Leis n.os 38/2017, de



31 de março, e 152 -B/2017, de 11 de dezembro, e pela Lei n.º 114/2017, de 29 de dezembro, e pelo Decreto -Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, que desenvolve os princípios gerais relativos à organização e ao funcionamento do Sistema Elétrico Nacional (SEN).

- **Decreto-Lei n.º 232/2007**, de 15 de junho, com as alterações do Decreto-Lei n.º 58/2011, de 4 de maio, estabelece o regime a que fica sujeita a avaliação dos efeitos de determinados planos e programas no ambiente, transpondo para o ordenamento jurídico nacional as Diretivas 2001/42/CE, de 27 de junho, e 2003/35/CE, de 26 de maio, ambas do Parlamento Europeu e do Conselho.

Deste diploma, destaca-se que os planos e programas que, atendendo aos seus eventuais efeitos num sítio da lista nacional de sítios, num sítio de interesse comunitário, numa zona especial de conservação ou numa zona de proteção especial, devam ser sujeitos a uma avaliação de incidências ambientais nos termos do artigo 10.º do Decreto-Lei n.º 140/99, de 24 de abril, na redação que lhe foi dada pelo Decreto-Lei n.º 49/2005, de 24 de fevereiro.

Assim, a sujeição a avaliação ambiental depende do enquadramento de cada intervenção em concreto.

- **Decreto Regulamentar Regional n.º 8/2019/M**, de 31 de outubro, que aprovou o Regulamento da Rede de Transporte e de Distribuição de Energia Elétrica da Região Autónoma da Madeira (adaptação da **Portaria 596/2010**, de 30 de junho, à RAM).

Neste diploma são definidos os critérios de planeamento e desenvolvimento das redes elétricas do SEPM, referindo que o objetivo do planeamento é garantir que as redes satisfazem, em condições técnicas adequadas e de acordo com as exigências regulamentares, as necessidades das entidades com instalações a elas ligadas, ou que a elas se pretendam ligar, procurando o aumento de eficiência das redes com níveis adequados de qualidade de serviço e de segurança. Estipula os princípios gerais de planeamento, as restrições técnicas, os padrões de segurança para planeamento, os princípios de avaliação técnico-económica dos principais projetos e as questões ambientais, à semelhança do definido na **Portaria 596/2010**, de 30 de junho.

- **Decreto Legislativo Regional nº 14/94/M**, que transforma a Empresa de Electricidade da Madeira, EP (EEM-EP), que tem por objeto a produção, transporte e distribuição de energia elétrica na Região Autónoma da Madeira, em sociedade anónima de capitais exclusivamente públicos, com a denominação de EEM-Empresa de Electricidade da Madeira, S.A., sucedendo automática e globalmente à EEM-EP, conservando a universalidade dos direitos e obrigações que constituem o seu património no momento da transformação. Este diploma aprova, igualmente, os estatutos da EEM, S.A.

- **Estatuto Político-Administrativo da Região Autónoma da Madeira**, concretizando no artigo 40.º que, para efeitos de definição dos poderes legislativos ou de iniciativa legislativa da Região, a energia de produção local constitui matéria de interesse específico.
- **Plano de Ação para a Energia Sustentável - Ilha da Madeira**, desenvolvido no âmbito do Pacto das Ilhas, ao qual a Região Autónoma da Madeira aderiu a 12 de abril de 2011, aprovado pela Resolução nº 244/2012 do Conselho do Governo da Região Autónoma da Madeira, reunido em plenário, no dia 29 de março de 2012 (publicada no JORAM, I Série – Suplemento, nº 43, de 5 de abril de 2012).
- **Plano de Ação para a Energia Sustentável - Ilha do Porto Santo**, desenvolvido no âmbito do Pacto das Ilhas, ao qual a Região Autónoma da Madeira aderiu a 12 de abril de 2011, aprovado pela Resolução nº 244/2012 do Conselho do Governo da Região Autónoma da Madeira, reunido em plenário, no dia 29 de março de 2012 (publicada no JORAM, I Série – Suplemento, nº 43, de 5 de abril de 2012).
- **Resolução do Conselho de Ministros n.º 53/2020**, de 10 de julho, que aprova o Plano Nacional Energia e Clima 2030 (PNEC 2030) e reforça a importância do cumprimento das metas nacionais do PNEC 2030 para o ano 2030, alinhadas com uma trajetória de neutralidade carbónica até 2050.
- **Decreto Legislativo Regional n.º 1/2021/M**, de 6 de janeiro, que adapta à Região Autónoma da Madeira o Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro, que aprova o regime jurídico aplicável ao autoconsumo de energia renovável.
- **Regulamento n.º 854/2019**, de 4 de novembro, e alterado pelo Regulamento n.º 103/2021, de 1 de fevereiro (Regulamento da mobilidade elétrica).
- **Regulamento n.º 610/2019**, de 2 de agosto, Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes de Distribuição de Energia Elétrica.
- Proposta de **Plano de Recuperação e Resiliência** – Recuperar Portugal, Construindo o Futuro, de 22 de abril de 2021 (Ministério do Planeamento). No setor elétrico da RAM incluem-se neste plano a remodelação de dois aproveitamentos hidroelétricos, a instalação de dois sistemas de baterias, um compensador síncrono e investimentos em redes elétricas inteligentes.



## 1.2 - ÂMBITO

O Plano de desenvolvimento e investimento do sistema elétrico da RAM inclui a expansão/reforço das redes de transporte e distribuição do SEPM em MT e AT, visando garantir os níveis de qualidade de serviço regulamentares, bem como criar as condições que permitam a concretização do plano de política energética do setor elétrico.

## 1.3 - OBJETIVOS ESTRATÉGICOS PARA PLANEAMENTO

A elaboração do PDIRTD-RAM 2022-2024 visa identificar e justificar as necessidades de desenvolvimento e de modernização das redes AT e MT, estando subjacentes vários objetivos estratégicos, dentre os quais, se destacam os seguintes:

- a) Assegurar que as redes satisfazem, em condições técnicas adequadas e de acordo com as exigências regulamentares, as necessidades das entidades com instalações a elas ligadas, ou que a elas se pretendam ligar, procurando o aumento de eficiência das redes com níveis adequados de qualidade de serviço e de segurança;
- b) Proporcionar a existência de capacidade de receção para o expectável incremento do aproveitamento de fontes de energia renovável para produção de eletricidade, de acordo com as orientações de política energética regional;
- c) Criar, progressivamente, condições de melhoria da eficiência operacional, ao nível das atividades operacionais desenvolvidas pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM;
- d) Garantir um nível adequado de perdas na rede.

Sendo os sistemas elétricos das ilhas da Madeira e do Porto Santo, isolados e não interligados, com integração vertical das atividades de produção, transporte e distribuição, há ainda que assegurar objetivos estratégicos para planeamento do sistema electroprodutor, nomeadamente:

- e) Garantir a existência de meios de produção nos sistemas elétricos das ilhas da Madeira e do Porto Santo, que permitam satisfazer a procura de energia elétrica, em qualquer altura do ano, em consonância com os critérios de segurança típicos para esta atividade.

## 1.4 - CONTEÚDO DO PDI-SE-RAM 2022-2024

Este documento compreende os seguintes capítulos:

- 1 – Enquadramento e objetivos;
- 2 – Caracterização do sistema elétrico a 31-12-2020;
- 3 – Pressupostos do Plano;
- 4 – Princípios e critérios de planeamento;
- 5 – Classificação do investimento;
- 6 – Investimentos no período 2022-2024.

A elaboração deste plano teve em consideração um conjunto de documentos, salientando-se os seguintes:

- “Plano de ação para a energia sustentável da ilha da Madeira”;
- “Plano de ação para a energia sustentável da ilha do Porto Santo”;
- “Relatório de monitorização da segurança de abastecimento dos sistemas electroprodutores da RAM (RMSA-RAM 2015)”, realizado pelo INESC TEC;
- “Estudos de expansão do sistema eletroprodutor da ilha da Madeira no horizonte 2017-2030”, realizado pelo INESC TEC;
- “Definição de condições técnicas para a ligação de geração às redes elétricas da RAM”, de suporte à adaptação do código de rede à RAM;
- “Definição de tarifas de referência para a produção eólica e fotovoltaica aplicável aos novos escalões de potência”, realizado pelo INESC TEC;
- Estudos sobre a penetração de energia renovável na rede elétrica da ilha da Madeira: Uma abordagem considerando restrições da rejeição da produção eólica e Solar PV”, em análise conjunta EEM-INESC TEC;
- “Sustentação de Critérios de Exploração do Sistema Electroprodutor, Soluções Complementares de Reserva Girante e Análise do Sistema de Proteções em Cenários de Forte Penetração de Energias Renováveis, na Ilha da Madeira”.

O capítulo 2 faz uma síntese da caracterização do sistema elétrico das ilhas da Madeira e do Porto Santo, reportado a 31-12-2020, compreendendo o sistema electroprodutor e as redes elétricas.

No sistema electroprodutor são indicadas as potências instaladas, por fonte de energia primária, a energia emitida para a rede e a contribuição das fontes de energia renovável, em cada ilha do arquipélago da Madeira.

Ao nível da rede AT/MT apresenta-se uma síntese da caracterização física das instalações, bem como a taxa de utilização das redes verificadas em 2020, por nível de tensão.

No capítulo 3 abordam-se a estratégia do Plano e o seu enquadramento, nomeadamente:

- Os eixos estratégicos de desenvolvimento do sistema electroprodutor da RAM;
- Os eixos estratégicos de desenvolvimento rede elétrica;
- Os cenários da evolução da procura;
- A adequação do sistema elétrico à procura;
- A previsão da evolução da oferta.

O capítulo 4 descreve os principais princípios e critérios de planeamento, tendo em consideração as exigências regulamentares, as restrições técnicas dos equipamentos e avaliação técnico-económica das alternativas de investimento, o cálculo das perdas técnicas

na rede, o cálculo da energia não distribuída, os critérios de seleção dos investimentos e o enquadramento ambiental a que poderão ficar sujeitos os investimentos.

No capítulo 5 define-se a classificação dos investimentos, com base na natureza justificativa dos mesmos, quer na vertente do sistema electroprodutor quer das redes, de modo a melhor enquadrar os investimentos dos diferentes projetos.

O capítulo 6 apresenta a caracterização e justificação dos principais investimentos do PDI-SE\_RAM para o período 2022-2024. Os investimentos são agrupados nas diferentes áreas de atividade, compreendendo a rede de transporte e a rede de distribuição MT.

É realizada uma análise comparativa com os planos plurianuais anteriores, bem como a incorporação de subsídios/comparticipações, de modo a avaliar os montantes de investimento líquidos de subsídios.

## 1.5 - ABREVIATURAS E DEFINIÇÕES

Neste documento são utilizadas as seguintes siglas e definições de conceito:

Siglas:

- a. ADMS - Advanced Distribution Management System;
- b. AMI/MDM – Advanced Metering Infrastructure/ Meter Data Management;
- c. AT – Alta Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 45kV e igual ou inferior a 110kV);
- d. BT – Baixa Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é igual ou inferior a 1kV);
- e. BTE – Baixa Tensão Especial (fornecimentos em Baixa Tensão com a seguinte potência contratada): Portugal continental – superior a 41,4kVA;
- f. BTN – Baixa Tensão Normal (fornecimentos em Baixa Tensão com a seguinte potência contratada): Portugal continental – inferior ou igual 41,4kVA;
- g. CAE – Contrato de aquisição de energia;
- h. CAPEX (*Capital Expenditure*) – Investimento líquido de subsídios/comparticipações financeiras;
- i. DRET – Direção Regional da Economia e dos Transportes.
- j. EEM - Empresa de Electricidade da Madeira, S.A.
- k. ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.
- l. MPQS – Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço do Setor Elétrico;
- m. MT – Média Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 1kV e igual ou inferior a 45kV);
- n. PC – Posto de Corte (posto que permite estabelecer ou interromper linhas elétricas por meio de aparelhagem de corte e seccionamento);
- o. PDI-SE-RAM 2018-2020 – Plano de Desenvolvimento e Investimento do sistema elétrico da Região Autónoma da Madeira;
- p. PdE – Ponto de Entrega
- q. PRE – Produtor em Regime Especial;
- r. PS – Posto de Seccionamento (posto que permite estabelecer ou interromper, em vazio, linhas elétricas por meio de seccionadores);
- s. PT – Posto de Transformação (posto destinado à transformação da corrente elétrica por um ou mais transformadores estáticos cujo secundário é de baixa tensão);
- t. RAM – Região Autónoma da Madeira.
- u. RARI – Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações;
- v. RESP – Rede Elétrica de Serviço Público (conjunto de instalações de serviço público destinadas ao transporte e à distribuição de eletricidade);
- w. RQS – Regulamento da Qualidade de Serviço do Setor Elétrico;
- x. RRC – Regulamento de Relações Comerciais;
- y. RRD – Regulamento da Rede de Distribuição;
- z. RRT – Regulamento da Rede de Transporte;
- aa. RT – Regulamento Tarifário;
- bb. SE – Subestação (posto constituído por um conjunto de instalações elétricas destinado a fins específicos, tais como: transformação da tensão por um ou mais transformadores estáticos, compensação do fator de potência por compensadores síncronos ou condensadores, corte ou seccionamento de linhas);
- cc. SI – Sistemas de informação;
- dd. SPCC – Sistema de Proteção Comando e Proteção;
- ee. TIC – Tecnologias de Informação de Comunicação;
- ff. TP – Transformador de potência.

Definições de conceito:

- a. Barramento – ponto de ligação ou nó de uma rede elétrica o qual interliga centros de produção de energia, ativa e reativa, cargas ou terminos de linhas de transmissão de energia;
- b. Capacidade da rede – potência máxima admissível em regime contínuo que pode circular na rede;
- c. Carga – valor, num dado instante, da potência ativa fornecida em qualquer ponto de um sistema, determinada por uma medida instantânea ou por uma média obtida pela integração da potência, durante um determinado intervalo de tempo. A carga pode referir -se a um consumidor, a um aparelho, a uma linha, ou a uma rede;
- d. Carga natural – é a potência necessária para satisfazer as cargas da área de influência da subestação, em MVA;
- e. Caso fortuito ou de força maior – consideram -se casos fortuitos ou de força maior os que resultam da ocorrência de guerra, alteração da ordem pública, incêndio, terramoto, inundação, vento de intensidade excepcional, descarga atmosférica direta, sabotagem, malfeitoria (vandalismo), intervenção de terceiros devidamente comprovada, bem como outros que reúnam simultaneamente as condições de exterioridade, imprevisibilidade e irresistibilidade;
- f. Cava da tensão de alimentação – diminuição brusca da tensão de alimentação para um valor situado entre 90% e 1% da tensão declarada,  $U_c$  (ou da tensão de referência deslizante,  $U_{rd}$ ), seguida do restabelecimento da tensão depois de um curto lapso de tempo. Por convenção, uma cava de tensão dura de 10 ms a 1 min;
- g. Serviço de Despacho – órgão de condução do sistema elétrico encarregue da vigilância e condução das instalações e equipamentos do sistema elétrico, desde as centrais até à rede MT;
- h. Cliente – o comprador grossista e o comprador final de eletricidade;
- i. Corrente de curto-circuito – corrente elétrica entre dois pontos em que se estabeleceu um caminho condutor ocasional e de baixa resistência;
- j. Custo Primário – representado pela soma do custo de mão-de-obra direta e de material direto;
- k. Desequilíbrio no sistema trifásico de tensões – estado no qual os valores eficazes das tensões das fases ou das defasagens entre tensões de fases consecutivas, num sistema trifásico, não são iguais;
- l. Distorção harmónica – deformação da onda de tensão (ou de corrente) sinusoidal à frequência industrial provocada, designadamente, por cargas não lineares;
- m. Duração média das interrupções do sistema (SAIDI – *System Average Interruption Duration Index*) – quociente da soma das durações das interrupções nos pontos de entrega, durante determinado período, pelo número total dos pontos de entrega, nesse mesmo período;
- n. Energia não distribuída (END) – valor estimado da energia não distribuída nos pontos de entrega dos operadores das redes de distribuição, devido a interrupções de fornecimento, durante um determinado intervalo de tempo;
- o. Energia não fornecida (ENF) – valor estimado da energia não fornecida nos pontos de entrega do operador da rede de transporte, devido a interrupções de fornecimento, durante um determinado intervalo de tempo;
- p. Fator de Potência – relação entre a potência ativa e a potência aparente de uma carga, instalação, rede ou grupo gerador;
- q. Fontes de energia renováveis – as fontes de energia não fósseis renováveis, tais como: energia eólica, solar, geotérmica, das ondas, das marés, hídrica, biomassa, gás de aterro, gás proveniente de estações de tratamento de águas residuais e biogás;

- r. Fornecimento de energia elétrica – venda de energia elétrica a qualquer entidade que é cliente do distribuidor ou da entidade concessionária da RNT;
- s. Fornecimentos a clientes – quantidades envolvidas na faturação das tarifas de Venda a Clientes Finais;
- t. Frequência média de interrupções do sistema (SAIFI – *System Average Interruption Frequency Index*) – quociente do número total de interrupções nos pontos de entrega, durante determinado período, pelo número total dos pontos de entrega, nesse mesmo período;
- u. Gestão da Procura (DSM) – consiste na execução de medidas de incentivo aos consumidores que levem estes a modificar os seus níveis e padrões de consumo;
- v. Incidente – qualquer acontecimento ou fenómeno de carácter imprevisto que provoque a desconexão, momentânea ou prolongada, de um ou mais elementos da rede, podendo originar uma ou mais interrupções de serviço, quer do elemento inicialmente afetado, quer de outros elementos da rede;
- w. Indisponibilidade – situação em que um grupo gerador, linha, transformador, painel, barramento, equipamentos e aparelhos não se encontram aptos a responder, em exploração, às solicitações, de acordo com as suas características técnicas e parâmetros considerados válidos;
- x. Instalação – conjunto de equipamentos que fazem parte de uma central elétrica, subestação, de um posto de seccionamento ou de corte, de um posto de transformação ou de uma linha;
- y. Instalação elétrica – conjunto de equipamentos elétricos utilizados na produção, no transporte, na conversão, na distribuição ou na utilização da energia elétrica, incluindo fontes de energia, bem como as baterias, os condensadores e outros equipamentos de armazenamento de energia elétrica;
- z. Instalação de produção – instalação que converte em energia elétrica outra forma de energia, renovável, não renovável ou o processo de co -geração, compreendendo o conjunto dos equipamentos associados e o(s) edifício(s) que os abrigam, bem como os transformadores principais e os transformadores auxiliares;
- aa. Interrupção acidental – interrupção do fornecimento ou da entrega de energia elétrica provocada por defeitos (elétricos) permanentes ou transitórios, na maior parte das vezes ligados a acontecimentos externos, a avarias ou a interferências;
- bb. Interrupção breve – interrupção com uma duração igual ou inferior a três minutos;
- cc. Interrupção do fornecimento ou da entrega – situação em que o valor eficaz da tensão de alimentação no ponto de entrega é inferior a 1% da tensão declarada  $U_c$ , nas fases, dando origem a cortes de consumo nos clientes;
- dd. Interrupção longa – interrupção com uma duração superior a três minutos;
- ee. Interrupção prevista – interrupção do fornecimento ou da entrega que ocorre quando os clientes são informados com antecedência, para permitir a execução de trabalhos programados na rede;
- ff. Operador da rede – entidade titular de concessão ou de licença, ao abrigo da qual é autorizada a exercer a atividade de transporte ou de distribuição de energia elétrica;
- gg. Padrão individual de qualidade de serviço – nível mínimo de qualidade de serviço, associado a uma determinada vertente técnica ou do relacionamento comercial, que deverá ser assegurado pelas entidades do SEN no relacionamento com cada um dos seus clientes;
- hh. Perdas – diferença entre a energia que entra num sistema elétrico e a energia que sai desse sistema elétrico, no mesmo intervalo de tempo;
- ii. Período horário – intervalo de tempo no qual a energia ativa é faturada ao mesmo preço;
- jj. Ponta máxima - Ponta máxima síncrona em situação normal de exploração;
- kk. Ponto de entrega (PdE) – ponto da rede onde se faz a entrega ou receção de energia elétrica à instalação do cliente ou produtor;



- ll. Ponto de interligação – ponto da rede existente ou a criar onde se prevê ligar a linha que serve a instalação de um produtor, um cliente ou outra rede;
- mm. Ponto de ligação – ponto que estabelece a fronteira entre a rede de distribuição e a instalação de uma entidade a ela ligada;
- nn. Potência garantida – é a potência que a subestação pode satisfazer no caso de se avariar o maior transformador e tem em conta a possibilidade de recurso pela média tensão, se existir, em MVA (situação de contingência N-1)
- oo. Potência de ligação disponível – é a parte da "potência garantida" que excede a "carga natural", em MVA (representa a carga natural passível de ser alimentada, acima da carga natural existente)
- pp. Potência nominal – potência máxima que pode ser obtida, em regime contínuo, nas condições geralmente definidas na especificação do fabricante e em condições climáticas precisas;
- qq. Produção distribuída – a produção de eletricidade em centrais ligadas à rede de distribuição;
- rr. Produtor – a pessoa singular ou coletiva que produz eletricidade;
- ss. Produtor em regime especial – entidade titular de licença de produção de energia elétrica a partir de fontes de energia renovável, resíduos, cogeração ou produção em BT, atribuída nos termos de legislação específica;
- tt. Receção de energia elétrica – entrada física de energia elétrica;
- uu. Rede – conjunto de subestações, linhas, cabos e outros equipamentos elétricos ligados entre si com vista a transportar a energia elétrica produzida pelas centrais até aos consumidores;
- vv. Rede de distribuição – designação genérica que abrange rede de distribuição em média e em baixa tensão;
- ww. Rede de transporte – parte da rede utilizada para o transporte da energia elétrica, em geral e na maior parte dos casos, dos locais de produção para as zonas de distribuição e de consumo.
- xx. Segurança "N-1" – critério de segurança que permite garantir que um sistema elétrico se mantém em funcionamento normal, no caso de saída de serviço de um qualquer dos elementos que o constituem;
- yy. Telecomando – comando desencadeado por um emissor remoto;
- zz. Tempo de interrupção equivalente (TIE) – quociente entre a energia não fornecida (ENF) num dado período e a potência média do diagrama de cargas nesse período, calculada a partir da energia total fornecida e não fornecida no mesmo período;
- aaa. Tempo de interrupção equivalente da potência instalada (TIEPI) – quociente entre o somatório do produto da potência instalada nos postos de transformação de serviço público e particular pelo tempo de interrupção de fornecimento daqueles postos e o somatório das potências instaladas em todos os postos de transformação, de serviço público e particular, da rede de distribuição;
- bbb. Tempo médio de reposição de serviço do sistema (SARI – *System Average Restoration Index*) – quociente da soma dos tempos de interrupção em todos os pontos de entrega, durante determinado período, pelo número total de interrupções de alimentação nos pontos de entrega nesse mesmo período;
- ccc. Tensão de alimentação – valor eficaz da tensão entre fases presente num dado momento no ponto de entrega, medido num dado intervalo de tempo;
- ddd. Tensão de alimentação declarada ( $U_c$ ) – tensão nominal  $U_n$  entre fases da rede, salvo se, por acordo entre o fornecedor e o cliente, a tensão de alimentação aplicada no ponto de entrega diferir da tensão nominal, caso em que essa tensão é a tensão de alimentação declarada  $U_c$ ;
- eee. Tensão de referência deslizante (aplicável nas cavas de tensão) – valor eficaz da tensão num determinado ponto da rede elétrica calculado de forma contínua num determinado intervalo de tempo, que representa o valor da tensão antes do início de

- uma cava, e é usado como tensão de referência para a determinação da amplitude ou profundidade da cava;
- fff. Trabalho em tensão (TET) – trabalho realizado em instalações elétricas em que o trabalhador entra em contacto com peças em tensão ou penetra na zona de trabalho em tensão, quer com partes do seu corpo ou com ferramentas, quer com equipamentos ou com dispositivos que manipule;
  - ggg. Tremulação (*flicker*) – impressão de instabilidade da sensação visual provocada por um estímulo luminoso, cuja luminância ou repartição espectral flutua no tempo;
  - hhh. Uso das redes – utilização das redes e instalações nos termos do RARI;
  - iii. Utilização da Potência Instalada – Relação entre a ponta máxima verificada num equipamento e a sua capacidade estipulada (em%);

## 2. – SÍNTESE DA CARACTERIZAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO A 31-12-2020

Nos pontos seguintes, sintetiza-se a caracterização da rede, referente a 31-12-2020, a qual se encontra descrita de forma mais detalhada no documento “Caracterização da rede de transporte e distribuição em AT e MT”, disponível em [https://www.eem.pt/media/788216/caract\\_sem\\_2020.pdf](https://www.eem.pt/media/788216/caract_sem_2020.pdf).

### 2.1 – SISTEMA ELECTROPRODUTOR

#### Ilha da Madeira

No final de 2020, o sistema electroprodutor da ilha da Madeira compreendia um conjunto de infraestruturas de produção, repartido pela EEM e por entidades privadas, com as potências instaladas e com a energia emitida para a rede, conforme a seguir indicado.

Tabela 1 – Sistema electroprodutor da EEM na ilha da Madeira - 2020

Sistema electroprodutor da EEM na ilha da Madeira - 2020				
	Térmica		Hidroel.	Total
	Fuelóleo	Gás Natural		
Nº de Centrais	1		10	11
Potência Instalada (MW)	113,76	55,98	76,47	246,21
Produção (GWh)	219,50	167,79	61,12	448,41
Emissão (GWh)	213,23	164,39	60,48	438,09

Tabela 2 – Sistema electroprodutor de entidades privadas na ilha da Madeira - 2020

Sistema electroprodutor de entidades privadas na ilha da Madeira - 2020						
	Térmica	Hidroel.	Eólica	Resíd. Urb.	Fotovolt.*	Total
Nº de Centrais	1	1	12	1	770	785
P. Instalada (MW)	36,00	0,70	63,11	8,00	20,22	128,03
Aquisições (GWh)	193,03	3,92	83,81	40,74	27,23	348,74

\*inclui a microprodução, a miniprodução e outros parques de maior dimensão  
Na microprodução, estão incluídas 3 instalações eólicas e 2 hídricas

O número de instalações de produção da EEM na Madeira perfazia 11 unidades, sendo 1 central térmica e 10 hídricas, enquanto as instalações de entidades privadas ascendiam a 785, das quais 770 referem-se a instalações de mini e microprodução.

Num ano, significativamente afetado pela pandemia COVID-19, onde se verificou uma queda acentuada da procura (7,2%, referente a 2019 e à energia emitida), a energia total emitida na rede da ilha da Madeira registou um valor de 785,9 GWh. A ponta máxima do ano ocorreu a 6 de janeiro, pelas 19h00, com o valor de 138,7 MW.

Neste ano, a contribuição das fontes renováveis para a produção de eletricidade foi de 27,5%.

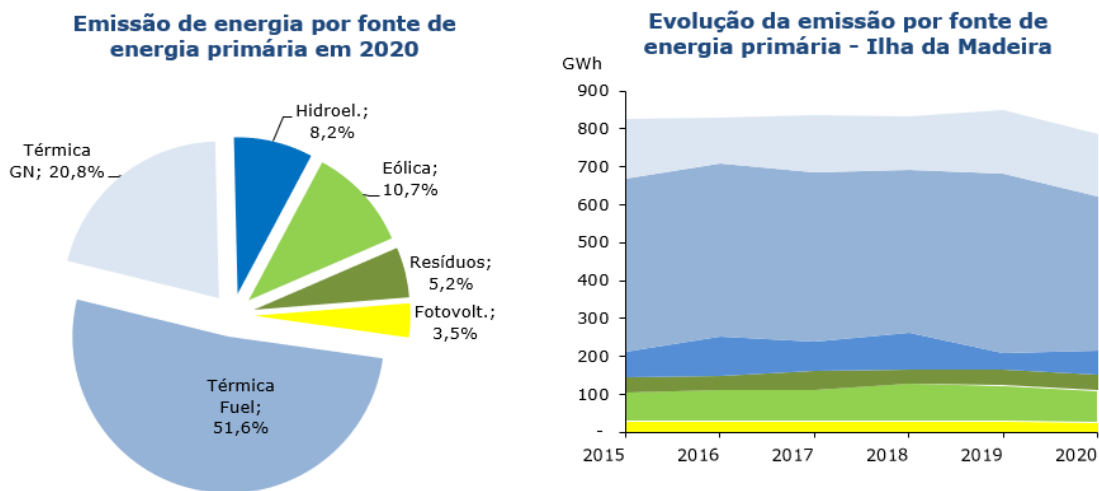


Gráfico 1 – Emissão por fonte de energia - Madeira

### Ilha do Porto Santo

O sistema electroprodutor da ilha do Porto Santo compreendia, em 2020, as seguintes instalações.

Tabela 3 – Sistema electroprodutor da ilha do Porto Santo

Sistema eletroprodutor da ilha do Porto Santo - 2020				
	EEM - Térmica	Eólica (privada)	Fotovolt.*	Total
Nº de Centrais	1	1	20	22
Potência Instalada (MW)	17,28	0,66	2,62	20,56
Produção** (GWh)	30,32			30,32
Emissão (GWh)	28,07	0,88	3,70	32,65

\*inclui a microprodução, miniprodução e outros parques de maior dimensão

\*\*Apenas das instalações da EEM

O número de instalações de produção da EEM nesta ilha diz respeito apenas à central termoelétrica da ilha, enquanto as instalações de outras entidades privadas ascendiam a 21 unidades, das quais 19 associadas a instalações de mini e microprodução.

Em 2020, a emissão de energia elétrica para a rede da ilha do Porto Santo ascendeu a 32,1 GWh, traduzindo um decréscimo de 7,7% face a 2019. A ponta máxima ocorreu no dia 17 de agosto às 21h00, com um valor de 7,3 MW.

Em 2020, a contribuição das fontes renováveis para a produção de eletricidade ascendeu a 14,0%.

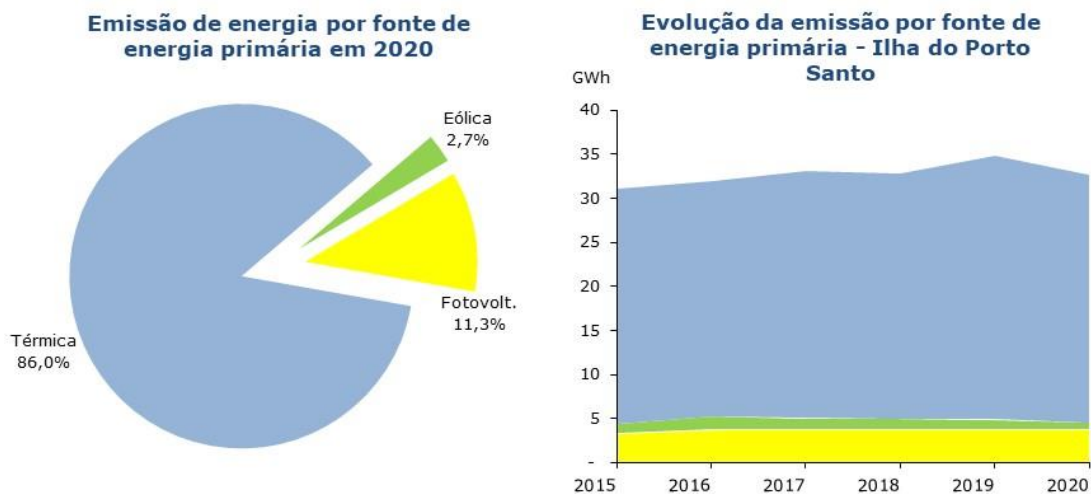


Gráfico 2 – Emissão por fonte de energia – Porto Santo

#### Sistemas complementares de apoio ao sistema electroprodutor

Consideram-se como sistemas complementares de apoio ao sistema electroprodutor, sistemas que absorvem energia elétrica, a partir dos quais pode ser prestado um serviço de sistema, como regulação primária de frequência, regulação de tensão, regulação secundária, entre outros.

Neste âmbito, incluem-se as centrais de baterias, os sistemas de bombagem, associados a sistemas hidroelétricos reversíveis e compensadores síncronos.

Os sistemas existentes em 2020, nesta categoria, são os assinalados no quadro seguinte:

Tabela 4 - Sistemas complementares de apoio ao sistema electroprodutor da RAM

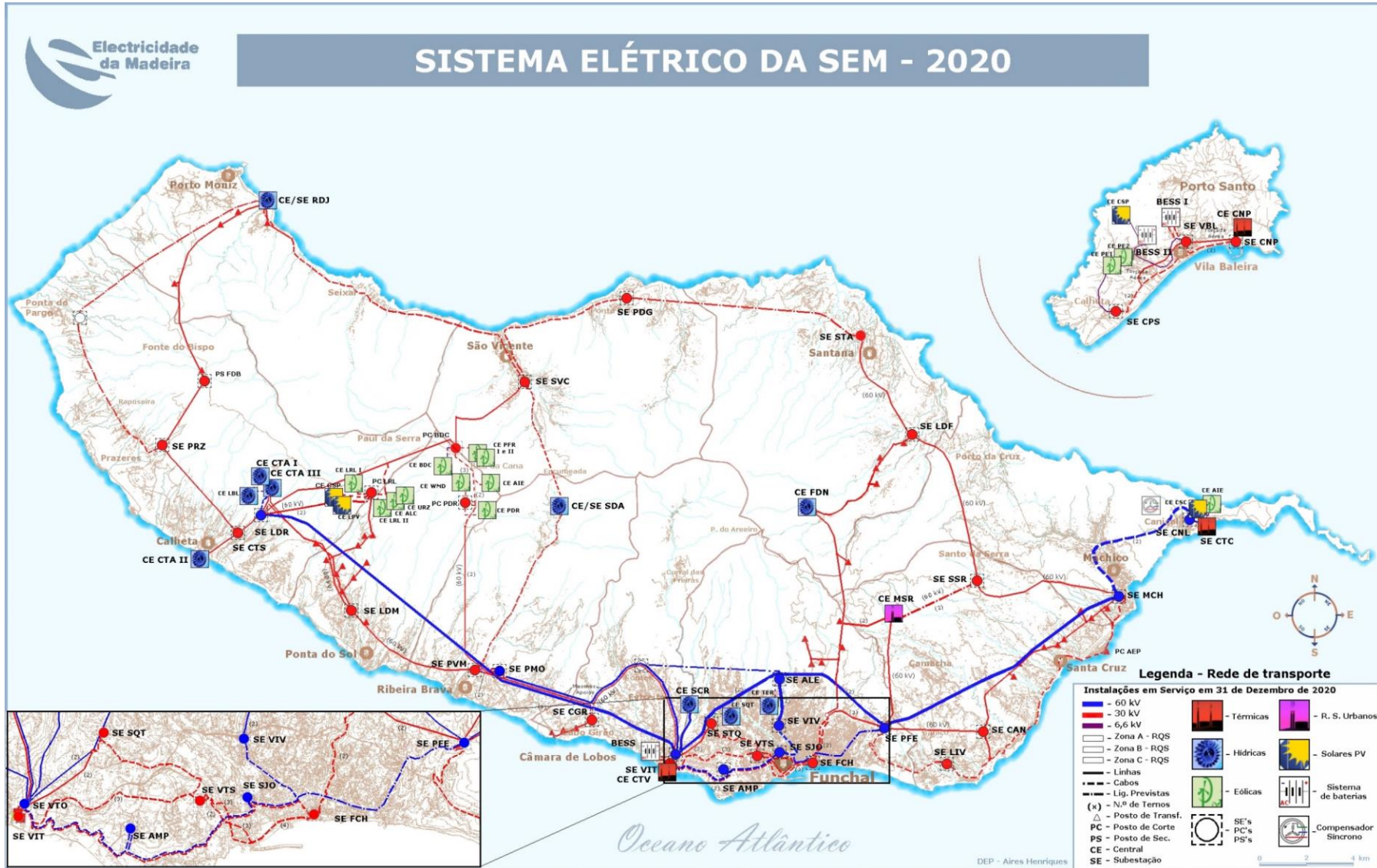
Sistemas complementares de apoio ao sistema electroprodutor 2020		
	Centrais de Bombagem	Centrais de Baterias
	Socorridos	Porto Santo
Ilha	Madeira	Porto Santo
Barramento de ligação	Vitória 60 kV	Vila Baleira 30 kV
Potência Instalada (MW)	11,25	4,32
Capacidade instalada (MWh)*	40,00	3,31
Entrada em operação	2 006	2 020

\* A capacidade de bombagem depende do volume de armazenamento e das afluências de água.

## 2.2 – REDE AT/MT

A estrutura da rede AT/MT da ilha da Madeira e do Porto Santo consta na figura seguinte:





Nos quadros seguintes apresenta-se a caracterização geral das redes AT e MT.

Tabela 5 – Caracterização da rede em 31-12-2020 – Madeira

<b>Subestações 60/30 kV</b>	Nº Subestações	3
	Nº TP	7
	Potência Instalada [MVA]	175
<b>Subestações 60/30/6,6 kV</b>	Nº Subestações	2
	Nº TP 60/30	3
	Nº TP 60/6,6	4
	Potência Instalada [MVA]	90
<b>Subestações 60/6,6 kV</b>	Nº Subestações	4
	Nº TP	6
	Potência Instalada [MVA]	80
<b>Subestações 30/6,6 kV</b>	Nº Subestações	20
	Nº TP	27
	Potência Instalada [MVA]	242
<b>Rede 60 kV</b>	Aérea [km]	75
	Subterrânea [km]	27
<b>Rede 30 kV</b>	Aérea [km]	176,0
	Subterrânea [km]	137
<b>Rede 6,6 kV</b>	Aérea [km]	417
	Subterrânea [km]	766
<b>PTs Públicos</b>	Nº PTs 6,6/0,4	1353
	Nº PTs 30/0,4	34
	Potência Instalada [MVA]	548,9
<b>PTs Privados</b>	Nº PTs 6,6/0,4	276
	Nº PTs 30/0,4	8
	Potência Instalada [MVA]	178,6

As redes instaladas em 2020, na ilha da Madeira compreendiam 73%, 56% e 35% de rede aérea, nos níveis de tensão de 60 kV, 30 kV e 6,6 kV, respetivamente, sendo a restante do tipo subterrâneo.

A rede MT alimenta 1 671 postos de transformação, dos quais 284 são privados.



Tabela 6 – Caracterização da rede em 31-12-2020 – Porto Santo

<b>Subestações 30/6,6 kV</b>	Nº Subestações	3
	Nº TP	4
	Potência Instalada [MVA]	20
<b>Rede 30 kV</b>	Aérea [km]	3
	Subterrânea [km]	18
<b>Rede 6,6 kV</b>	Aérea [km]	13
	Subterrânea [km]	65
<b>PTs Públicos</b>	Nº PTs 6,6/0,4	74
	Potência Instalada [MVA]	17,8
<b>PTs Privados</b>	Nº PTs 6,6/0,4	20
	Potência Instalada [MVA]	14,2

Na ilha do Porto Santo, a extensão de rede aérea representava 13% e 16% da extensão total, nos níveis de tensão de 30 kV e 6,6 kV, respetivamente, sendo a restante do tipo subterrâneo.

O número total de PT's da ilha ascendia a 74 de serviço público e 20 privados.

As tabelas seguintes indicam a taxa de utilização das redes, durante o ano de 2020, nas condições de exploração reais verificadas.

### 2.2.1 – Utilização da rede AT (60 kV)

Tabela 7 – Utilização da rede AT (60 kV) em 2020 – Madeira

<b>Utilização (%)</b>	<b>(km)</b>	<b>Percentagem(%)</b>
Ut ≤ 70	99	95,9%
Ut > 70	4	4,1%

### 2.2.2 – Utilização das subestações AT/MT

Tabela 8 – Utilização das subestações AT/MT em 2020 – Madeira

<b>Utilização [%]</b>	<b>Subestações</b>	<b>Percentagem</b>
<b>Ut ≤ 70</b>	9	90%
<b>70 &lt; Ut &lt; 90</b>	1	10%
<b>Ut &gt; 90</b>	0	0%

2.2.3 – Utilização da rede MT

Tabela 9 – Utilização da rede de 30 kV em 2020 – Madeira

Utilização (%)	(km)	Percentagem(%)
Ut ≤ 70	219	70,0%
Ut > 70	94	30,0%

Tabela 10 - Utilização da Rede MT (30 kV) em 2020 - Porto Santo

Utilização (%)	(km)	Percentagem(%)
Ut ≤ 70	21	100,0%
Ut > 70	0	0,0%

Tabela 11- Utilização da Rede MT (6,6 kV) em 2020 - Madeira

Utilização (%)	(km)	Percentagem(%)
Ut ≤ 70	1057	89%
Ut > 70	126	11%

Tabela 12 - Utilização da Rede MT (6,6 kV) em /2020 – Porto Santo

Utilização (%)	(km)	Percentagem(%)
Ut ≤ 70	78	100%
Ut > 70	0	0%

2.2.4 – Utilização das subestações MT/MT

Tabela 13 – Utilização das subestações MT/MT em 2020 na Madeira e Porto Santo

Utilização [%]	Subestações	Percentagem
Ut ≤ 70	20	91%
70 < Ut < 90	2	9%
Ut > 90	0	0%

### **3. – PRESSUPOSTOS DO PLANO**

#### **3.1 – ENQUADRAMENTO**

O ano de 2020 fica marcado por uma substancial e abrupta alteração nas relações sociais, em particular com o chamado isolamento/confinamento social decorrente dos sucessivos estados de emergência e calamidade, com impactos diretos nas práticas laborais, em particular pela abstenção das mesmas ou pela conversão em regime de teletrabalho. Como consequência, ocorreu um efeito combinado de redução do consumo e da produção de energia elétrica. Todavia, importa salientar, a importância dos investimentos realizados na área tecnológica e de sistemas de informação, que permitiram o reforço das competências da EEM, as quais se revelaram fundamentais na capacidade de adaptação da Empresa na relação com os seus clientes, assegurando sob qualquer circunstância o fornecimento de energia elétrica e a estabilidade do sistema elétrico na Madeira. Não obstante, este quadro de elevada incerteza e com os dados disponíveis, não se perspectivam efeitos que ponham em causa o serviço público essencial de provimento de energia elétrica e o compromisso da EEM para com a Região Autónoma da Madeira.

Após a crise económica e financeira que se iniciou em 2009, houve um decréscimo da procura de energia na Região Autónoma da Madeira, tendo o valor mínimo sido registado em 2013, seguindo-se um crescimento gradual, embora lento e de forma não linear, intercalando anos positivos com outros em que se verificaram decréscimos no consumo de eletricidade, correspondente ainda assim a um crescimento acumulado de 4%, entre 2013 e 2019.

No que respeita à atividade da EEM, o COVID-19 teve um impacto tremendo no ano de 2020, que se traduziu numa redução da procura referida à emissão, de 7,2%, face ao ano anterior. Conforme se pode aferir no gráfico abaixo, a redução da procura em 2020 foi ainda mais além do que a provocada pela crise com origem em 2009, ficando 3,5% abaixo do valor de 2013. No que respeita à variação mensal do consumo de energia elétrica é notória a redução a partir de abril, decorrente do confinamento imposto a grande parte das atividades económicas. Este impacto negativo é, naturalmente, consequência da estreita relação da EEM com o mercado e a economia madeirense.

**Evolução da emissão anual na RAM**

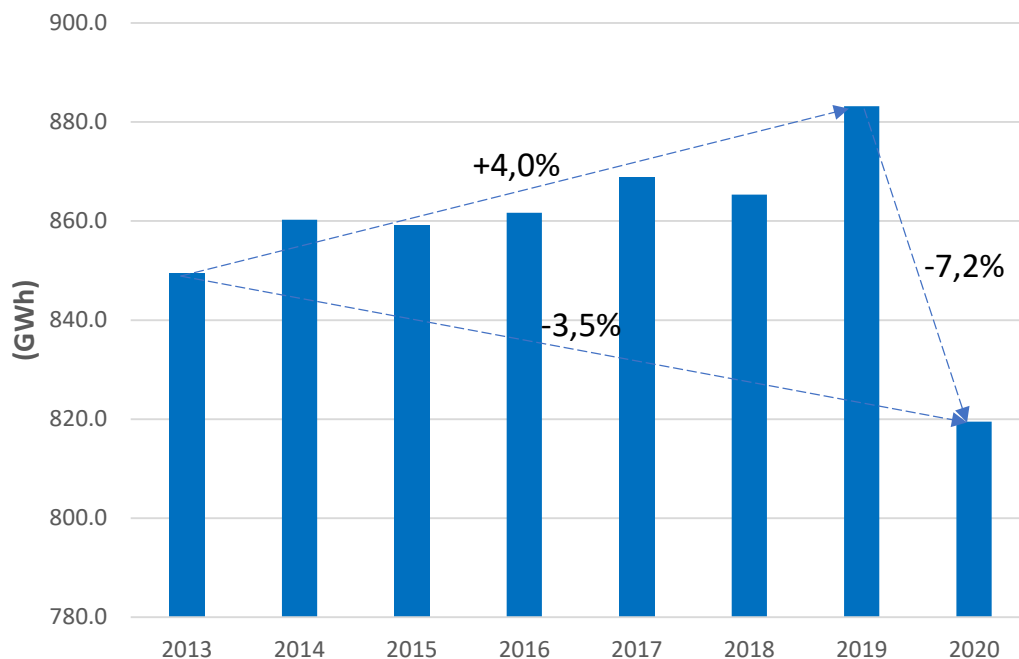


Gráfico 3 – Evolução do consumo - RAM

**Evolução da emissão mensal na RAM**

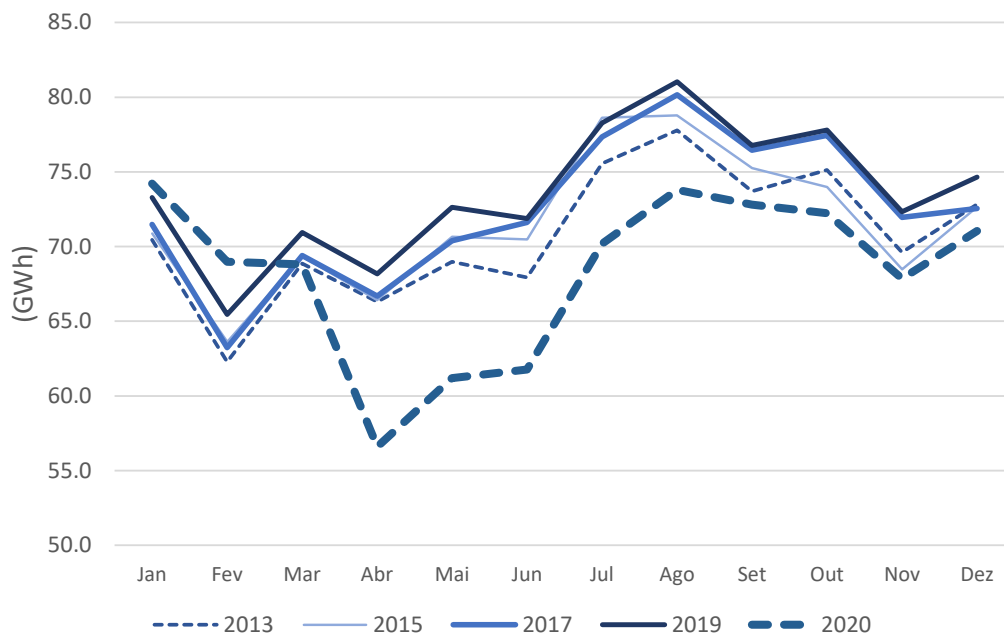


Gráfico 4 – Evolução da emissão mensal -RAM



Considerando a forte quebra na evolução da procura ocorrida em 2020, optou-se por considerar um cenário central da evolução dos consumos assente nos seguintes pressupostos:

- A procura em 2019 (antes da crise pandémica);
- A procura verificada em 2020;
- As projeções da procura em 2021, tendo em conta a evolução da procura no primeiro quadrimestre.

As projeções no cenário central sintetizam-se no quadro abaixo apresentado:

	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Madeira	2.0%	-7.1%	2.0%	3.6%	2.6%	1.0%
Porto Santo	6.0%	-7.1%	5.0%	1.5%	0.5%	1.0%

Com estas taxas de evolução da procura, na RAM, a recuperação face ao ano de 2019 ocorre apenas em 2023.

Tendo por base as atuais previsões, a satisfação da procura não será, nos próximos anos, um dos objetivos estratégicos mais exigentes, do ponto de vista das necessidades de investimento no sistema elétrico da RAM.

Apesar da contração da procura nos anos mais recentes, há necessidade de continuar a investir de modo a manter as redes em condições técnicas adequadas, de modo a garantir os níveis de qualidade de serviço regulamentar, uma vez que o tempo médio de vida dos ativos é relativamente elevado, tornando-se fundamental proceder à substituição gradual dos mesmos.

A título indicativo, assinala-se nos gráficos seguintes a idade média dos ativos AT/MT do sistema elétrico, à data atual:

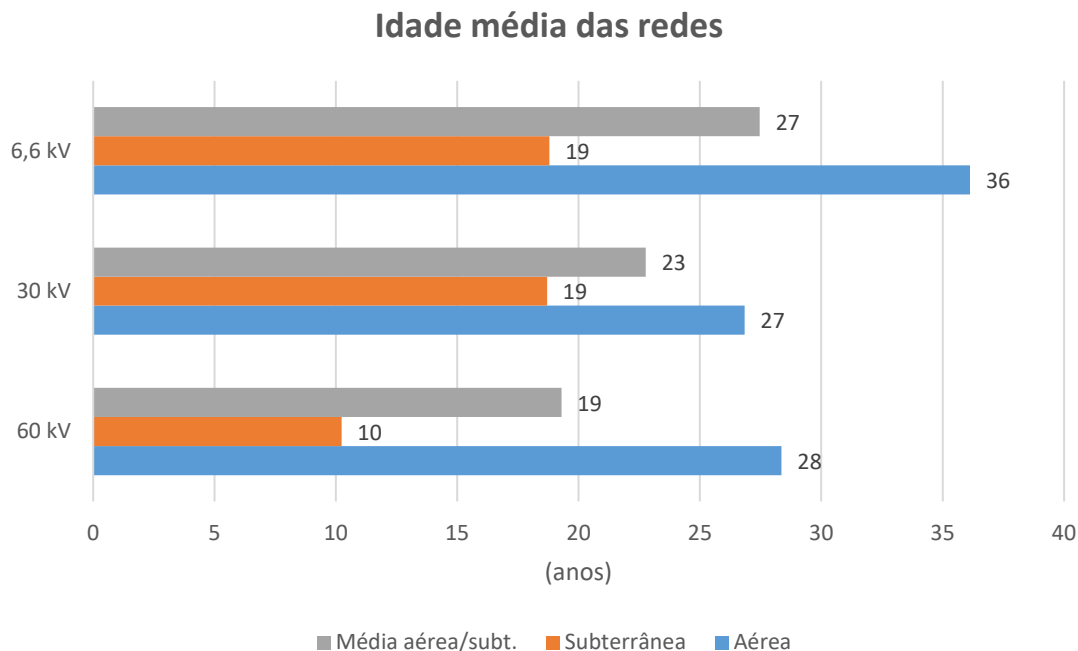


Gráfico 5 - Idade média dos principais ativos – Redes (função da extensão e ano de entrada em exploração)

Conforme se infere do gráfico anterior, a idade média das redes aéreas é superior à das redes subterrâneas, situando-se, no primeiro caso, em 36, 27 e 28 anos, ao nível de tensão de 6,6 kV, 30 kV e 60 kV, respetivamente.

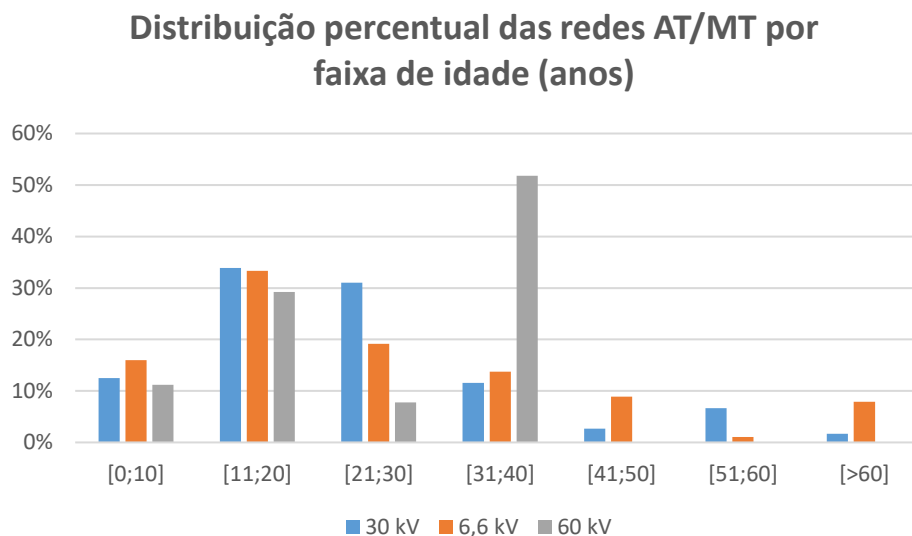


Gráfico 5 –Distribuição da idade das redes AT/MT

Analisando a distribuição da idade das redes por faixas, conclui-se (figura anterior) que 11% da rede de 30kV e 18% da rede de 6,6 kV tem mais de 40 anos, a que corresponde uma extensão de cerca de 37 km e de 225 km, respetivamente.

Por esta razão, é fundamental continuar a investir, de forma gradual e permanente, na substituição/requalificação de ativos, a par dos investimentos pontuais decorrentes da evolução das necessidades das redes.

A comprovar a forte retração dos investimentos na última década, nas diferentes áreas de atividade, regista-se um diferencial assinalável entre o investimento considerado nos planos plurianuais e o valor efetivamente realizado, particularmente entre 2011 e 2018, conforme evidenciado no gráfico seguinte:

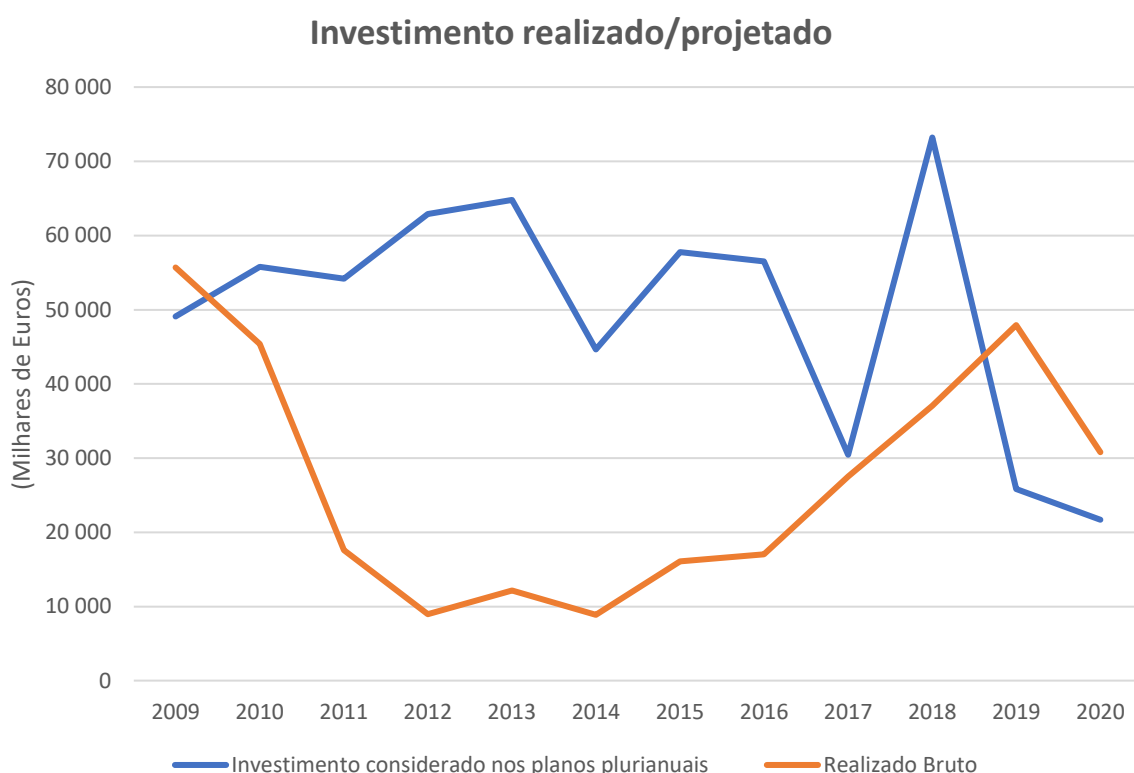


Gráfico 6 - Investimento Real/Projetado entre 2009 e 2020

Esta retração dos investimentos na última década, nas diferentes áreas de atividade, é também evidenciada no diferencial assinalável entre as amortizações e o investimento, particularmente quando comparado com o investimento líquido de subsídios, sendo que no período regulatório 2022-2024 atinge-se um maior equilíbrio, conforme ilustrado no gráfico seguinte:

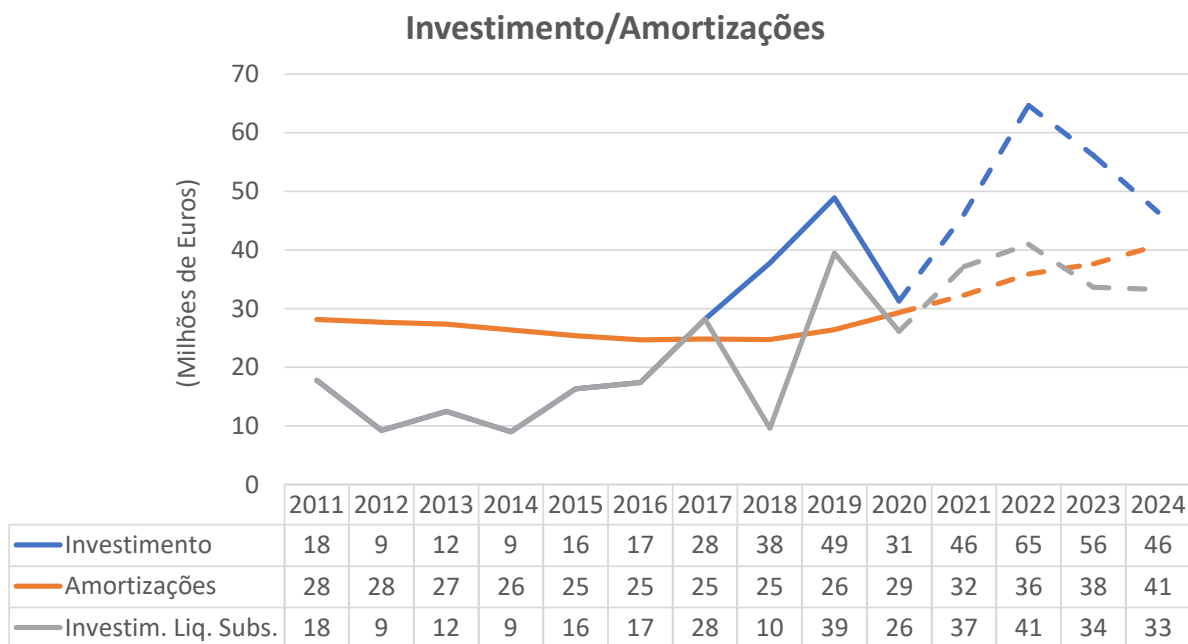


Gráfico 7 – Investimento/Amortizações no período 2011 - 2024

Por área de atividade, a evolução das amortizações e do investimento apresentou o seguinte comportamento:

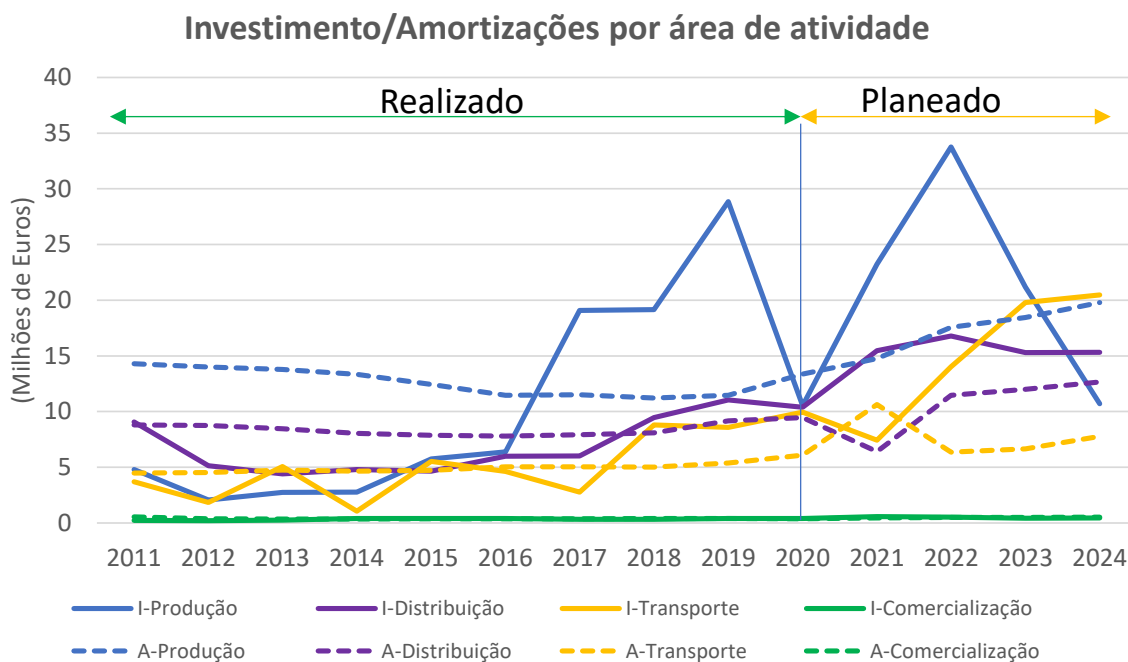


Gráfico 8 - Investimento/Amortizações por área de atividade

Na área do sistema electroprodutor, verifica-se que entre 2011 e 2016, o investimento ficou bastante aquém do valor das amortizações, invertendo-se essa tendência entre 2017 e 2021, decorrente, essencialmente da construção do sistema hidroelétrico reversível da Calheta. No período 2022-2023 o investimento supera as amortizações em virtude da implementação de um conjunto de projetos, a maior parte dos quais integrado no Plano de Recuperação e Resiliência.

No que diz respeito aos investimentos no âmbito do RARI (Rede de transporte distribuição e MT), a evolução do investimento/amortizações verificados e previstos são os assinalados no gráfico seguinte:

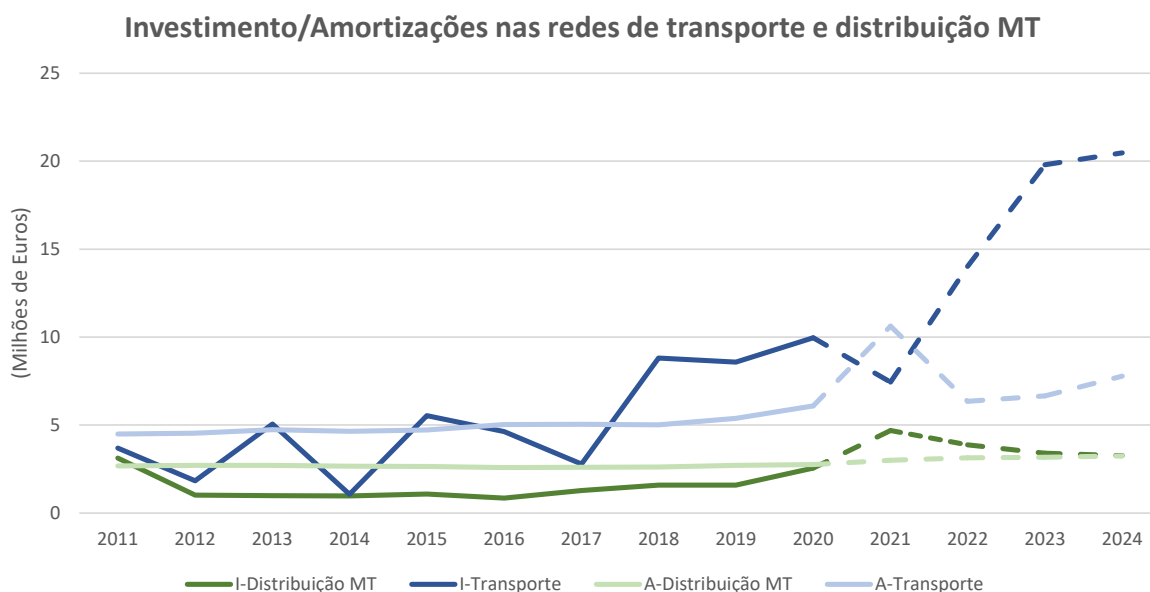


Gráfico 9 – Investimento/Amortizações nas redes de transporte e distribuição MT

Na área do transporte, o investimento esteve, em regra, abaixo do valor das amortizações, entre 2011 e 2017, invertendo-se a tendência a partir de 2018, com exceção de 2021.

Na distribuição MT, os investimentos ficaram aquém do valor das amortizações, entre 2012 e 2020, estando prevista uma inversão a partir de 2021.

Para este efeito contribuíram, na última década, de forma significativa, como aliás a EEM tem vindo a referir e a justificar nos reportings anuais que dirige à ERSE, a sucessão de factos e acontecimentos após a queda do “Lehman brothers” em 2008, os quais tornaram o ambiente económico muito depressivo, especialmente na Europa, e que obrigaram a uma intervenção direta por parte da “Troika” nos Estados Soberanos da Grécia, Irlanda, Islândia e Portugal, bem como da aplicação de fortes medidas de contingência em Estados, com outra ordem de grandeza na Europa do Sul, nomeadamente em Espanha e em Itália.

Neste ambiente extremamente adverso foi particularmente difícil para as Empresas Portuguesas, que viram o acesso ao crédito completamente vedado nos mercados internacionais (por força da atribuição de um “rating” ao nível de lixo à República Portuguesa e por inerência do “efeito de escada” o ajustamento dos ratings das Empresas). Simultaneamente os Bancos Portugueses com fortes limitações de liquidez e de exigências

de cumprimento de rácios de capital (“Core Tier I) passaram a exercer uma forte pressão sobre as Empresas no sentido reduzir a exposição bancária, tendo a Banca, de uma forma generalizada, passando a aplicar spreads bancários a níveis absolutamente inconcebíveis, atingindo e mesmo ultrapassando, no seu limiar, os níveis de remuneração definidos pela ERSE. De igual forma, as operações bancárias com o BEI - Banco Europeu de Investimentos, que vinha constituindo a única fonte de financiamento disponível no mercado, ficou “fechada”, uma vez estas operações exigiam como colateral, garantias bancárias de Bancos com ratings que a Banca Portuguesa não dispunha, sendo que a Banca Internacional não estava disposta a assumir mais risco em “Portugal”.

No caso específico da Região Autónoma da Madeira, o ano de 2011 ficou marcado pela assinatura entre o Governo Regional e o Governo da República de um programa de ajustamento específico para a Região, que determinou a aplicação de um conjunto adicional de medidas com impacto significativo na Economia regional, como sejam a adoção dos níveis de tributação em sede de IRC e IRS iguais ao Continente, o aumento da taxa normal de IVA para 22%, o aumento significativo do ISP, bem como a estrita adoção das medidas de redução remuneratória previstas para as Entidades Públicas.

Face a estas condicionantes, restou à EEM a possibilidade de executar apenas os investimentos indispensáveis.

A partir de 2015, dá-se uma retoma ligeira no investimento da EEM, a qual poderia ter sido mais acentuada, não fossem os condicionamentos externos, particularmente nos projetos de maior envergadura, nomeadamente na área da produção e do transporte, os quais ficaram sujeitos:

- a visto prévio do Tribunal de Contas;
- à reavaliação dos projetos das barragens na sequência de pareceres das entidades competentes;
- à necessidade de garantir financiamento bancário;
- à necessidade de garantir a indispensável participação de fundos comunitários.

Mais recentemente, a partir do início de 2020, juntou-se a estes aspetos a pandemia COVID-19, que condicionou, também, os investimentos a partir dessa altura.

Essencialmente, por todas estas razões não foi possível à EEM, em alguns projetos, cumprir o calendário inicialmente estabelecido, sendo que parte dos projetos acabaram remetidos para o período 2022-2024, a que se adicionam outros investimentos indispensáveis aos objetivos do planeamento.



### 3.2 – EIXOS ESTRATÉGICOS DE DESENVOLVIMENTO DO SISTEMA ELÉTRICO DA RAM

#### 3.2.1 – EIXOS ESTRATÉGICOS DE DESENVOLVIMENTO DO SISTEMA ELECTROPRODUTOR

A estratégia de desenvolvimento do sistema electroprodutor tem por base o plano de política energética regional, traduzido no Plano de Ação para a Energia Sustentável para as ilhas da Madeira e do Porto Santo, desenvolvido no âmbito do Pacto das Ilhas, ao qual a Região Autónoma da Madeira aderiu a 12 de abril de 2011, aprovado pela Resolução nº 244/2012 do Conselho do Governo da Região Autónoma da Madeira, reunido em plenário, no dia 29 de março de 2012 (publicada no JORAM, I Série – Suplemento, nº 43, de 5 de Abril de 2012).

Os principais eixos estratégicos são os seguintes:

- Garantia da segurança de abastecimento e da qualidade de serviço
- Valorização dos recursos energéticos endógenos
- Promoção da eficiência energética

Como visão para o futuro, a política energética está orientada para garantir a segurança do aprovisionamento de energia, assegurar a sustentabilidade económica e ambiental do sector e a qualidade dos serviços energéticos, contribuir para a criação de emprego, aportar valor acrescentado regional e promover a competitividade da economia regional.

No que ao setor elétrico diz respeito, os objetivos e metas para as ilhas da Madeira e Porto Santo são muito semelhantes, podendo sintetizar-se no quadro seguinte:

Tabela 14 – Objetivos, metas e resultados esperados

Objetivos	Metas	Resultados esperados
1. Melhorar a segurança de aprovisionamento de energia.	Aumentar em 20% o número de dias de autonomia de armazenamento de energia primária em relação a 2005.	>20%
2. Reduzir a dependência do exterior.	Aumentar para 20% a participação dos recursos energéticos renováveis na procura de energia primária.	20%
	<b>Aumentar para 50% a participação dos recursos energéticos renováveis na produção de eletricidade.</b>	<b>50%</b>
3. Reduzir a intensidade energética no Produto Interno Bruto.	Reduzir em 20% a intensidade energética no Produto Interno Bruto (energia primária/Produto Interno Bruto) em relação a 2005.	>20%
4. Reduzir as emissões de dióxido de carbono.	Reduzir em 20% as emissões de CO2 em relação a 2005.	23%

Os objetivos, metas e resultados esperados tinham como referência o ano de 2020, estimando-se um ligeiro atraso para a concretização dos mesmos, sendo expectável uma

gradual aproximação às metas definidas com a concretização do plano de investimentos definido para o próximo triénio de regulação.

Encontra-se em fase de elaboração o Plano de Ação para a Energia Sustentável e Clima da RAM (PAESC-RAM), que tem como meta a neutralidade carbónica em 2050, estando ainda em fase de análise as metas a atingir até 2030, que seguramente serão mais ambiciosas que as consideradas para 2020.

No que tange às principais ações no âmbito do sistema electroprodutor assumem um papel destacado os sistemas hidroelétricos reversíveis, a instalação de sistemas de baterias e o reforço da inércia natural do sistema elétrico, criando condições à operação segura do sistema elétrico sem combustíveis fósseis, permitindo o reforço da capacidade instalada em fontes de energia renovável. Nesta configuração a regulação primária de frequência é assegurada pelos sistemas de baterias, complementada com as centrais hidroelétricas. As centrais hidroelétricas assegurarão, também, um papel relevante na regulação secundária de frequência, de modo a otimizar a vida útil das centrais de baterias.

### 3.2.2 – EIXOS ESTRATÉGICOS DE DESENVOLVIMENTO DA REDE

O planeamento do sistema electroprodutor e das redes visa assegurar a existência de capacidade para a receção e entrega de eletricidade, com níveis adequados de segurança e qualidade de serviço, satisfazendo as exigências regulamentares de variação de frequência e tensão e as restrições técnicas de capacidade dos materiais e equipamentos, procurando, simultaneamente, o aumento da eficiência de ambos.

Na elaboração do Plano de desenvolvimento e investimentos foram considerados os seguintes eixos estratégicos:

- Segurança de Abastecimento;
- Qualidade de Serviço Técnica;
- Eficiência da Rede;
- Eficiência Operacional.

No eixo Segurança de Abastecimento, o plano deve assegurar o abastecimento de todos os clientes de acordo com os padrões de segurança regulamentares, devendo ter em conta a previsão de evolução dos consumos, bem como das potências de ponta. Para este eixo, contribuem quase todas as áreas de atuação, sendo que os investimentos referentes aos eixos da Qualidade de Serviço Técnica e Eficiência da Rede reduzem os investimentos neste eixo.

Os objetivos para a qualidade de serviço técnica visam satisfazer as exigências do Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS). Os indicadores de referência da qualidade de serviço técnica ao nível da média tensão são: TIEPI (min); SAIFI (Int./PdE); SAIDI (min./PdE); END (MWh).

Para a melhoria da eficiência da rede, contribui a instalação de novos feeders e a remodelação de troços com maior carga, além da substituição de ativos degradados e em fim de vida útil.

Ao nível da eficiência operacional, os sistemas de automação, monitorização e telecomando constituem-se como fundamentais a uma melhor utilização dos recursos, bem como à melhoria da qualidade de serviço. Neste âmbito, é de assinalar o esforço de monitorização e telecomando de PT's, contemplado no Plano de Recuperação e Resiliência, num montante anual de 1 milhão de Euros.

### **Segurança de abastecimento**

Neste eixo estratégico, assegura-se a receção e entrega de energia elétrica de acordo com os padrões de segurança e regulamentares, nos diferentes níveis de tensão, tendo em conta as diferentes solicitações à rede, tanto de consumidores como de produtores.

Para o dimensionamento da capacidade dos diversos componentes da rede é determinante a previsão das potências de ponta de cada ponto de entrega, incorporando a sinalização de crescimento de consumo localizado, de forma a adequar os níveis de utilização das instalações e equipamentos.

Face às pequenas taxas de evolução dos consumos consideradas, admite-se que o cenário de investimento é muito pouco afetado pelos diferentes cenários de consumo considerados. A título indicativo, o cenário considerado apresenta um crescimento médio anual de 0,3% e de 0,1%, no período 2019 e 2024, para as ilhas da Madeira e do Porto Santo, respetivamente. A referência a 2019 deve-se ao facto de se tratar do ano imediatamente antes do impacte da pandemia COVID-19.

Os investimentos que mais contribuem para este eixo, são os associados à renovação/remodelação de ativos degradados e à evolução do sistema electroprodutor, implicando o reforço da rede de transporte e a adaptação de instalações associadas.

### **Qualidade de serviço técnica**

A evolução dos indicadores da qualidade de serviço nos últimos 10 anos registou os seguintes valores:

Tabela 15 - Indicadores gerais de qualidade de serviço – Rede de transporte

<b>RAM</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>
ENF(MWh)	136.54	111.62	60.48	12.66	5.33	29.76	2.22	4.84	3.85	7.83
TIE(min)	77.73	65.81	37.42	7.74	3.26	18.20	1.35	2.94	2.29	5.04
SAIFI(nº)	2.81	1.49	1.34	0.79	0.34	0.74	0.23	0.21	0.45	0.68
SAIDI(min)	106.53	69.72	69.57	20.25	11.83	25.40	2.94	2.74	5.60	8.21
SARI(min)	37.89	46.76	51.90	25.73	34.76	34.11	12.58	12.87	12.52	12.06
MAIFI(Nº)				0.15	0.09	0.13	0.00	0.13	0.13	0.13

Tabela 16 - Indicadores gerais de qualidade de serviço – Rede MT

<b>Madeira</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>
END(MWh)	250.36	183.27	179.64	114.82	61.30	177.67	64.31	95.70	59.53	70.37
TIEPI(min)	146.35	100.22	115.89	69.38	38.76	103.48	37.98	55.06	34.16	45.51
SAIFI(nº)	3.53	2.27	2.25	1.51	1.28	1.54	1.20	1.19	0.87	1.82
SAIDI(min)	193.77	124.04	144.51	93.59	52.67	150.22	55.02	85.76	54.47	53.22

<b>Porto Santo</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>
END(MWh)	2.46	1.26	4.40	1.71	10.24	1.27	2.04	4.46	16.65	3.26
TIEPI(min)	42.29	22.52	92.21	27.64	166.00	23.98	32.88	66.04	246.03	54.35
SAIFI(nº)	2.25	0.96	2.50	1.46	4.78	0.93	1.34	2.16	6.77	2.75
SAIDI(min)	42.31	22.14	85.57	56.73	180.59	25.02	38.83	68.08	314.05	76.00

<b>RAM</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>
END(MWh)	251.63	181.89	184.87	116.53	71.54	178.94	66.35	100.16	76.17	73.63
TIEPI(min)	141.46	96.57	114.67	67.50	44.06	100.22	37.77	55.51	43.63	45.86
SAIFI(nº)	3.66	2.21	2.27	1.51	1.46	1.51	1.20	1.24	1.18	1.87
SAIDI(min)	186.49	118.56	141.44	91.74	59.10	143.88	54.20	84.83	68.09	54.43

A evolução recente dos indicadores gerais MT, por zona de qualidade de serviço e por ilha, são os seguintes:

Tabela 17 - Indicadores gerais de qualidade de serviço – Rede MT, por ZQS e ilha

<b>Madeira - Indicadores gerais MT</b>									<b>Porto Santo - Indicadores gerais MT</b>							
Indicador	ZQS	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	
TIEPI(min)	A	13.48	21.23	12.42	7.95	9.18	12.70	28.91								
	B	20.95	16.33	35.51	27.41	12.49	19.74	40.88	18.11	157.89	13.58	17.66	57.78	187.95	41.68	
	C	130.89	61.14	199.40	64.40	105.52	58.07	59.15	48.28	185.25	50.18	70.63	86.37	390.57	85.38	
SAIFI(nº)	A	0.23	0.47	0.41	0.15	0.20	0.24	0.40								
	B	0.76	0.75	0.78	0.57	0.51	0.22	1.41	1.35	4.87	0.88	1.10	1.77	5.11	2.46	
	C	2.19	1.72	2.16	1.75	1.74	1.28	1.82	1.59	4.65	1.00	1.67	2.70	9.07	3.15	
SAIDI(min)	A	9.89	20.84	12.59	8.30	10.65	14.99	26.55								
	B	23.32	17.18	38.23	20.38	15.03	28.43	37.55	18.69	165.55	10.80	17.72	40.27	224.63	40.53	
	C	143.31	74.09	231.39	81.70	131.96	75.93	66.99	109.34	203.31	45.64	69.12	108.46	437.59	125.83	

Da análise aos indicadores gerais de qualidade de serviço, infere-se uma significativa assimetria entre as zonas A e C.

Conforme se pode inferir no quadro seguinte, a extensão de requalificação/acréscimo de redes AT/MT planeados para o período 2022-2024 é, em média, inferior à extensão dos ativos com mais de 40 anos.

Tabela 18 – Extensão da rede AT/MT, vida dos ativos e ativos a intervencionar/realizar (km), entre 2022 e 2024

<b>Descrição</b>	<b>60 kV</b>	<b>30 kV</b>	<b>6,6 kV</b>	<b>Soma</b>
Extensão de rede da RAM	102	334	1261	1595
Ext. ativos com idade > 40 anos	0	39	227	266
Ext. ativos com idade > 30 anos	54	78	401	480
<b>Ext. de ativos a intervencionar/realizar</b>	<b>56</b>	<b>59</b>	<b>135</b>	<b>194</b>

Assim, os investimentos considerados no plano decorrem essencialmente da substituição de ativos degradados, embora haja um conjunto importante de investimentos que decorre da alteração do nível de tensão de 30 para 60 kV, sobretudo ao nível das subestações, aproveitando linhas aéreas concebidas e instalados para operarem a 60 kV, apesar de numa fase inicial serem operadas a 30 kV.

A evolução do SAIDI nos últimos anos tem sido favorável, devido à menor ocorrência de intempéries relevantes, influenciada por poucos incidentes com origem no sistema electroprodutor, que ao contrário do território continental também é contabilizado nos indicadores gerais.

Neste âmbito, assume-se como pressuposto a manutenção do SAIDI-MT na RAM, no período 2022-2024, mantém os valores do ano de 2020, isto é, 128 minutos, para um nível de confiança de 95%, conforme indicado no gráfico seguinte:

Não obstante, tendo em consideração a ocorrência de dois incidentes de grande impacte na ilha da Madeira, no primeiro trimestre de 2021, os indicadores gerais serão muito afetados neste ano, sendo a estimativa a refletida no mesmo gráfico.

Evolução do SAIDI MT - RAM: Real e projetado

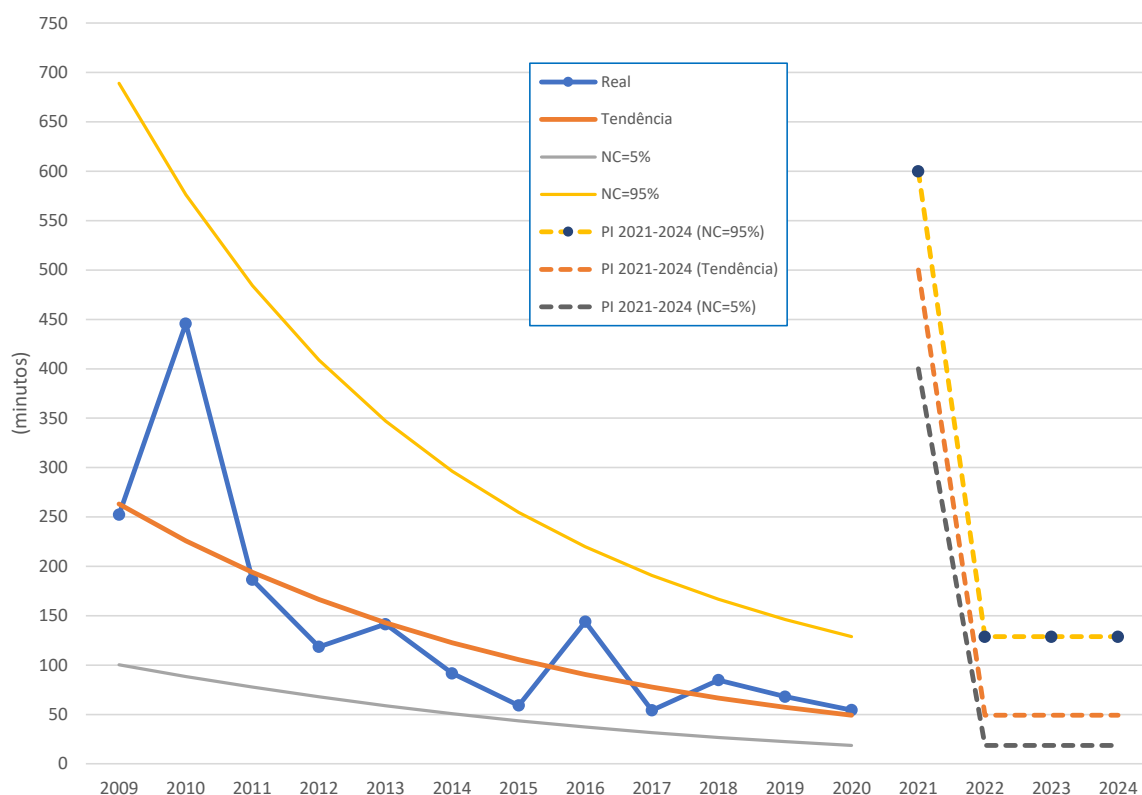


Gráfico 10 – Evolução do SAIDI, real e projetado - RAM

Para a melhoria da qualidade de serviço técnica, destacam-se os seguintes tipos de investimento:

- Renovação/remodelação de ativos degradados;
- Garantia N-1, particularmente nas zonas de qualidade de serviço A e B, nos feeders com capacidade de reconfiguração;
- Monitorização e telecomando da rede MT;
- Automação de Subestações e Modernização de Sistemas de Proteção, Comando e Controlo.

**Eficiência da Rede**

A análise interna à caracterização das perdas técnicas na rede AT/MT, obtidas por simulação através da ferramenta DPLAN, evidencia uma melhoria gradual, até 2020.

No gráfico seguinte, apresenta-se os dados históricos de 2005 a 2020, assinalando-se a taxa de perdas relativamente à energia emitida para a rede e, também, relativamente às vendas a clientes. As perdas técnicas indicadas foram obtidas por simulação conforme indicado no documento “Fatores de Ajustamento para Perdas”, elaborado anualmente. O facto de as perdas técnicas serem obtidas por simulação, advém do facto de a contagem

nos postos de transformação MT/BT se realizar no lado BT dos transformadores, não sendo possível, por esse motivo, obter a medição direta das perdas de distribuição MT.

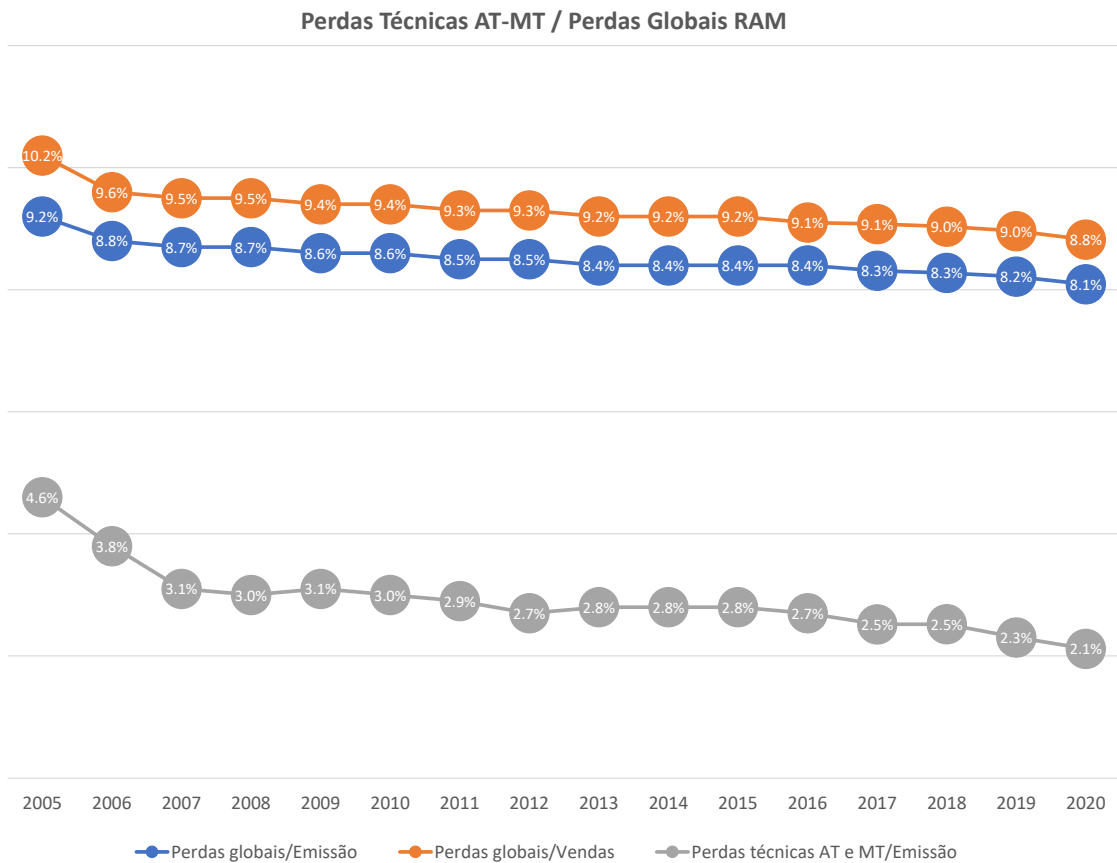


Gráfico 11 – Evolução das perdas técnicas AT-MT e das perdas globais

Os investimentos de renovação/remodelação de ativos degradados, a par de outros novos, são os que mais contribuem para a melhoria das perdas técnicas na rede. Por outro lado, o aumento do consumo e a produção distribuída mais distante dos principais centros de consumo, tende a piorar as perdas técnicas. Nas simulações realizadas, constata-se um acréscimo das perdas técnicas AT/MT de 2,1% para 2,5%, de 2020 para 2024, decorrente quer da evolução dos consumos quer dos trânsitos de energia associados à produção distribuída.

### **Eficiência Operacional**

Os investimentos que visam melhorar a eficiência operacional recaem sobre duas categorias: investimentos destinados a garantir a renovação de ativos em fim de vida útil e investimentos destinados a melhorar o nível de automação da rede.



### 3.3 - CENÁRIOS DE EVOLUÇÃO DA PROCURA

Os cenários de evolução da procura para efeitos da elaboração do Plano do período 2018-2020, tiveram por base um estudo realizado em 2015/2016 (INESC-Porto), para o horizonte temporal 2015-2030, utilizando o Modelo RESERVAS, o qual serviu de suporte à elaboração do Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento (RMSA-RAM 2015).

Entre outros resultados, o Modelo RESERVAS produz estimativas dos tradicionais índices de fiabilidade da Reserva Estática e da Reserva Operacional, tais como LOLE (Loss of Load Expectation), EENS (Expected Energy Not Supplied) e LOLF (Loss of Load Frequency), que quantificam numericamente a adequação dos sistemas electroprodutores em termos da reserva estática ou de cobertura e da reserva operacional para um dado horizonte temporal em análise. O Modelo RESERVAS permite ainda obter outros índices como, por exemplo, o Índice Probabilístico de Cobertura da Ponta, ICP.

Os estudos de suporte ao RMSA-RAM 2015 consideraram os valores reais da procura até ao ano de 2014, projetando os anos 2015 a 2030, com base em cinco cenários de evolução, nomeadamente:

- a) Cenário Base - CBase;
- b) Cenário de Sensibilidade à Procura - CSProc;
- c) Cenário de Consumos Inferiores - CCIInf;
- d) Cenário de Sensibilidade à Produção - CSProd;
- e) Cenário de Rutura - CRut.

Até 2024 as projeções tiveram como pressuposto um crescimento de cerca de 0,5%, 1,5% e 3,1%, nos cenários de consumo inferior, base e de sensibilidade à evolução da procura.

Com a crise pandémica, com início no último ano, o quadro macroeconómico alterou-se significativamente, sendo que em abril último as estimativas de evolução do PIB a nível nacional e europeu, por diferentes entidades, eram as seguintes:

Tabela 19 – Cenários de evolução do PIB

Portugal - Real GDP growth (Annual percent change)							
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
IMF by Reuters	(7.59%)	3.90%	4.80%	2.50%	2.30%	1.80%	1.70%
ECB	(7.60%)	3.90%	5.20%	2.40%	N/A	N/A	N/A
The Economist	(8.20%)	4.30%	4.00%	2.40%	2.80%	2.00%	N/A
<b>Average (%)</b>	<b>(7.80%)</b>	<b>4.03%</b>	<b>4.67%</b>	<b>2.43%</b>	<b>2.55%</b>	<b>1.90%</b>	<b>1.70%</b>

European Union - Real GDP growth (Annual percent change)

## PDIRTD-RAM 2022-2024

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
IMF by Reuters	(6.12%)	4.36%	3.94%	2.27%	1.91%	1.65%	1.57%
ECB	(6.90%)	4.00%	4.10%	2.10%	N/A	N/A	N/A
The Economist	(7.00%)	4.20%	4.00%	2.40%	1.90%	1.70%	N/A
<b>Average (%)</b>	<b>(6.67%)</b>	<b>4.19%</b>	<b>4.01%</b>	<b>2.26%</b>	<b>1.90%</b>	<b>1.67%</b>	<b>1.57%</b>

Com estas estimativas, apenas em 2022/2023 será possível atingir o PIB equivalente a 2019, sendo que no se refere à procura de eletricidade essa meta deverá ser atingida um pouco mais tarde, uma vez que a intensidade energética tem vindo a reduzir-se progressivamente.

Tendo em consideração a evolução recente da procura e a as projeções do PIB a nível nacional, que se assume serem semelhantes na RAM, considerou-se 3 cenários de evolução da procura: Cenário base, cenário baixo e cenário superior. Como cenário superior admitiu-se o acréscimo de 1% à taxa de evolução no cenário base, enquanto no cenário inferior considerou-se -1% e -0,5% nas ilhas da Madeira e do Porto Santo, respetivamente. Para efeitos indicativos, apresenta-se a taxa de evolução da procura, aquando da realização do RMSA.

Tabela 20 – Cenários de evolução da procura: Madeira e Porto Santo

Cenários de evolução da Procura - Madeira					Cenários de evolução da Procura - Madeira				
	Ano	Clnf	Real/Cbase	Csup		Ano	Clnf	Cbase	CSProc
PDIRTD-RAM	2017		<b>0.7%</b>		RMSA-RAM	2017	0.3%	1.3%	2.8%
	2018		<b>-0.3%</b>			2018	0.5%	1.5%	3.0%
	2019		<b>2.0%</b>			2019	0.5%	1.5%	3.1%
	2020		<b>-7.1%</b>			2020	0.5%	1.5%	3.1%
	2021	1.0%	2.0%	3.0%		2021	0.5%	1.5%	3.1%
	2022	2.6%	3.6%	4.6%		2022	0.5%	1.5%	3.1%
	2023	1.6%	2.6%	3.6%		2023	0.5%	1.5%	3.2%
	2024	0.0%	1.0%	2.0%		2024	0.5%	1.5%	3.2%

Cenários de evolução da Procura - Porto Santo					Cenários de evolução da Procura - Porto Santo				
	Ano	Clnf	Real/Cbase	Csup		Ano	Clnf	Cbase	CSProc
PDIRTD-RAM	2017		<b>2.8%</b>		RMSA-RAM	2017	0.3%	1.3%	2.8%
	2018		<b>-0.8%</b>			2018	0.5%	1.5%	3.0%
	2019		<b>6.0%</b>			2019	0.5%	1.5%	3.1%
	2020		<b>-7.1%</b>			2020	0.5%	1.5%	3.1%
	2021	4.5%	5.0%	6.0%		2021	0.5%	1.5%	3.1%
	2022	1.0%	1.5%	2.5%		2022	0.5%	1.5%	3.2%
	2023	0.0%	0.5%	1.5%		2023	0.5%	1.5%	3.2%
	2024	0.5%	1.0%	2.0%		2024	0.5%	1.5%	3.2%

Considerando a evolução da procura referida à emissão para a rede, a sua representação gráfica é a indicada nos gráficos seguintes.

**Evolução real da emissão e cenários - Ilha da Madeira**

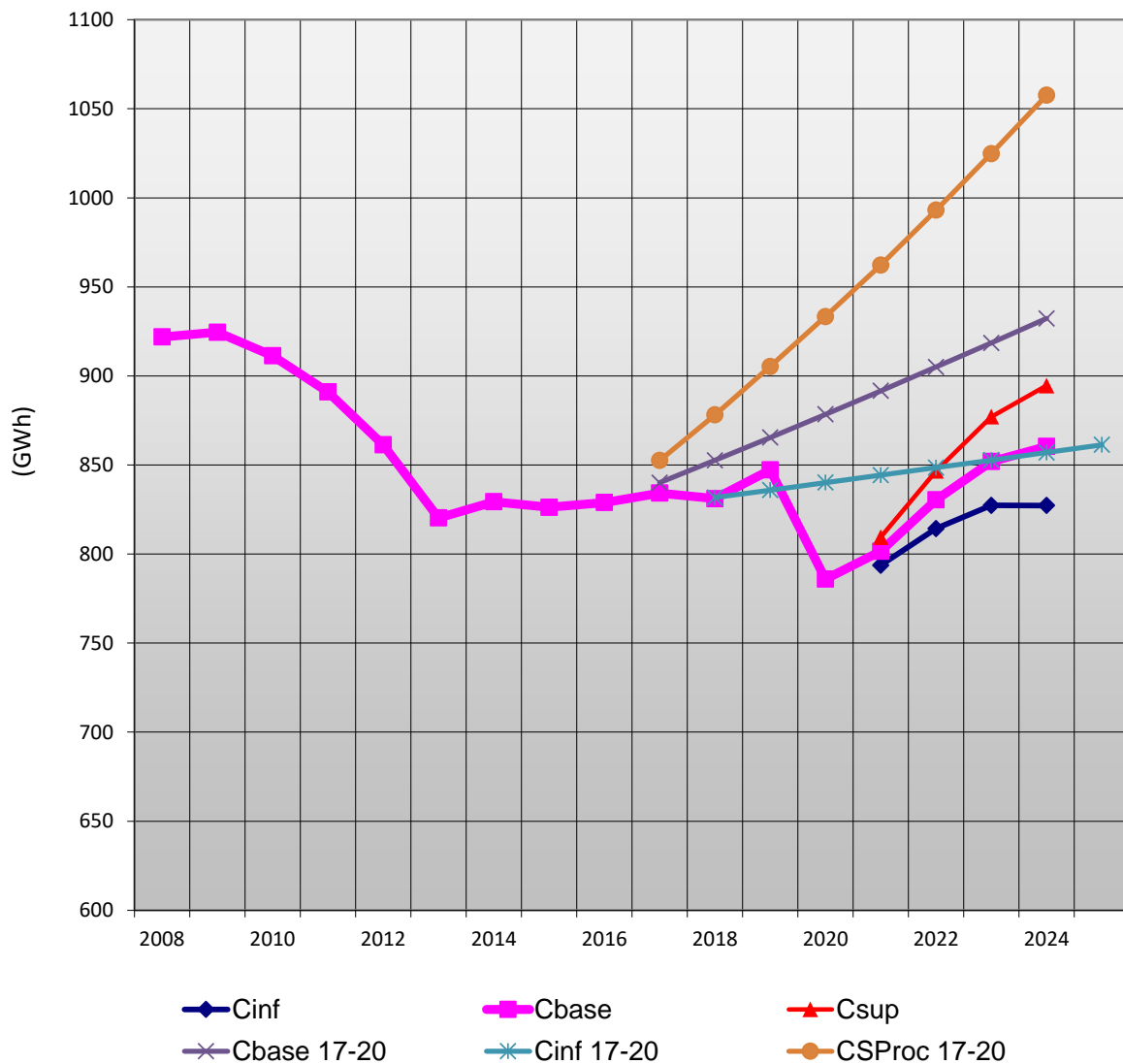


Gráfico 12 – Cenários de evolução da emissão - Madeira

*Cbase: Projeções da evolução do consumo com as taxas do cenário base, com dados reais até 2020*

Conforme se pode constatar no gráfico, o cenário base considerado no PDIRTDRAM corresponde, em 2024, sensivelmente ao valor da do cenário mínimo considerado no estudo do RMSA.

Num exercício semelhante para a ilha do Porto Santo, verifica-se que o cenário base considerado no PDIRTDRAM corresponde, em 2024, se situa entre o cenário mínimo e o cenário base do RMSA, conforme representado na figura seguinte.

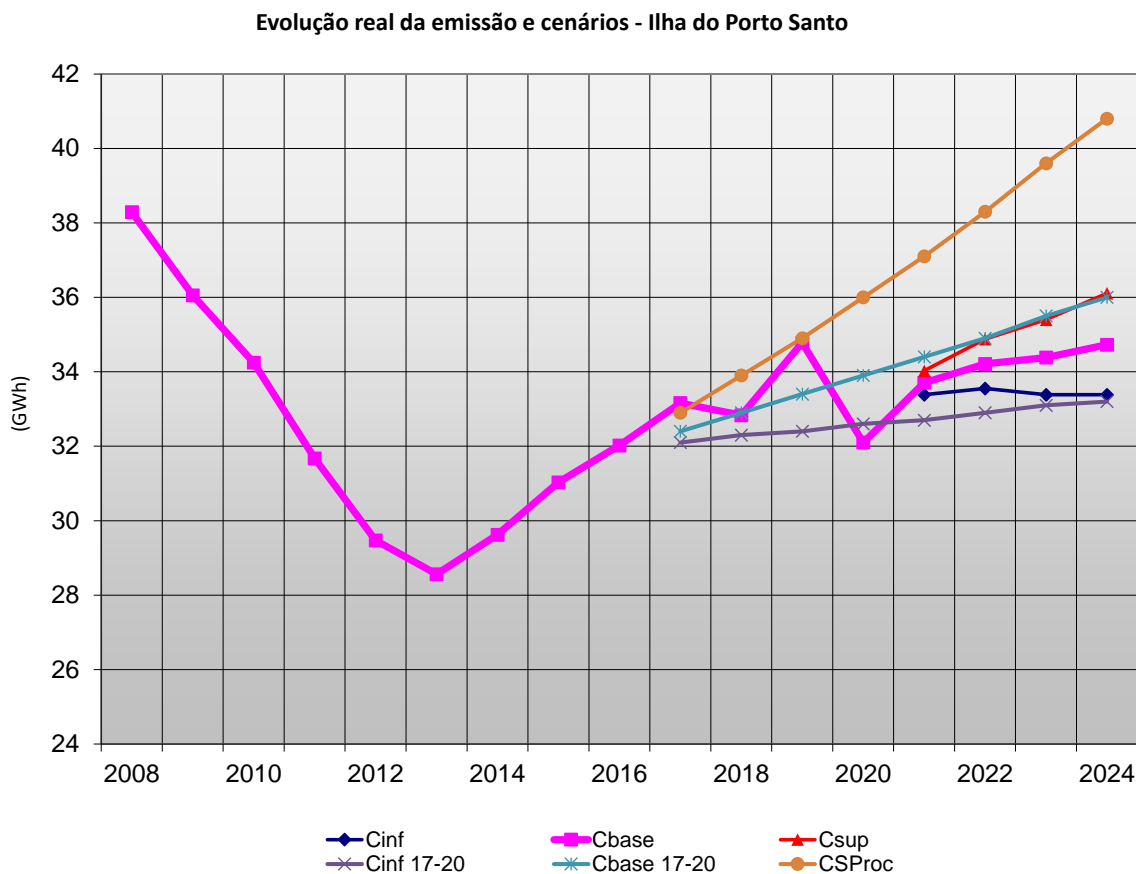


Gráfico 13 – Consumos e cenários de evolução – Porto Santo

*Cbase: Projeções da evolução do consumo com as taxas do cenário base, com dados reais até 2020*

Assim, para o período 2021-2024 e para efeitos de balanço energético, optou-se por considerar os valores reais até 2020 e as taxas de evolução da procura correspondentes ao cenário base, isto é:

Ilha da Madeira: 2,0%, 3,6%, 2,6% e 1%, para os anos de 2021 a 2024, respetivamente.

Ilha do Porto Santo: 5,0%, 1,5%, 0,5% e 1,0%, para os anos de 2021 a 2024, respetivamente.

### 3.4 - ADEQUAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO DA RAM (SEPM) À PROCURA

A previsão de cargas a alimentar pelo SEPM para efeitos de simulação e adequação da rede, foi elaborada para condições de carga máxima e de carga mínima e ainda para situações de carga intermédia, tendo em conta o registo histórico dos últimos anos.

Além da ponta síncrona de carga, há que ter em consideração a ponta previsível de cada ponto de entrega da rede que, naturalmente, variará em cada época do ano.

Por outro lado, as disponibilidades efetivas de potência do sistema electroprodutor dependem muito da época do ano e dos recursos renováveis disponíveis.

Assim, na adequação do sistema elétrico deve considerar-se as necessidades específicas do sistema electroprodutor e a necessidade de satisfação dos consumos em cada ponto de entrega.

#### ILHA DA MADEIRA

A emissão mensal nos últimos 5 anos, na ilha da Madeira, demonstra que os consumos mensais seguem, regra geral, o perfil típico, atingindo o máximo em agosto, embora, nos últimos anos, venha evidenciando uma redução importante no mês de dezembro.

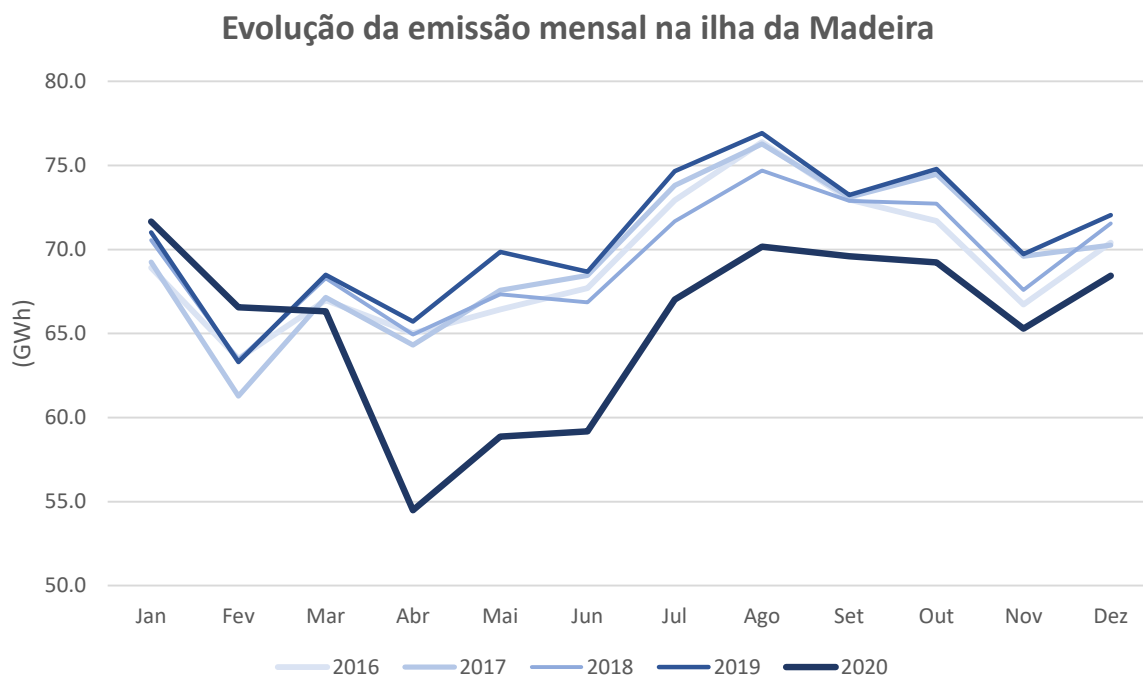


Gráfico 14 – Evolução da emissão mensal na ilha da Madeira

Neste gráfico fica evidente o impacto da pandemia COVID 19, na emissão de energia, a partir do março de 2020.

O perfil de diagrama de cargas típico por estação do ano evidencia diferenças relevantes. Os diagramas de carga da primavera e outono apresentam perfis muito semelhantes, sendo as maiores diferenças no verão e no inverno. A ponta máxima ocorre no inverno, tendo uma duração de poucas horas. No verão, e apesar da potência de ponta ser mais baixa, esta mantém-se no período entre as 10h00 e as 21h00. Os gráficos seguintes traduzem diagramas de carga característicos do ano 2020.

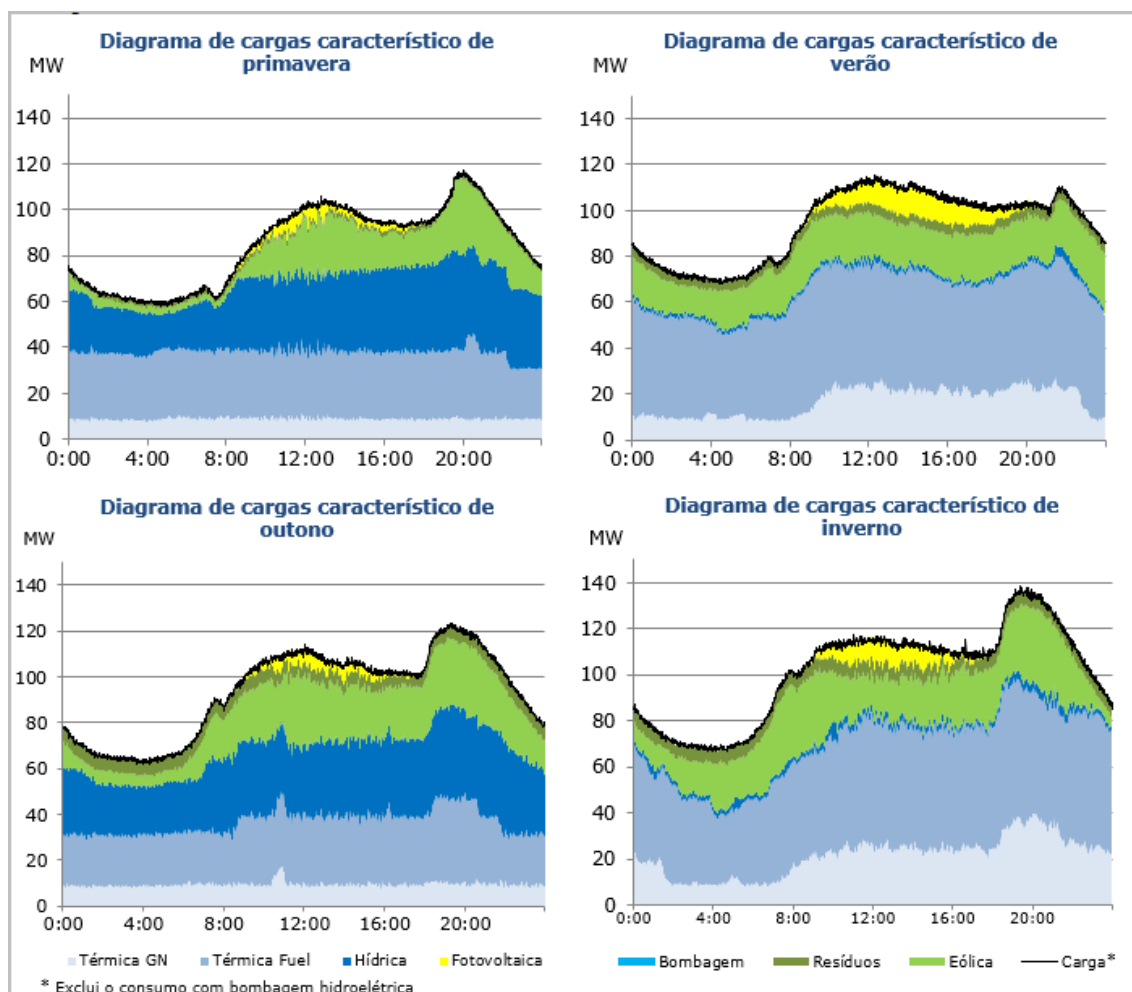


Gráfico 15 – Diagrama de cargas característicos por estação do ano - Madeira

Estando a evolução das pontas associadas à evolução da procura e indiretamente da emissão de energia, importa antecipar a evolução desta. Para a ilha da Madeira, as projeções dos diferentes cenários considerados são as seguintes:

**Evolução real da emissão e cenários - Ilha da Madeira**

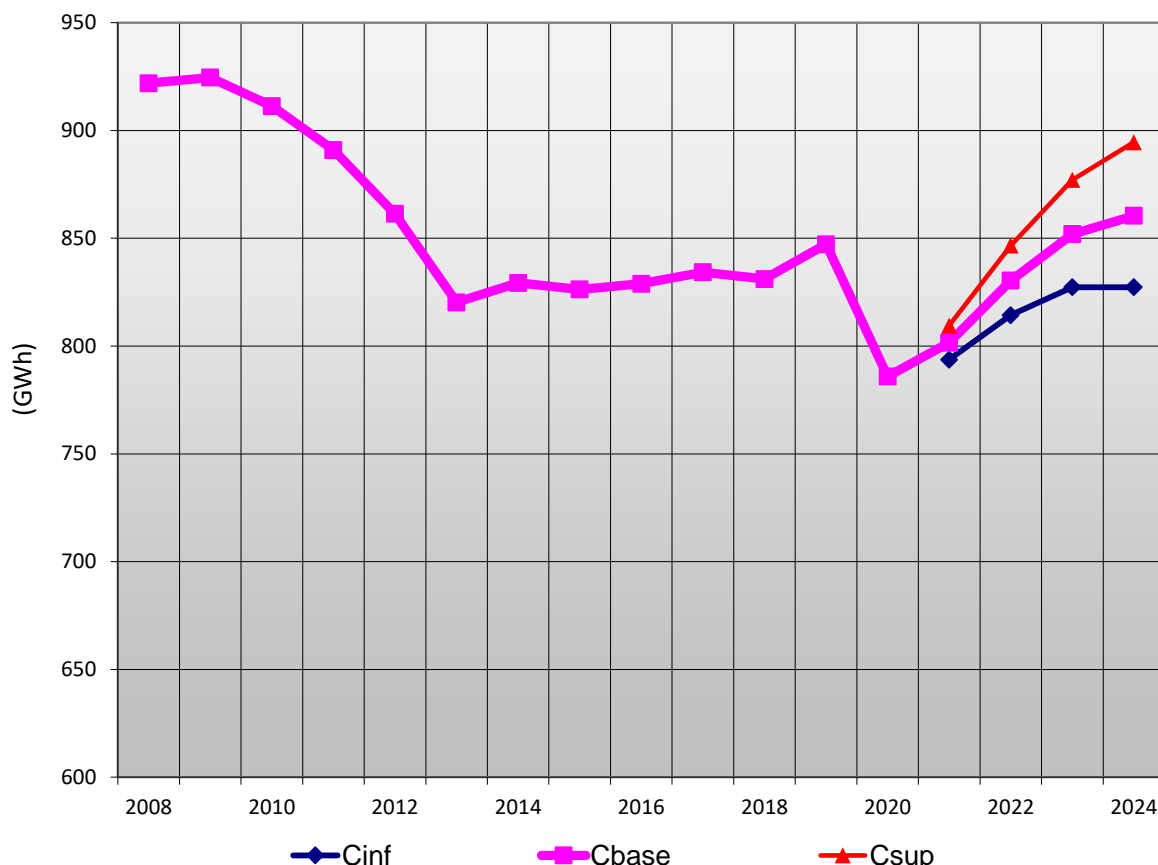


Gráfico 16 – Evolução real e projetada da emissão - Madeira

Para a previsão das pontas síncronas considerou-se, face ao histórico, que as estas evoluem à mesma taxa dos consumos. Face à grande variação da disponibilidade de recursos renováveis entre os períodos húmidos e não húmidos, analisa-se a evolução das pontas de verão e de inverno, em separado. De facto, apesar da ponta máxima na ilha da Madeira ocorrer no inverno, normalmente em dezembro, o saldo de potência disponível do sistema electroprodutor poderá ser mais crítico no período de verão.



### Cenários de evolução das pontas e vazios - Inverno

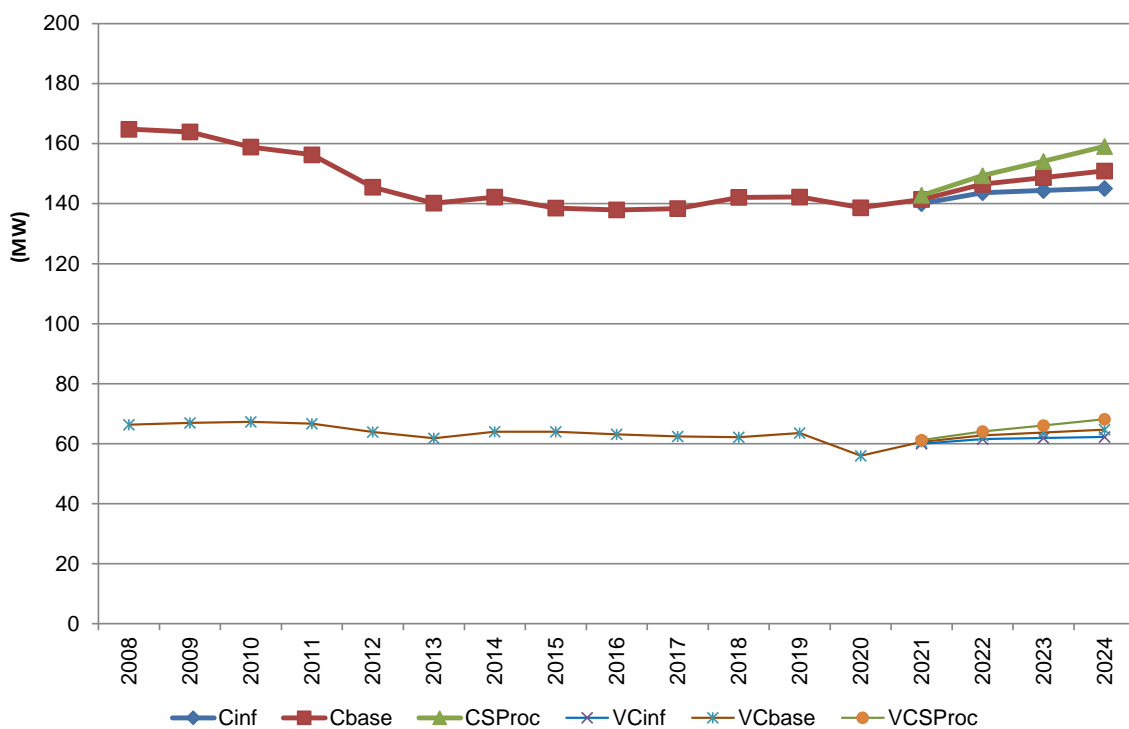


Gráfico 17 – Cenários de evolução das pontas e vazios no inverno - Madeira

### Cenários de evolução das pontas e vazios - Verão

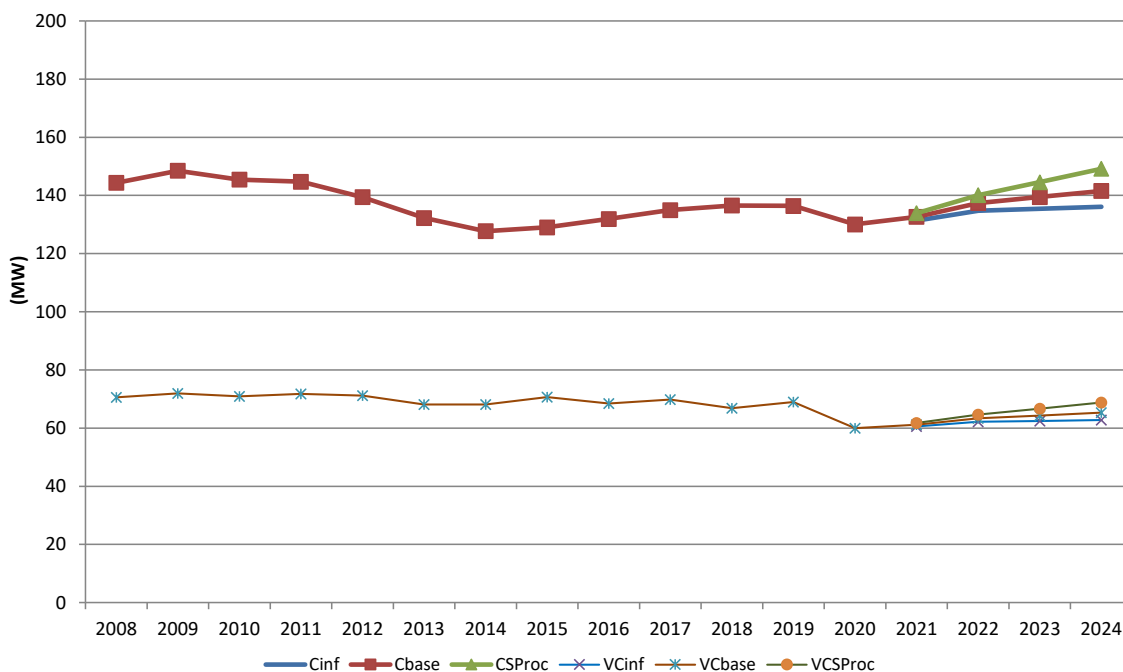


Gráfico 18 - Cenários de evolução das pontas e vazios no verão - Madeira

A produção por origem e por hora em 2020, na ilha da Madeira apresenta-se nos gráficos seguintes:

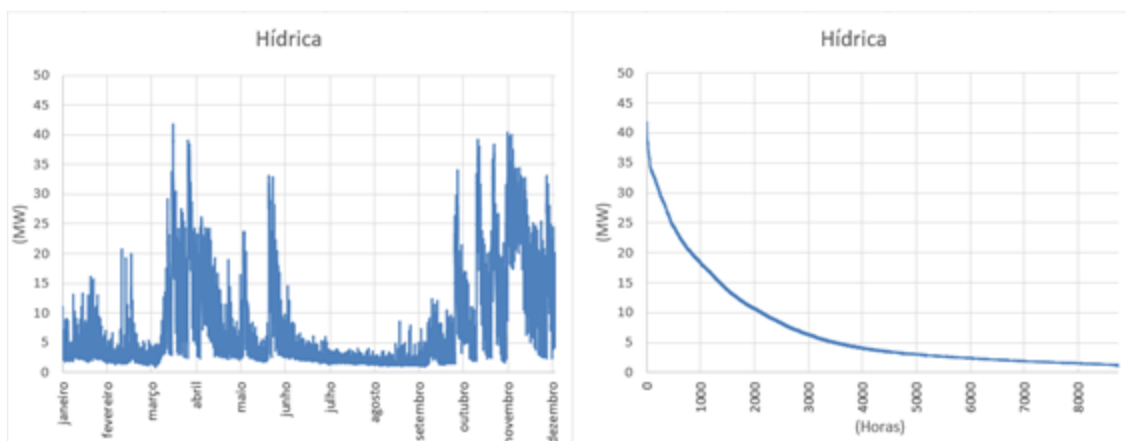


Gráfico 19 – Evolução horária da produção hídrica em 2020 - Madeira

Constata-se que a contribuição das centrais hídricas para produção de energia nos meses de verão é bastante reduzida, por falta de recurso primário. Por esta razão o saldo de potência garantida poderá ser inferior nesta época.

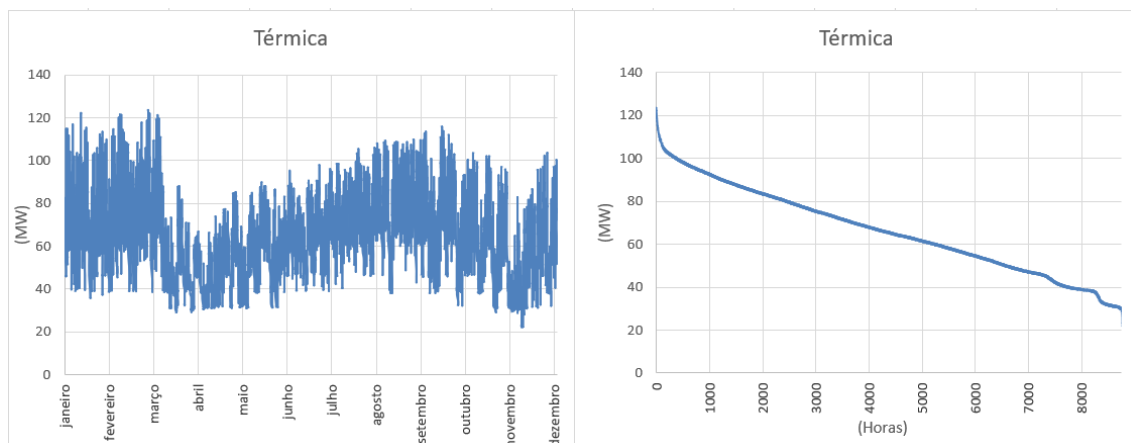


Gráfico 20 - Evolução horária da produção térmica em 2020 - Madeira

O perfil da componente térmica segue um comportamento oposto ao das restantes fontes de produção. No verão, é muito influenciada pela redução da componente hídrica.

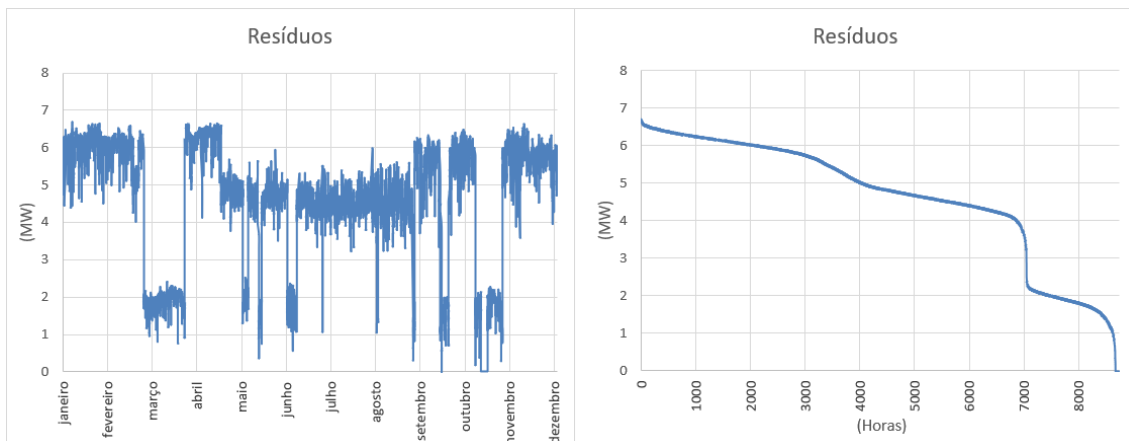


Gráfico 21 - Evolução horária da produção com origem na queima de resíduos em 2020 - Madeira

A contribuição da componente de incineração de resíduos oscila maioritariamente entre 4 e 6 MW, evidenciando-se em 2020 algumas paragens para manutenção ou avarias.

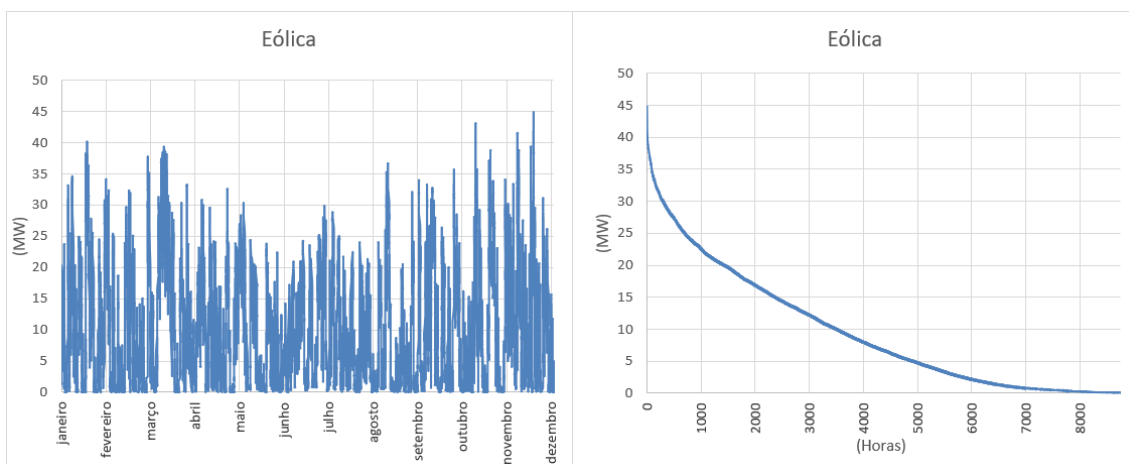


Gráfico 22 - Evolução horária da produção eólica em 2020 - Madeira

Em cerca de 50% do ano a potência eólica injetada na rede foi inferior a 15% da potência instalada.

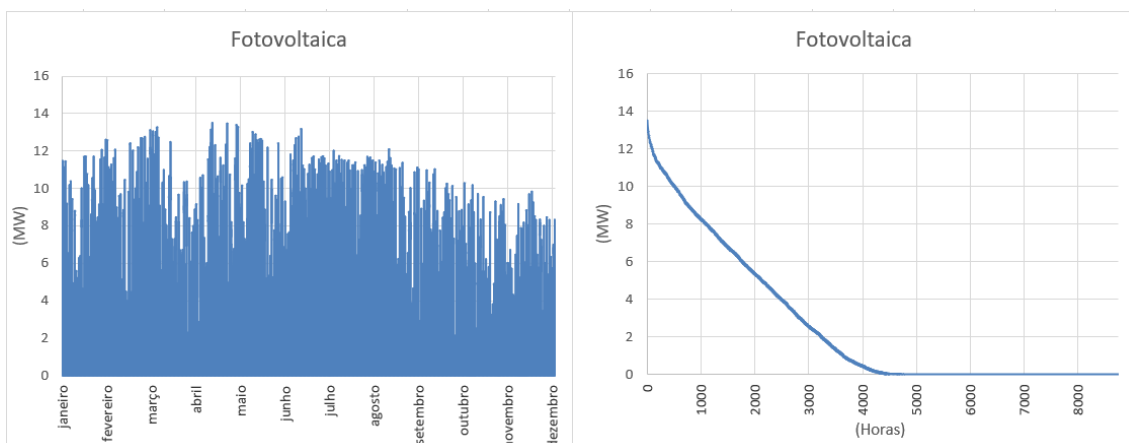


Gráfico 23 - Evolução horária da produção fotovoltaica em 2020 - Madeira

### ILHA DO PORTO SANTO

À semelhança do considerado para a ilha da Madeira, admitiu-se que as pontas síncronas evoluem à mesma taxa dos consumos. Uma vez que a ponta ocorre no verão, normalmente em agosto, este corresponde ao cenário de carga e de produção mais exigente.

**Evolução real da emissão e cenários - Ilha do Porto Santo**

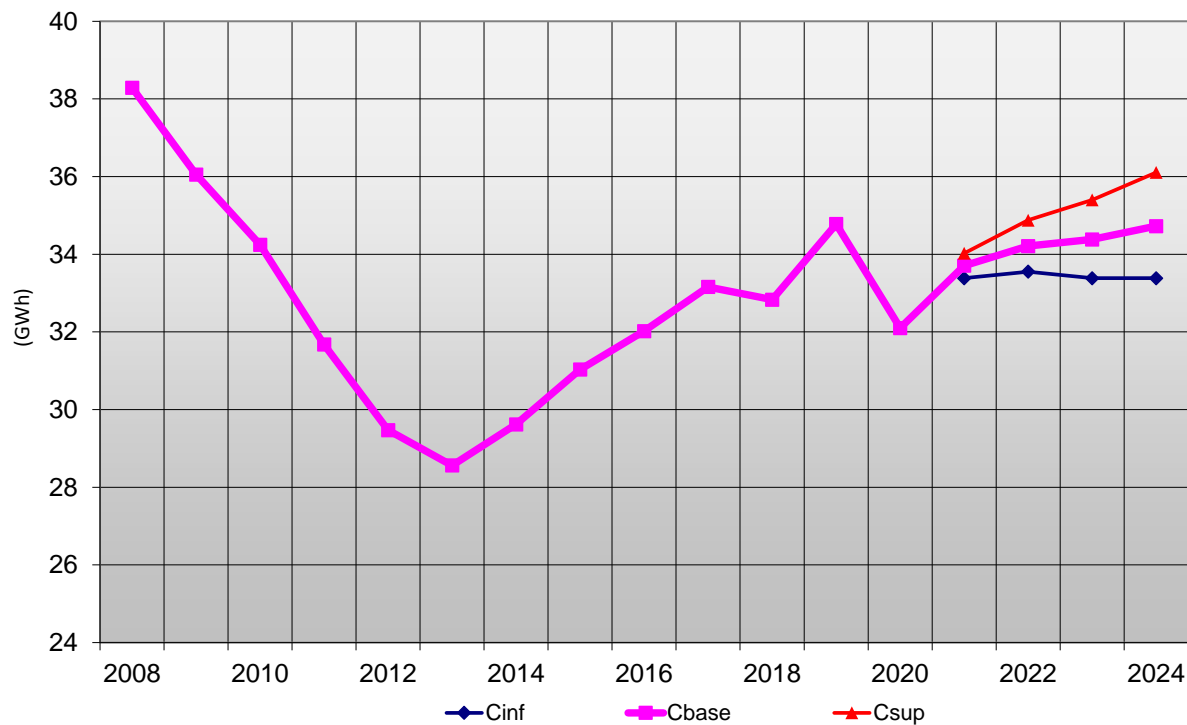


Gráfico 24 – Evolução da emissão real e projetada – Porto Santo

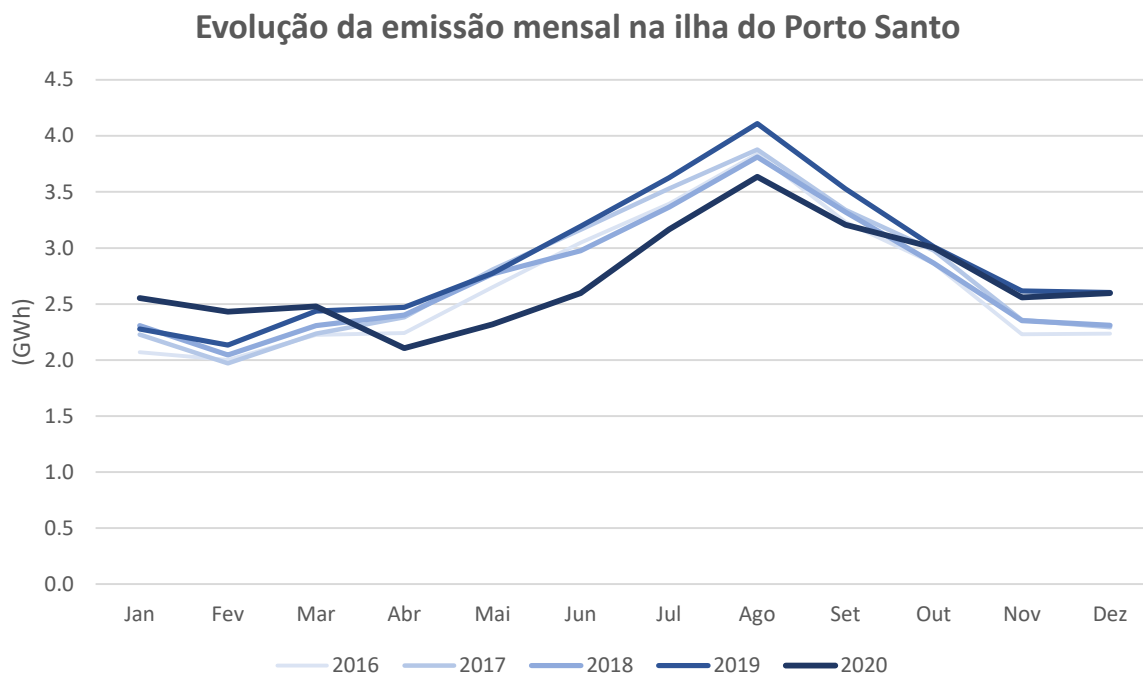


Gráfico 25 – Evolução da emissão mensal – Porto Santo

O perfil de diagrama de cargas típico por estação do ano é significativamente distinto, sendo que no verão é próximo do dobro do diagrama da primavera, essencialmente, devido à sazonalidade turística da ilha. Como seria de esperar, a ponta máxima ocorre no verão, normalmente em agosto, por volta das 21h00. Os gráficos seguintes traduzem diagramas de carga característicos do ano 2020.

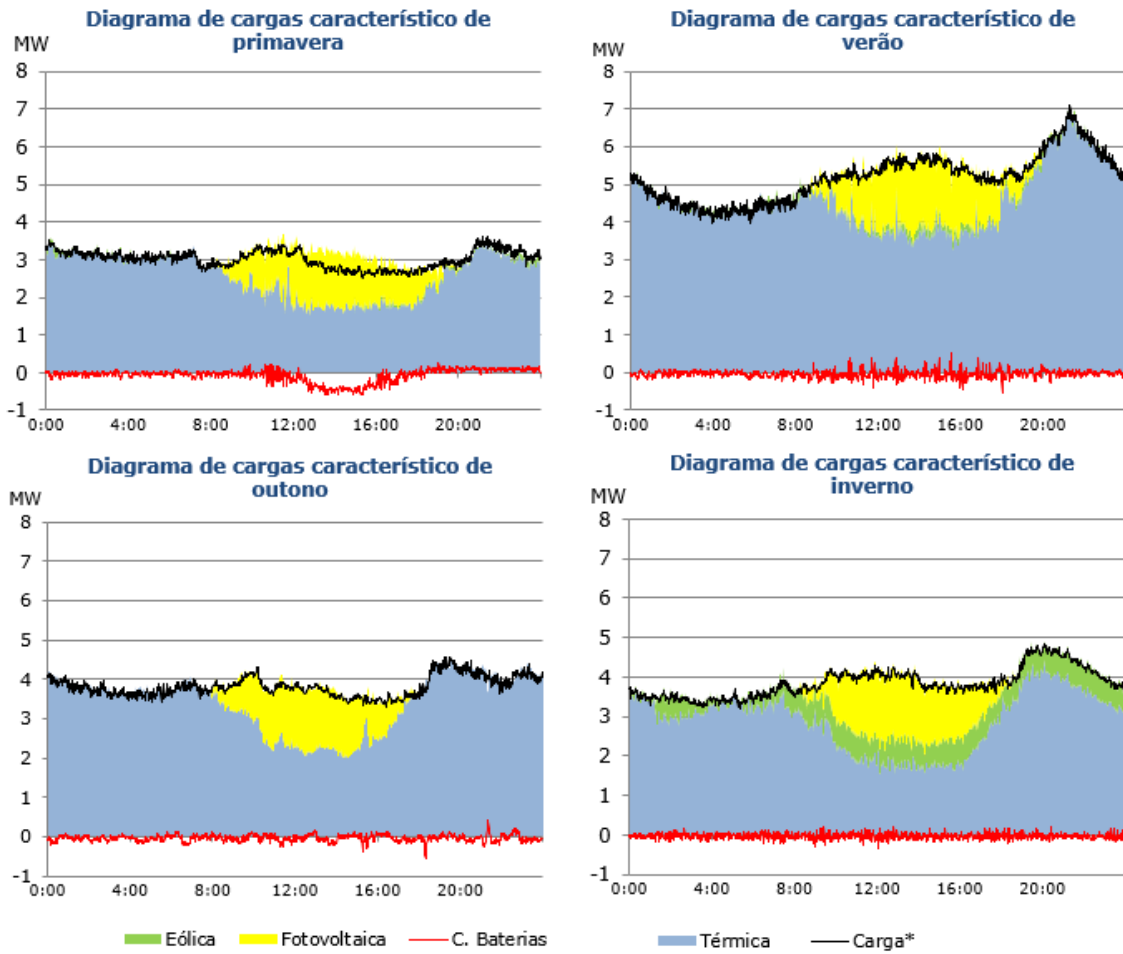


Gráfico 26 - Diagrama de cargas característicos por estação do ano – Porto Santo

Cenário de evolução das pontas e vazios

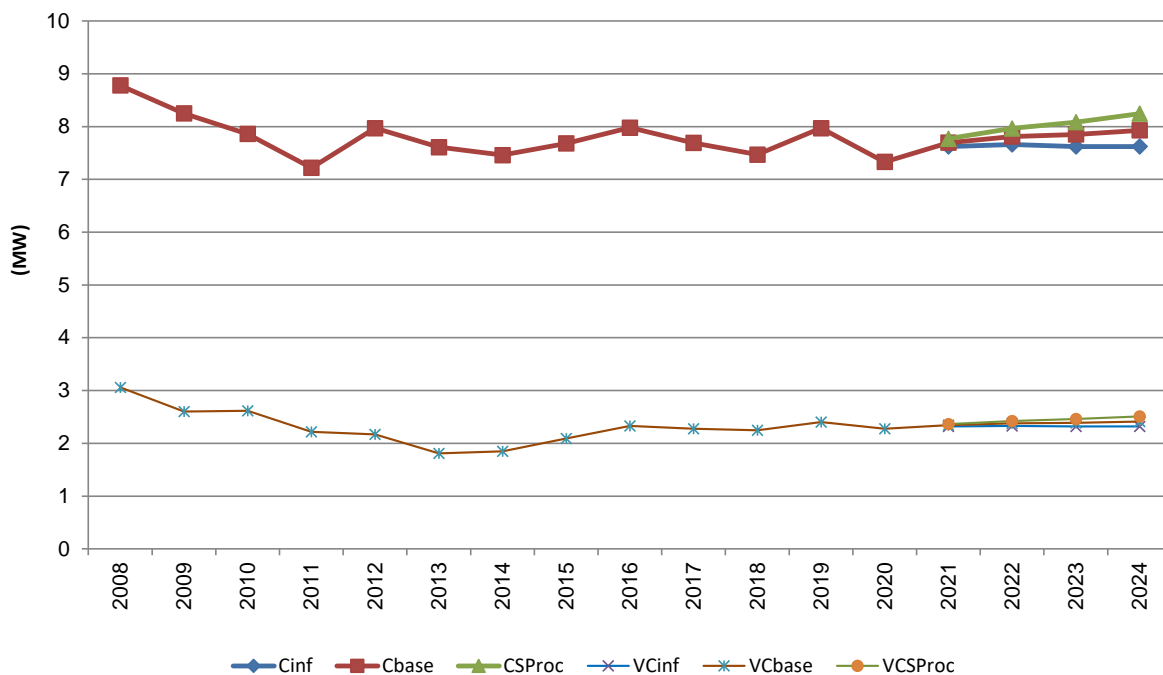


Gráfico 27 – Evolução das pontas e vazios – Porto Santo

A produção por origem e por hora em 2020, compreendendo as componentes térmica, fotovoltaica e eólica, apresentou o comportamento indicado nos gráficos que se seguem:

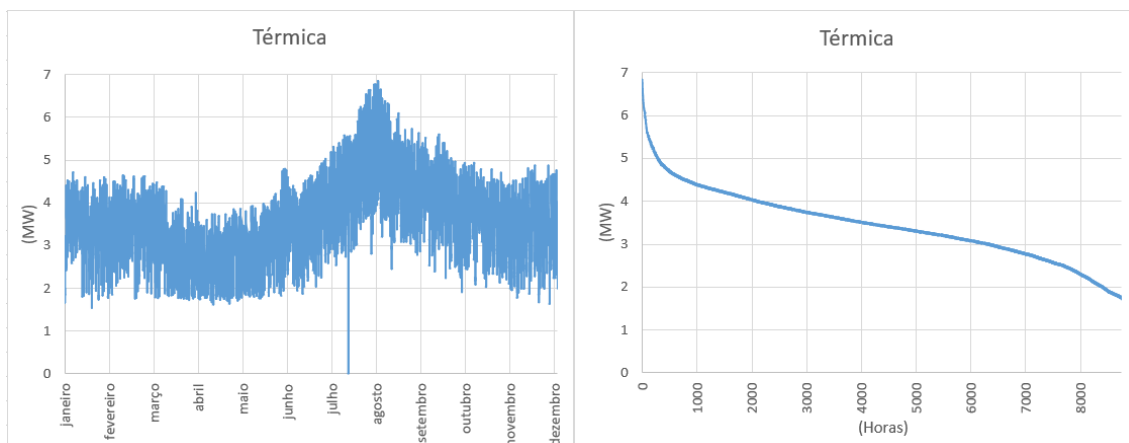


Gráfico 28 - Evolução horária da produção térmica em 2020 – Porto Santo



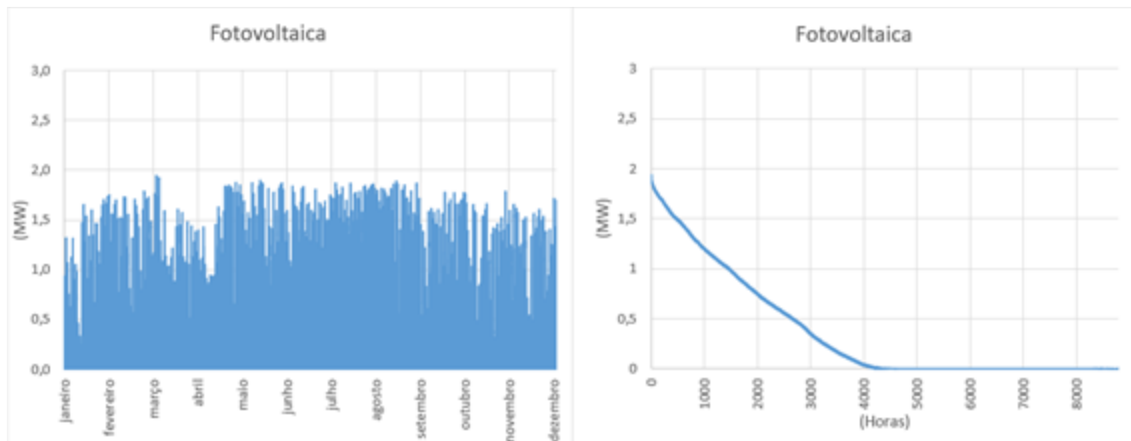


Gráfico 29 - Evolução horária da produção fotovoltaica em 2020 – Porto Santo

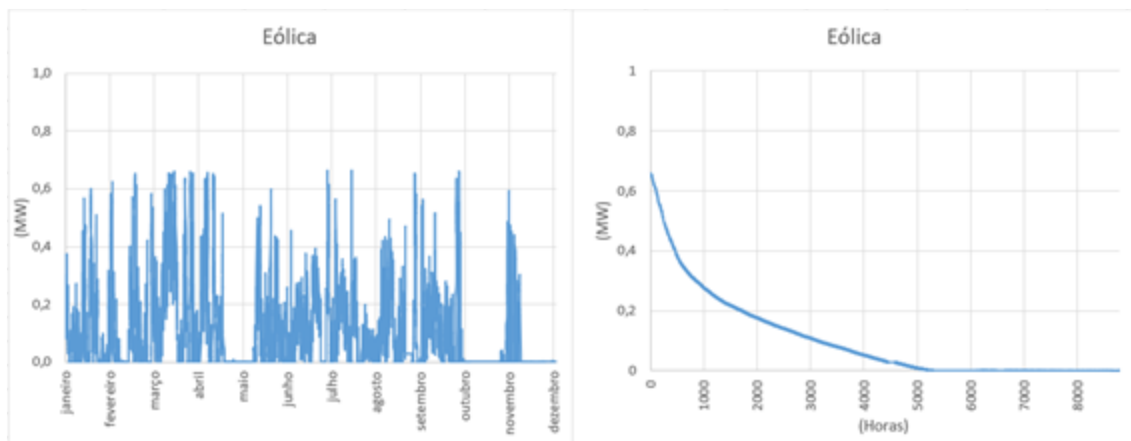


Gráfico 30 - Evolução horária da produção eólica em 2020 – Porto Santo

### 3.5 - PREVISÃO DA EVOLUÇÃO DA OFERTA

#### 3.5.1 - Enquadramento

A evolução prevista no presente Plano para o sistema electroprodutor tem por base, essencialmente: os investimentos em curso e planeados de iniciativa da EEM; as licenças de produção atribuídas pela Direção Regional da Economia e Transportes Terrestres (DRETT), que assegura a execução da política definida pelo Governo Regional ao setor da energia; o plano de política energética regional, traduzido nos planos de ação para a energia sustentável das ilhas da Madeira (PAESI-Madeira) e do Porto Santo (PAESI-Porto Santo), o qual impõe metas exigentes (50% de produção de eletricidade a partir de fontes renováveis), o plano de ação para a energia sustentável e clima da RAM (PAESC-RAM), bem como outros pedidos de ligação à rede, de instalações de pequena potência e de UPAC.

Para efeitos da meta de contribuição das renováveis na produção de eletricidade, a contabilização da produção de energia renovável tem em conta quer a energia renovável injetada na rede quer a energia elétrica renovável em regime de autoconsumo. Assim, para efeitos de balanço energético da rede ter-se-á em conta apenas a energia injetada na rede.

De referir que para a concretização do plano de política energética regional, particularmente para sistemas elétricos isolados e de pequena dimensão, como é o caso das ilhas da Madeira e do Porto Santo, e tendo em conta as dificuldades que vêm sendo sentidas na exploração do sistema elétrico que, na situação atual, permitiu atingir uma contribuição de cerca de 30% de eletricidade renovável, entendeu o Governo Regional proceder à adaptação do Código de Rede, nomeadamente no, que respeita à definição de condições técnicas para ligação de unidades de geração às redes elétricas, face à especificidade dos sistemas elétricos regionais.

As principais dificuldades na gestão do sistema elétrico dizem respeito à gestão do sistema electroprodutor, que envolve, muitas vezes, uma componente significativa de produção a partir de fontes primárias de energia renovável intermitente. A variabilidade temporal destas fontes de produção e o tipo de sistemas de conversão utilizados têm levado por vezes à necessidade de impor restrições à integração desta produção, por forma a garantir a segurança do sistema. Para essa segurança devem ser garantidos serviços de sistema mínimos, ao nível do controlo de frequência e tensão, havendo requisitos mais exigentes nos sistemas elétricos isolados e de pequena dimensão, relativamente a redes interligadas, importa que a generalidade das instalações de produção que a eles se ligam também contribuam para tal, evitando-se que os serviços de sistema sejam todos fornecidos pelas instalações de produção centralizada.

No âmbito da adaptação do Código de Rede, foram assumidas as seguintes categorias de potência para as instalações de produção:

Tabela 21 – Categorias de potência para instalações de produção a partir de fontes renováveis

Categoria	Gama de potência instalada
	<i>grid code Madeira</i>
<b>A especial</b>	$P_N < 2.5 \text{ kW}$
<b>A</b>	$2.5 \text{ kW} < P_N < 100 \text{ kW}$
<b>B</b>	$100 \text{ kW} < P_N < 1 \text{ MW}$
<b>C</b>	$1 \text{ MW} < P_N < 5 \text{ MW}$
<b>D</b>	$P_N > 5 \text{ MW}$

Os principais requisitos propostos para cada tipo de instalação são os seguintes:

Tabela 22 – Principais requisitos técnicos a cumprir por cada categoria

Requisito	Tipo de Instalação				
	A Esp	A	B	C	D
Requisitos de operação em regime estacionário					
Gama aceitável de frequência de funcionamento	X	X	X	X	X
Gama aceitável de tensão de funcionamento	X	X	X	X	X
Gama de injeção e consumo de potência reativa			X	X	X
Controlo local de tensão		X	X	X	X
Controlo remoto do ponto de operação			X	X	X
Requisitos de operação em regime dinâmico					
Sobrevivência a gradientes de frequência	X	X	X	X	X
Modo de sensibilidade à sobrefrequência		X	X	X	X
Modo de sensibilidade à frequência (sobrefrequências e subfrequências)				X	X
Sobrevivência a cavas de tensão			X	X	X
Sobrevivência a sobretensões				X	X
Recuperação de potência ativa após cavas de tensão			X	X	X
Capacidade de controlo dinâmico de corrente reativa durante sobretensões				X	X
Capacidade de controlo dinâmico de corrente ativa e reativa durante cavas de tensão				X	X

Destaques:

- i. Suportar operação não inferior a 20s, para frequências entre 47 e 47,5 Hz e entre 52 e 53 Hz e tempo ilimitado entre 47,5 e 52 Hz;
- ii. Suportar taxa de variação de frequência até  $\pm 4\text{Hz/s}$ , exceto na categoria A especial

A aprovação da adaptação do Código de Rede à RAM criou as condições para a negociação dos princípios a vigorar na RAM, para efeitos de definição de tarifas, a aplicar à produção com origem em fontes de energia renovável, atualmente em fase de proposta, a aprovar pela ERSE.

No âmbito do PAESI-Madeira, contribui para o acréscimo da potência instalada em fontes de energia renovável, no período 2022-2024, a instalação de um sistema de baterias na ilha da Madeira, atualmente em fase de execução, investimento cofinanciado pelo POSEUR em 65%, bem como a instalação de um compensador síncrono, com uma dupla função de regulação de tensão e fornecimento de inércia natural, que se prevê venha a ser participado a 100%, no âmbito do Plano de Recuperação e Resiliência. Esta combinação de investimentos irá permitir reduzir o número mínimo de geradores térmicos em exploração de 4 para 2, com nível de segurança equivalente, libertando espaço para a integração de maior volume de eletricidade renovável.

No que tange ao PAESI-Porto Santo, contribui para o acréscimo da potência instalada em fontes de energia renovável, no período 2022-2024, a instalação de um novo sistema de baterias, que se prevê venha a ser participado a 100%, no âmbito do Plano de Recuperação e Resiliência. Este novo sistema irá permitir a operação segura do sistema elétrico, sem geradores térmicos, quando existirem recursos renováveis com capacidade de assegurar a procura, pressupondo-se que existirá procura pelos promotores privados, para o acréscimo de capacidade para produzir eletricidade renovável, proporcionada por estes sistemas de gestão e armazenamento.

No que diz respeito à produção vinculada com origem fóssil, está previsto o *phase out* gradual do fuel até 2030, pelo que a alternativa será a utilização do gás natural. De assinalar, ainda, que no período regulatório 2025-2027 termina o CAE estabelecido com a central térmica do Caniçal (36 MW), na ilha da Madeira. Por outro lado, a média do número de horas dos grupos de CTV II (Central Térmica da Vitória), com cerca de 100 MW de potência instalada é já superior a 146.000 horas, encontrando-se muito próximo do fim de vida útil. Assim, a conjugação destes dois fatores implicará a substituição progressiva da componente fuel por gás natural, a ter início no período 2025-2027.

3.5.2 – Previsão da evolução da oferta

Ilha da Madeira

Produção em regime especial (PRE)

No horizonte do plano em apreciação (2022-2024) o acréscimo de PRE ocorre essencialmente a dois níveis:

- Reforço da potência eólica instalada em 25 MW proporcionado pelo Aproveitamento Hidroelétrico da Calheta – Calheta III, sendo que 18 MW já foram instalados em 2020 e os restantes 7 MW serão instalados até ao início de 2022;
- Instalação de nova energia de origem fotovoltaica, com o enquadramento técnico decorrente da adaptação do Código de Rede à RAM.

O quadro seguinte traduz a evolução verificada e expectável das potências instaladas, excluindo a componente referente ao autoconsumo:

Tabela 23 – PRE - Evolução da potência instalada (MW) – Madeira

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Eólica	8.6	37.9	37.9	40.9	43.9	45.1	45.1	45.1	45.1	45.1	45.1	45.1	63.1	63.1	70.1	70.1	70.1
Hídrica	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7
Fotovoltaica		0.4	6.5	16.7	17.6	18.0	18.2	18.3	18.3	20.2	20.2	20.2	20.2	20.2	25.2	50.2	80.2
Resíduos	8	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0
<b>Soma</b>	<b>17.3</b>	<b>47</b>	<b>53.1</b>	<b>66.3</b>	<b>70.2</b>	<b>71.8</b>	<b>72</b>	<b>72.1</b>	<b>72.1</b>	<b>74</b>	<b>74</b>	<b>74</b>	<b>92</b>	<b>92.0</b>	<b>104.0</b>	<b>129.0</b>	<b>159.0</b>
<b>Acréscimos de potência</b>																	
Eólica		29.3	0.0	3.0	3.0	1.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	18.0	0.0	7.0	0.0	0.0
Fotovoltaica		0.4	6.1	10.2	0.9	0.4	0.2	0.1	0.0	1.9	0.0	0.0	0.0	0.0	5.0	25.0	30.0

Produção vinculada

A potência instalada no sistema de produção vinculada para o mesmo período é a que a seguir se indica:

Tabela 24 – Produtores vinculados – Evolução da potência instalada (MW) - Madeira

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Térmica Fuel (EEM)	159.7	159.7	169.7	169.7	169.7	169.7	113.8	113.8	113.8	113.8	113.8	113.8	113.8	113.8	113.8	113.8	113.8
Térmica GN (EEM)							56.0	56.0	56.0	56.0	56.0	56.0	56.0	56.0	56.0	56.0	56.0
Hídrica (EEM)	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	46.5	46.5	76.5	76.5	76.5	76.5	76.5	81.5
Térmica (CAE)	36.0	36.0	36.0	36.0	36.0	36.0	36.0	36.0	36.0	36.0	36.0	36.0	36.0	36.0	36.0	36.0	36.0
<b>Soma 1</b>	<b>245.7</b>	<b>245.7</b>	<b>255.7</b>	<b>255.7</b>	<b>255.7</b>	<b>255.7</b>	<b>255.7</b>	<b>255.7</b>	<b>255.7</b>	<b>252.2</b>	<b>252.2</b>	<b>282.2</b>	<b>282.2</b>	<b>282.2</b>	<b>282.2</b>	<b>282.2</b>	<b>287.2</b>
Bombagem	11.3	11.3	11.3	11.3	11.3	11.3	11.3	11.3	11.3	11.3	11.3	11.3	11.3	27.8	27.8	27.8	27.8
Central de baterias															18.0	18.0	18.0
Comp. Síncrono																15.0	15.0
<b>Soma 2</b>	<b>11.3</b>	<b>11.3</b>	<b>11.3</b>	<b>11.3</b>	<b>11.3</b>	<b>11.3</b>	<b>11.3</b>	<b>11.3</b>	<b>11.3</b>	<b>11.3</b>	<b>11.3</b>	<b>11.3</b>	<b>11.3</b>	<b>27.8</b>	<b>45.8</b>	<b>60.8</b>	<b>60.8</b>

Conforme já referido, como complemento aos investimentos do sistema electroprodutor, o Plano contempla, ainda, um sistema de baterias com uma capacidade instalada de 18MW/15,6MWh, para substituição de serviços de sistema (redução do número mínimo de geradores térmicos, substituição parcial de reserva girante, suavização das intermitências da produção renovável) e melhoria da eficiência, constituindo uma ferramenta indispensável num contexto de forte incremento da produção renovável intermitente. A par deste investimento, considera-se a instalação de um compensador síncrono, com uma potência mínima de 15 MVar e uma constante de inércia (H) mínima de 6 s.

As estimativas de produção referentes ao cenário apresentado da potência instalada são as indicadas no quadro seguinte.

Tabela 25 - PRE - Evolução da emissão (GWh) – Madeira

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Hídrica	4.1	4.6	5.0	5.1	4.2	4.9	4.5	4.4	3.8	4.2	4.9	3.9	3.9	4.2	4.2	4.2	4.1
Eólica	13.1	36.9	67.3	71.5	82.6	81.7	87.6	75.0	82.5	83.1	100.7	94.1	83.8	119.9	147.2	147.2	147.2
Fotovoltaica	0.0	0.3	1.7	13.7	27.7	29.1	30.0	30.4	29.8	29.8	28.8	30.2	27.2	28.8	36.8	76.8	124.8
UPAC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0428	0.2	0.3	0.3	0.4
Resíduos	37.2	36.5	39.4	34.3	27.7	25.7	33.1	38.9	35.6	47.6	34.9	40.9	40.7	40.0	40.8	39.5	40.4
<b>Soma</b>	<b>54.4</b>	<b>78.4</b>	<b>113.4</b>	<b>124.5</b>	<b>142.2</b>	<b>141.5</b>	<b>155.2</b>	<b>148.6</b>	<b>151.7</b>	<b>164.7</b>	<b>169.3</b>	<b>169.1</b>	<b>155.7</b>	<b>193.0</b>	<b>229.3</b>	<b>268.0</b>	<b>316.9</b>

Tabela 26 – Produtores vinculados - Evolução da emissão (GWh) - Madeira

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Hídrica	79.1	135.0	126.2	115.6	70.4	71.2	91.7	62.1	101.0	73.4	91.9	40.0	60.5	88.8	98.9	98.9	107.3
Térmica (Fuel)	597.9	523.6	477.7	458.1	457.0	416.0	290.1	264.7	263.9	254.2	237.9	280.6	213.2	176.7	167.1	150.0	101.2
Térmica (Gás)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	101.2	159.8	120.8	150.8	141.1	166.1	164.4	160.0	160.0	160.0	160.0
Térmica (CAE)	192.8	188.6	194.9	193.3	192.4	192.1	192.4	192.9	192.3	192.5	192.3	192.6	193.0	192.0	192.0	192.0	192.0
<b>Soma</b>	<b>869.9</b>	<b>847.2</b>	<b>798.8</b>	<b>767.0</b>	<b>719.8</b>	<b>679.4</b>	<b>675.4</b>	<b>679.5</b>	<b>677.9</b>	<b>670.9</b>	<b>663.2</b>	<b>679.3</b>	<b>631.1</b>	<b>617.5</b>	<b>618.0</b>	<b>600.8</b>	<b>560.5</b>

A evolução global, real e prevista, da emissão na rede por fonte de energia, na ilha da Madeira, consta no gráfico seguinte.

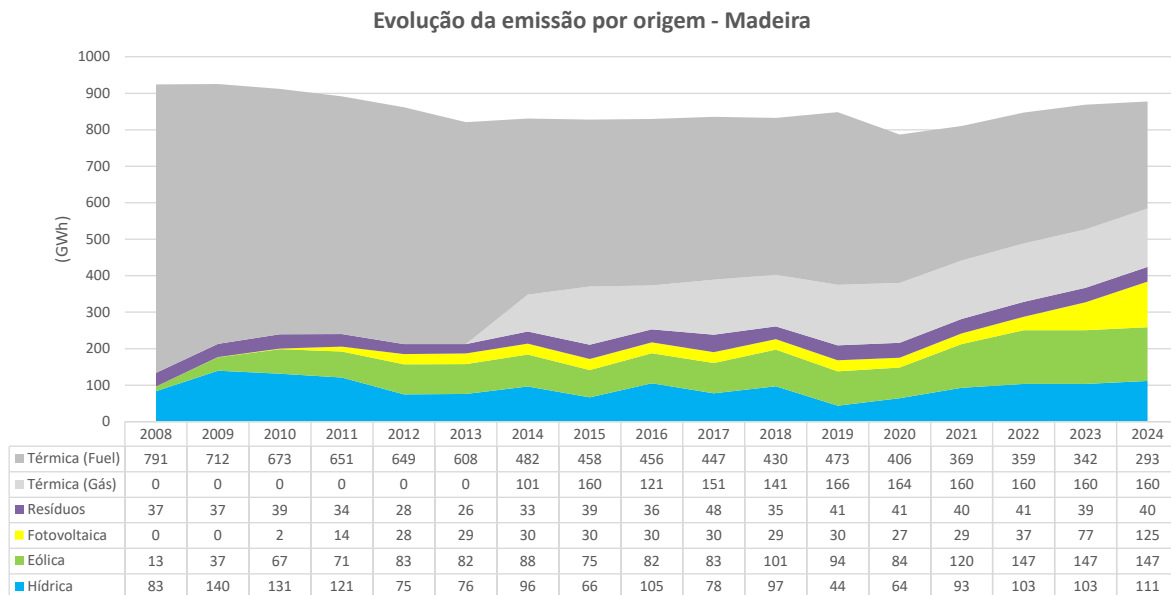


Gráfico 31 – Evolução da emissão por origem - Madeira

Não considerando a produção de eletricidade em regime de autoconsumo não injetada na rede, obtém-se o mix de produção representado no gráfico seguinte, atingindo cerca de 50% em 2024.

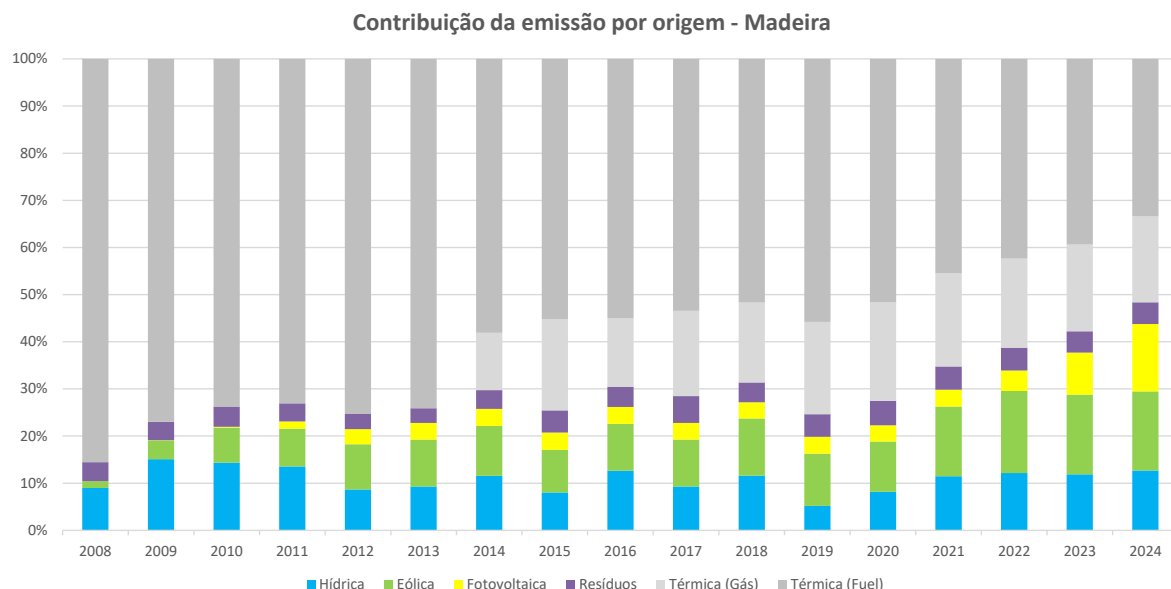


Gráfico 32 – Evolução do mix relativo da emissão de energia elétrica - Madeira



Ilha do Porto Santo

Produção em regime especial (PRE)

Na ilha do Porto Santo, para efeitos de potência injetada na rede, considera-se a evolução da potência instalada no quadro seguinte.

Tabela 27 – PRE – Evolução da potência instalada (MW) – Porto Santo

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Eólica	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	2.7	2.7	4.7
Fotovoltaica	0.0	0.0	2.3	2.4	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	3.1	3.6	6.6
<b>Soma</b>	<b>1.1</b>	<b>1.1</b>	<b>3.4</b>	<b>3.5</b>	<b>3.7</b>	<b>3.7</b>	<b>3.7</b>	<b>3.3</b>	<b>3.3</b>	<b>3.3</b>	<b>3.3</b>	<b>3.3</b>	<b>3.3</b>	<b>3.3</b>	<b>5.8</b>	<b>6.3</b>	<b>11.3</b>
<b>Acréscimos de potência</b>																	
Eólica		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.0	0.0	2.0
Fotovoltaica		0.0	2.3	0.1	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.5	0.5	3.0

A potência instalada no sistema electroprodutor vinculado, respeita apenas à componente térmica, mantendo-se inalterada no horizonte do plano:

Tabela 28 – Produtores vinculados - Evolução da potência instalada (MW) – Porto Santo

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Térmica	17.3	17.3	17.3	17.3	17.3	17.3	17.3	17.3	17.3	17.3	17.3	17.3	17.3	17.3	17.3	17.3	17.3
<b>Instalações complementares</b>																	
Central de baterias 1													4.0	4.0	4.0	4.0	4.0
Central de baterias 2															6.0	6.0	6.0
<b>Soma 2</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>4.0</b>	<b>4.0</b>	<b>10.0</b>	<b>10.0</b>	<b>10.0</b>

A operação da central de baterias (4MW/3MWh) tem-se revelado muito positiva, demonstrando que contribui significativamente para a regulação de frequência e para mitigar a intermitência repentina da produção renovável ou da carga, o que muito contribui para a estabilidade do sistema elétrico.

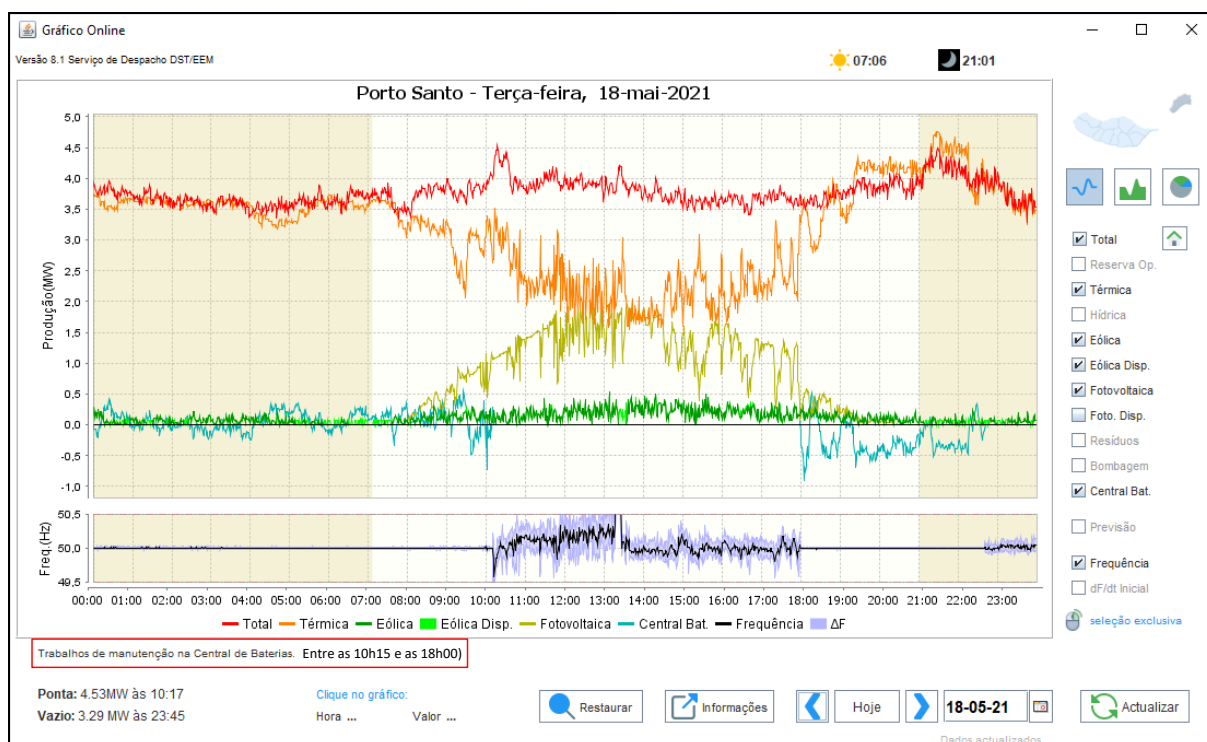


Gráfico 33 – Exemplo de diagrama de cargas com e sem sistema de baterias ligado

A título indicativo, veja-se o comportamento, totalmente distinto, da frequência, com e sem a bateria ligada.

O Plano 2022-2024 contempla a instalação de um novo sistema de baterias com uma capacidade mínima de 6 MW/12 MWh, o qual permitir a operação do sistema elétrico sem componente termoelétrica, em função da disponibilidade de recursos renováveis e da capacidade de armazenamento de energia, mantendo o mesmo nível de qualidade de serviço. Este projeto foi incluído no âmbito do Plano de Recuperação e Resiliência, esperando-se um cofinanciamento de 100%.

As estimativas da emissão de energia referentes ao cenário apresentado da potência instalada, são as indicadas no quadro e gráfico seguintes.

Tabela 29 – Evolução da emissão para a rede por fonte de energia (GWh)

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Eólica	2.2	1.8	1.9	1.1	0.8	0.9	1.2	1.1	1.6	1.3	1.3	1.2	0.9	1.3	2.3	5.3	9.3
Fotovoltaica	0.0	0.0	2.5	3.4	3.1	3.1	3.2	3.4	3.7	3.8	3.7	3.8	3.7	3.7	4.5	5.3	10.1
Térmica	36.1	34.2	29.8	27.2	25.5	24.6	25.3	26.6	26.7	28.1	27.8	29.8	28.1	29.2	27.9	24.3	15.8
<b>Soma</b>	<b>38.3</b>	<b>36.1</b>	<b>34.2</b>	<b>31.7</b>	<b>29.5</b>	<b>28.6</b>	<b>29.6</b>	<b>31.0</b>	<b>32.0</b>	<b>33.2</b>	<b>32.8</b>	<b>34.8</b>	<b>32.6</b>	<b>34.3</b>	<b>34.8</b>	<b>34.9</b>	<b>35.3</b>

O mix de emissão verificado/previsto para a rede é o indicado no gráfico seguinte:

### Evolução da emissão por origem - Porto Santo

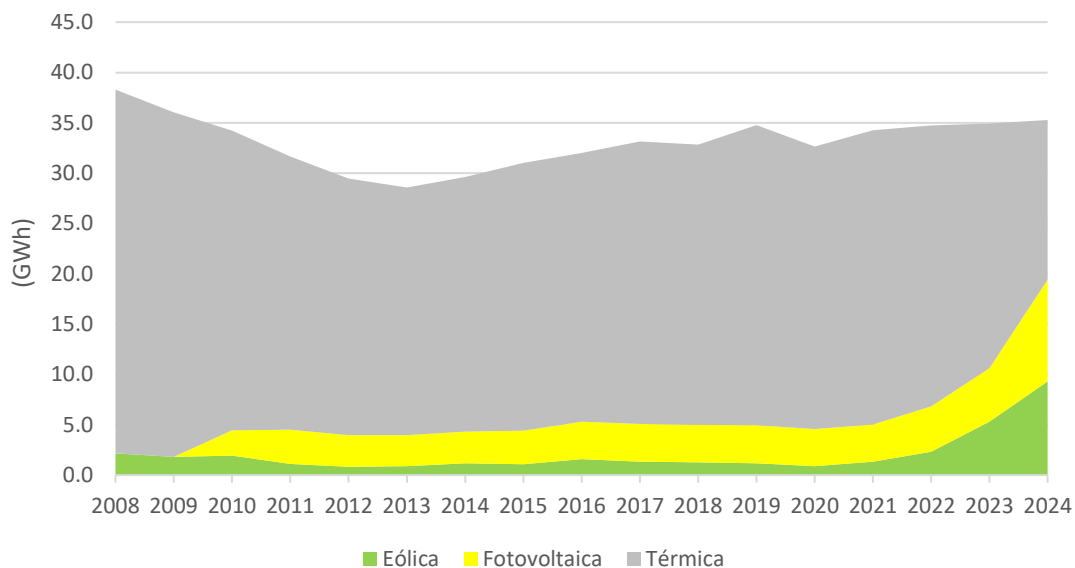


Gráfico 34 – Evolução da produção (referida à emissão) por origem – Porto Santo

A distribuição relativa da emissão por origem é representada no gráfico seguinte.

### Evolução da emissão por origem - Porto Santo

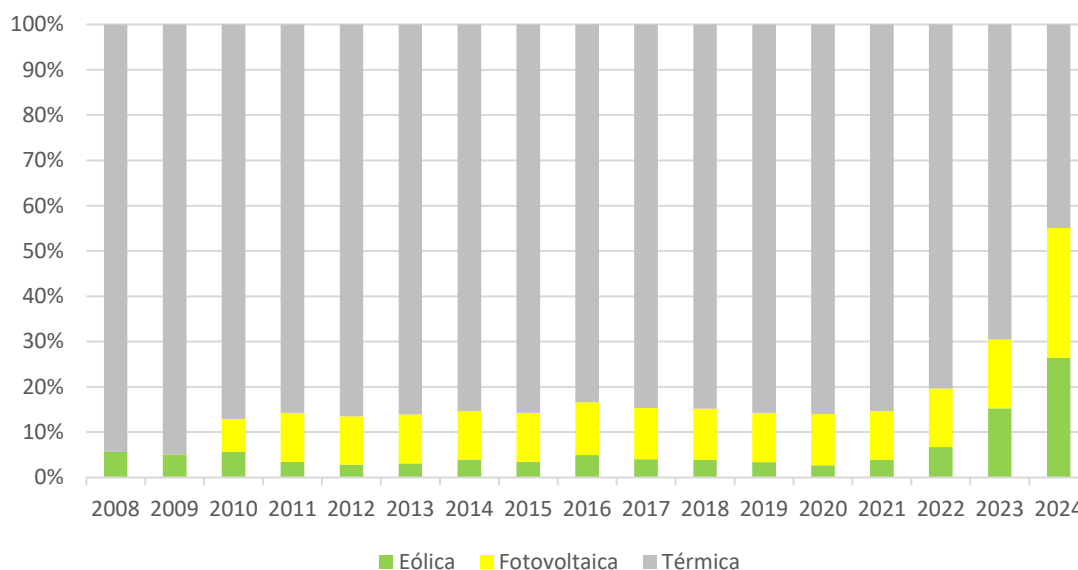


Gráfico 35 - Evolução do mix relativo da emissão de energia elétrica – Porto Santo

#### 4. - PRINCÍPIOS E CRITÉRIOS DE PLANEAMENTO

Os princípios básicos de planeamento têm em consideração as exigências regulamentares, as restrições técnicas dos equipamentos e avaliação técnico-económica das alternativas de investimento.

##### 4.1 EXIGÊNCIAS REGULAMENTARES

Conforme preconizado no capítulo 11 do Regulamento da Rede de Transporte e Distribuição de Energia Elétrica da Região Autónoma da Madeira (Decreto Regulamentar Regional n.º 8/2019/M, de 31 de outubro), o planeamento da rede de distribuição deverá:

- Garantir a existência de capacidade disponível na rede para a receção e entrega de eletricidade, compatível com as solicitações formuladas por produtores e consumidores;
- Assegurar o cumprimento dos padrões de qualidade de serviço aplicáveis nos termos do RQS. A aprovação do Regulamento da Qualidade de Serviço dos Setores Elétrico e do Gás em março de 2021, introduziu, no setor elétrico e no caso particular da RAM, um conjunto de alterações com potencial impacto relativamente elevado, decorrentes da maior exigência dos padrões gerais e individuais da qualidade de serviço e, simultaneamente, uma alteração das áreas das zonas de qualidade de serviço A, B, C, com incremento nas zonas A e B em detrimento da zona C. Neste âmbito são de assinalar os seguintes impactes:

Tabela 30 - Padrões gerais e individuais atuais (RAM17) e a vigorar a partir de 2022 (RAM22)

Padrões Gerais-RAM						Padrões Individuais						
Nível de tensão		ZQS	RAM 17	RAM 22	Variação	Nível de tensão		ZQS	RAM 17	RAM 22	Variação	
MT	SAIDI (Horas)	A	3	2	-33%	AT	Nº Interrup.	A	6	6	0%	
		B	4	3	-25%			B				
		C	7	4	-43%			C				
	SAIFI (Int.)	A	3	2	-33%		MT	Duração total Interrup.	A	2	2	0%
		B	5	3	-40%				B			
		C	7	4	-43%				C			
BT	SAIDI (Horas)	A	3	2	-33%	BT		Nº Interrup.	A	8	8	0%
		B	5	3	-40%				B			
		C	8	5	-38%				C			
	SAIFI (Int.)	A	3	2	-33%		BT	Duração total Interrup.	A	4	4	0%
		B	5	3	-40%				B			
		C	7	4	-43%				C			
SAIDI (Horas)	A	3	2	-33%	BT	Nº Interrup.		A	10	10	0%	
	B	5	3	-40%				B				
	C	8	5	-38%				C				
SAIFI (Int.)	A	3	2	-33%		BT	Duração total Interrup.	A	6	6	0%	
	B	5	3	-40%				B				
	C	7	4	-43%				C				
SAIDI (Horas)	A	3	2	-33%	BT		Nº Interrup.	A	10	10	0%	
	B	5	3	-40%				B				
	C	8	5	-38%				C				
SAIFI (Int.)	A	3	2	-33%		BT	Duração total Interrup.	A	6	6	0%	
	B	5	3	-40%				B				
	C	7	4	-43%				C				
SAIDI (Horas)	A	3	2	-33%	BT		Nº Interrup.	A	10	10	0%	
	B	5	3	-40%				B				
	C	8	5	-38%				C				
SAIFI (Int.)	A	3	2	-33%		BT	Duração total Interrup.	A	6	6	0%	
	B	5	3	-40%				B				
	C	7	4	-43%				C				

Tabela 31 – Impacte na % de clientes abrangidos nas ZQS, decorrentes da revisão do RQS

Zona QS	Até 2021	A partir de 2022
	%	%
A	28%	30%
B	17%	28%
C	55%	43%
Total	100%	100%

- Ter em conta e facilitar o desenvolvimento de medidas de gestão da procura e de produção distribuída;
- Observar as orientações de política energética regional e nacional.

#### 4.2 RESTRIÇÕES TÉCNICAS

Consideram-se como restrições técnicas as limitações decorrentes das características de fabrico dos equipamentos de rede (como transformadores, linhas, equipamento de manobra, e outros), bem como dos equipamentos do sistema electroprodutor e os níveis de utilização respetivos, por forma a respeitar os padrões de segurança para planeamento.

Neste âmbito, assinalam-se as seguintes restrições técnicas:

##### Capacidade dos equipamentos

Deve garantir-se que os equipamentos e materiais instalados nas redes e no sistema electroprodutor não são sujeitos a solicitações que ultrapassem os seus valores nominais ou as suas características de projeto, exceto em situações de contingência, e desde que não ponham em causa a segurança de pessoas e bens.

##### Ligação de clientes

Assegurar a disponibilidade da potência requisitada, sem sobrecargas e sem variações de tensão não regulamentares, bem como a preservação da qualidade da onda de tensão, nomeadamente no que se refere a variações rápidas, assimetrias de fase e harmónicas.

##### Reserva N-1 na zona A de qualidade de serviço

A alimentação da totalidade dos consumos deve ser assegurada na situação da falha de uma das alimentações da subestação ou na falha de um transformador, através da alimentação de recurso, de outro transformador da subestação ou de através da rede MT da subestação ou de outra subestação adjacente.

##### Reserva N-1 na zona B de qualidade de serviço

A alimentação da totalidade dos consumos deve ser assegurada, sempre que possível, de forma semelhante à referida para a zona A de qualidade de serviço. No caso das subestações sem alimentação de recurso e com apenas um transformador AT/MT ou

MT/MT, a alimentação deve ser assegurada através da rede MT de outra subestação adjacente.

#### Reposição dos valores regulamentares de tensão

Deve garantir-se que as variações da tensão de alimentação nos barramentos de clientes estarão dentro dos limites admissíveis no RQS, bem como na norma NP EN 50160.

### 4.3 AVALIAÇÃO TÉCNICO-ECONÓMICA

Com base nas necessidades específicas de planeamento da rede são realizados estudos de simulação digital das redes em aplicações informáticas específicas, nomeadamente através do DPlan – Distribution Planning, para diferentes alternativas viáveis.

Para cada uma das alternativas é avaliado o respetivo mérito económico, o que permite hierarquizar as melhores escolhas do ponto de vista técnico-económico.

Os benefícios dos projetos são calculados para as diferentes grandezas físicas consideradas (nomeadamente redução do nível de perdas por efeito de Joule e melhoria da qualidade de serviço na área em estudo quando comparadas com um cenário base), sendo essas grandezas quantificadas em euros.

Para efeitos de avaliação dos projetos de investimento, considera-se também que os benefícios da eliminação de sobrecargas e de quedas de tensão não regulamentares são contabilizados como energia não distribuída (a energia que seria distribuída com sobrecarga dos elementos da rede ou com níveis de tensão inferiores ao valor regulamentar).

O resultado económico para as diversas alternativas e cenários dos projetos de investimento exprime-se por meio das grandezas B/C (relação benefício/custo), VAL (valor atualizado líquido), TIR (taxa interna de rentabilidade) e TRI (taxa de rentabilidade inicial).

### 4.4 CÁLCULO TÉCNICO DAS PERDAS

O cálculo da energia de perdas técnicas na rede é feito com recurso aos meios de cálculo de análise de redes (DPlan – Distribution Planning).

Nas simulações assumem-se os seguintes pressupostos:

- A utilização da configuração típica da rede, por trimestre, para a rede de distribuição e transporte em MT e AT;
- A entrada faseada de novos elementos de rede tais como linhas, transformadores de potência, por trimestre;
- O diagrama de cargas com intervalos de 15 minutos, referente à emissão (valores instantâneos);
- A produção média por centro eletroprodutor, por períodos tarifários e por trimestre;
- Que a variação de carga se propaga proporcionalmente aos valores preestabelecidos (proporcionais à potência instalada) em cada nó (PT);
- O referencial da produção ao nível dos 60 kV.

As perdas de distribuição MT são obtidas de forma indireta pelo facto de não haver contagem no lado MT dos postos de transformação, realizando-se no lado BT dos transformadores. Sendo assim, a energia de perdas nesta rede é obtida através de simulação dos trânsitos de energia por saída, tendo em consideração a topologia típica de exploração trimestral e uma distribuição proporcional da carga pelos postos de transformação, relativamente à potência instalada.

De forma a limitar o número de simulações de “load flow”, foram seleccionados quatro níveis de carga por ilha e por trimestre (entre as cargas de vazio e da ponta máxima).

#### 4.5 CÁLCULO DA ENERGIA NÃO DISTRIBUÍDA (END)

A Energia Não Distribuída (END) está associada à falha de um elemento da rede, podendo ter origem accidental, normalmente por causas ambientais, envelhecimento de materiais, perfurações, etc, ou por motivo de trabalhos programados para manutenção ou ligação de novas instalações.

A END é calculada simulando defeitos sobre os ramos da rede. Para cada defeito, a END é calculada com base na ponta média máxima das saídas das subestações, normalmente no fim do período de planeamento ou ano alvo. No cálculo, é considerado uma taxa de incidentes por km e uma duração típica da interrupção (valores baseados em análises estatísticas).

A potência afetada num incidente não é igual durante toda a duração da interrupção, desde o início do incidente até à sua reparação, no caso de haver elementos danificados. Assim, o cálculo da END é efetuado somando várias parcelas, onde varia o tempo de interrupção e a potência afetada, fazendo-se uma reconstrução cronológica do defeito.

#### 4.6 CRITÉRIOS DE SELEÇÃO DE INVESTIMENTOS

Os critérios de priorização adotados na seleção dos projetos foram, genericamente, os seguintes:

- projetos em curso até final de 2021;
- estratégia de desenvolvimento do sistema electroprodutor;
- cumprimento dos padrões de segurança;
- manutenção da qualidade de serviço global;
- redução de assimetrias significativas ou de zonas frequentemente afetadas por incidentes.



#### 4.7 – AVALIAÇÃO AMBIENTAL

A EEM enquanto entidade verticalmente integrada, desenvolvendo as atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de energia elétrica, tem vindo a implementar na sua atividade ações e medidas de proteção ambiental integradas num programa progressivo de certificação ambiental das suas atividades, conforme a norma ISO 14001.

Neste âmbito, importa referir que desde 2012 dispõe de um Sistema de Gestão Ambiental (SGA) certificado de acordo com o referencial normativo NP EN ISO 14001, abrangendo todos os setores de atividade que a empresa desenvolve na ilha da Madeira, tendo obtido, em 2016, a extensão da certificação à ilha do Porto Santo. Desta forma, e uma vez que o SGA inclui todas as áreas funcionais da empresa: Produção; Transporte; Distribuição e Serviços de Apoio, a EEM dispõe de um instrumento de gestão para assegurar a minimização dos impactos ambientais negativos e a correspondente avaliação dos resultados obtidos, sendo anualmente sujeita a auditorias externas e independentes.

Na implementação de projetos de investimento desenvolvidos no âmbito da sua atividade, os mesmos poderão ser sujeitos a Avaliação de Impacte Ambiental (AIA), decorrentes do regime geral da legislação aplicável, nomeadamente:

- Decreto de Lei n.º 151-B/2013, de 31 de outubro, alterado pelos Decreto-Lei n.º 47/2014, de 24 de março e Decreto-Lei n.º 179/2015, de 27 de agosto- Estabelece o regime jurídico da avaliação de impacte ambiental (AIA) dos projetos públicos e privados suscetíveis de produzirem efeitos significativos no ambiente, transpondo a Diretiva n.º 2011/92/UE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de dezembro, relativa à avaliação dos efeitos de determinados projetos públicos e privados no ambiente.
- Portaria n.º 368/2015, de 19 de outubro- Fixa o valor das taxas a cobrar pela autoridade de AIA no âmbito do procedimento de avaliação de impacte ambiental.
- Portaria n.º 395/2015, de 4 de novembro- Estabelece os requisitos técnicos formais a que devem obedecer os procedimentos previstos no regime jurídico de avaliação de impacte ambiental e revoga a Portaria n.º 330/2001, de 2 de abril.
- Decreto-Lei n.º 232/2007, de 15 de junho alterado pelo e Decreto-Lei n.º 58/2011, de 4 de maio - Estabelece o regime a que fica sujeita a avaliação dos efeitos de determinados planos e programas no ambiente, transpondo para a ordem jurídica interna as Diretivas nº 2001/42/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 27 de junho, e 2003/35/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de maio.
- Análise de Incidências Ambientais de projetos FER (projetos de aproveitamento de fontes de energias renováveis)
- Decreto-lei n.º 225/2007, 31 de maio alterado por Declaração de Rectificação n.º 71/2007, de 24 de julho e pelo Decreto-Lei n.º 51/2010, de 20 de maio - Concretiza um conjunto de medidas ligadas às energias renováveis previstas na estratégia nacional para a energia, estabelecida através da Resolução do Conselho de Ministros n.º 169/2005, de 24 de outubro.

### Enquadramento da AIA para a EEM:

A Avaliação de Impacte Ambiental (AIA) é um instrumento, que tem em vista a minimização ou anulação dos impactes negativos inevitáveis, a valorização dos impactes positivos e decorre durante o processo de avaliação, antes da decisão final.

Os projetos que devem ser submetidos a esta metodologia de avaliação estão referidos no regime jurídico de avaliação de impacte ambiental (AIA), estabelecido pelo Decreto-lei nº 151-B/2013, sendo aplicável aos projetos públicos e privados suscetíveis de produzirem efeitos significativos no ambiente.

### Aplicabilidade à EEM

Aplica-se o regime de AIA à EEM nas seguintes situações:

- a) Os projetos tipificados no anexo I (inclui Centrais térmicas e outras instalações de combustão com uma potência calorífica de pelo menos 300 MW);
- b) Os projetos tipificados no anexo II (inclui Instalações industriais destinadas à produção de energia elétrica, de vapor e de água quente; Instalações industriais destinadas ao transporte de gás, vapor e água quente e transporte de energia elétrica por cabos aéreos; Armazenagem de combustíveis fósseis, líquidos ou sólidos à superfície; Instalações para a produção de energia hidroelétrica; Aproveitamento da energia eólica para produção de eletricidade. (não incluídos no anexo I), que:
  - I. Estejam abrangidos pelos limiares fixados; ou
  - II. Se localizem, parcial ou totalmente, em área sensível e sejam considerados, por decisão da autoridade de AIA, como suscetíveis de provocar impacte significativo no; ou
  - III. Não estando abrangidos pelos limiares fixados, nem se localizando em área sensível, sejam considerados, por decisão da entidade licenciadora ou competente para a autorização do projeto e ouvida obrigatoriamente a autoridade de AIA, como suscetíveis de provocar impacte significativo no ambiente em função da sua localização, dimensão ou natureza;
- c) Os projetos que em função da sua localização, dimensão ou natureza sejam considerados, por decisão conjunta do membro do Governo competente na área do projeto em razão da matéria e do membro do Governo responsável pela área do ambiente, como suscetíveis de provocar um impacte significativo no ambiente.
- d) São ainda sujeitas a AIA qualquer alteração ou ampliação de projetos incluídos no anexo I ou no anexo II (ver detalhes no DL - artigo 1º).

Assim, para efeitos de Avaliação de Impacte Ambiental, relativa a novos projetos ou a alteração de projetos existentes, a EEM recorre a diferentes instrumentos e processos de avaliação ambiental em função das diferentes fases da sua atividade: planeamento, projeto e construção, operação, manutenção e desativação, seguindo as orientações previstas na legislação em vigor.

## **5. – CLASSIFICAÇÃO DO INVESTIMENTO**

As obras de investimento a realizar nas redes elétricas podem classificar-se em dois grupos, designadamente em:

- Investimentos envolvendo obras/trabalhos inerentes à ligação de novos clientes, decorrentes da comparticipação do uso partilhado e ainda os investimentos associados à prossecução do plano de política energética e,
- Investimentos englobando as obras/trabalhos inerentes à manutenção/melhoria das condições de funcionamento do sistema electroprodutor e da rede, para fazer face à evolução das potências de ponta que podem ser mais elevadas que a variação da procura, bem como para fazer face a crescimentos localizados de consumo, podendo exigir a construção de novas instalações e/ou o aumento da capacidade das existentes. Neste âmbito, consideram-se os aumentos da capacidade existente, através do aumento de secção dos cabos, a construção de subestações e postos de transformação, o aumento de potência ou a construção de novas infraestruturas, assim como a reconstrução de instalações que se encontram desadaptadas face às exigências técnicas atuais, ou ainda decorrentes do envelhecimento natural dos equipamentos e instalações.

Nas redes AT e MT foram identificadas as seguintes áreas de atuação:

- ✓ R-Desenvolvimento de rede;
- ✓ R-Recuperação e substituição de ativos degradados;
- ✓ R-Automação, supervisão e telecomando da rede;
- ✓ R-Automação de SE e modernização de SPCC;
- ✓ R-Melhoria da qualidade de serviço;
- ✓ R-Instalação de novos feeders MT;
- ✓ R-Adequação regulamentar.

Os investimentos realizados maioritariamente numa área de atuação podem ter impacto simultâneo em diferentes eixos estratégicos, conforme sugerido nas relações apresentadas nas tabelas seguintes:

Tabela 32 - Áreas de investimento - Redes

<b>ÁREAS DE INVESTIMENTO NAS REDES</b>	<b>Qualidade de serviço</b>	<b>Segurança de abastecimento</b>	<b>Eficiência da rede</b>	<b>Eficiência operacional</b>
R-Desenvolvimento de rede	X	X	X	
R-Recuperação e substituição de ativos degradados	X	X	X	X
R-Automação, supervisão e telecomando da rede	X	X		X
R-Automação de SE e modernização de SPCC	X			X
R-Melhoria da qualidade de serviço	X	X		
R-Instalação de novos feeders MT	X		X	
R-Adequação regulamentar	X	X		

Às áreas de atuação anteriormente referenciadas, compreendem o seguinte enquadramento.

Desenvolvimento de rede (R\_DR) – Compreende as intervenções que têm por objetivo atender ao crescimento natural dos consumos e cargas, melhorar a eficiência da rede (redução de perdas técnicas) e cumprir os padrões de segurança e de qualidade de serviço, sendo de referir a construção de subestações, aumentos de potência em subestações e postos de transformação, reforços de linhas e remodelações profundas. As intervenções a realizar resultam da comparação do mérito das soluções alternativas consideradas, através da quantificação dos custos e dos benefícios da redução da energia de perdas e da END, recorrendo ao cálculo da TIR, do VAL e do B/C.

Recuperação e substituição de ativos degradados (R\_RAD) – Recuperação ou substituição de sistemas e equipamentos, devido a envelhecimento ou obsolescência, não garantindo os níveis de qualidade e fiabilidade esperadas.

Automação, supervisão e telecomando da rede (R\_AST) – Medidas visando a redução do TIEPI e da END, integrando a instalação de órgãos de corte automatizados e telecomandados, o upgrade de RTU's, atualizações do SCADA e o desenvolvimento de Smart Grids ao nível da rede MT (PT's).

Automação de SE e modernização de SPCC (Sistemas de Proteção, Comando e Controlo) (R\_SPCC) – Visa uniformizar as funções de automatismos e proceder à substituição de equipamentos obsoletos.

Melhoria da qualidade de serviço (R\_MQS) – Investimentos nas redes, nomeadamente fecho de anéis, visando uma maior rapidez de resposta em caso de incidente, com impacto na melhoria do TIEPI e da END.

Instalação de novos feeders MT (R\_INF) – Investimentos nas redes, visando a redução de perdas e simultaneamente a redução do TIEPI e da END, incidindo nas saídas das subestações com maior carga.

Adequação regulamentar (R\_AR) – Implementação de medidas resultantes de exigências regulamentares.

No que diz respeito ao sistema electroprodutor são consideradas as seguintes áreas de atuação:

- ✓ P-Novos sistemas electroprodutores;
- ✓ P-Serviços de sistema;
- ✓ P-Recuperação de ativos degradados;
- ✓ P-Adequação Regulamentar.

## 6. – INVESTIMENTOS NO PERÍODO 2022-2024

Neste capítulo apresenta-se a caracterização e justificação dos principais investimentos do PDIRTD-RAM para o período 2022-2024. Para um melhor enquadramento dos investimentos, considerou-se o Plano para o ano de 2021 (2021r), ajustado em função da expectativa de execução até ao final do corrente ano.

### 6.1 – SÍNTESE DOS INVESTIMENTOS E SUBSÍDIOS

O quadro seguinte, sintetiza os montantes considerados para tarifas nos períodos 2009-2011, 2012-2014, 2015-2017, 2018-2020 e os montantes apresentados para o próximo período regulatório 2022-2024:

Tabela 33 – Montantes de investimento considerados em vários períodos regulatórios

Investimento	Períodos Regulatórios				
	2009-2011	2012-2014	2015-2017	2018-2020	2022-2024
Produção e Gestão do Sistema	73 073	98 805	88 602	52 406	62 175
Rede de Transporte	41 559	40 212	33 395	39 846	55 486
Rede de Distribuição	37 379	26 917	17 871	20 892	39 179
INE-Investimento Não Específico	7 112	6 425	4 861	7 628	10 393
<b>Soma triénio</b>	<b>159 123</b>	<b>172 358</b>	<b>144 729</b>	<b>120 772</b>	<b>167 233</b>
<b>Investimento médio</b>		<b>149 245</b>			<b>12%</b>
<b>Subsídios previstos</b>	<b>25 590</b>	<b>51 208</b>	<b>53 757</b>	<b>45 000</b>	<b>63 668</b>
<b>Soma líquida de subsídios</b>	<b>133 533</b>	<b>121 150</b>	<b>90 972</b>	<b>75 772</b>	<b>103 566</b>
<b>Investimento médio líquido</b>		<b>105 357</b>			<b>-2%</b>

O montante global de investimentos para o período 2022-2024 ascende a 167 233 milhares de Euros, representando um acréscimo de 12% face à média dos valores previstos nos quatro períodos regulatórios anteriores. Por sua vez, o investimento global líquido de subsídios, atinge 103 566 milhares de Euros, representando uma redução de 2%, relativamente à média dos valores previstos nos quatro períodos regulatórios anteriores.

No que diz respeito aos investimentos nas redes AT e MT, os montantes considerados nos vários períodos regulatórios foram os seguintes:

Tabela 34 – Montantes de investimentos considerados nas redes AT e MT

	Períodos Regulatórios				
	2009-2011	2012-2014	2015-2017	2018-2020	2022-2024
Rede de Transporte	41 559	40 212	33 395	39 846	55 486
Rede de Distribuição-MT	5 003	10 157	5 231	5 746	9 659
<b>Soma</b>	<b>46 562</b>	<b>50 369</b>	<b>38 626</b>	<b>45 591</b>	<b>65 145</b>
<b>Investimento médio</b>		<b>45 287</b>			<b>44%</b>
<b>Subsídios previstos</b>			<b>3 243</b>	<b>3 793</b>	<b>2 100</b>
<b>Soma líquida de subsídios</b>	<b>46 562</b>	<b>50 369</b>	<b>35 383</b>	<b>41 798</b>	<b>63 045</b>
<b>Investimento médio líquido</b>		<b>43 528</b>			<b>45%</b>

O montante de investimento considerado para o período regulatório 2022-2024 ascende a 65 145 milhares de Euros, representando um acréscimo de 44% face à média dos quatro períodos regulatórios anteriores. Se consideramos o investimento líquido de subsídios o acréscimo situa-se em 45%.

Para melhor enquadrar o acréscimo de investimento na rede AT e MT, há que referir que devido a uma conjuntura adversa e a diversas dificuldades adicionais, a taxa de realização nestas redes, nos períodos regulatórios anteriores ficou bastante aquém do planeado (apenas 47%, em média), levando a que vários projetos fossem adiados, facto que contribui para o maior volume estimado para o período 2022-2024, conforme se pode constatar no quadro seguinte, obrigando agora a um esforço suplementar para implementar os projetos que têm vindo a ser sucessivamente adiados.

Tabela 35 - Montantes de investimentos considerados e realizados nas redes AT e MT

	(Milhares de Euros)				
	2009-2011	2012-2014	2015-2017	2018-2020	2022-2024
Rede de Transporte (Planeado)	41 559	40 212	33 395	39 846	55 486
Rede de Distribuição-MT (Planeado)	5 003	10 157	5 231	5 746	9 659
<b>Soma 1</b>	<b>46 562</b>	<b>50 369</b>	<b>38 626</b>	<b>45 591</b>	<b>65 145</b>
Rede de Transporte (Realizado)	14 561	6 845	12 209	30 396	
Rede de Distribuição-MT (Realizado)	10 531	2 758	2 806	4722	
<b>Soma 2</b>	<b>25 092</b>	<b>9 603</b>	<b>15 015</b>	<b>35 118</b>	
% de realização	54%	19%	39%	77%	
% de realização média		47%			

Por outro lado, grande parte dos investimentos na rede de transporte estão associados à evolução do sistema electroprodutor, decorrente do plano de política energética regional e da recuperação de ativos degradados.

O conjunto de atividades constantes neste Plano é, na nossa opinião, o compromisso adequado face às necessidades indispensáveis para assegurar e garantir os padrões de qualidade de serviço que a EEM pretende oferecer, face às naturais exigências crescentes dos seus clientes e ao rigor, contenção e qualidade de fornecimento exigidos pelo processo de regulação. De uma forma geral, o Plano para o período 2022-2024 contempla um conjunto diversificado de investimentos, podendo sintetizar-se da seguinte forma:

- Dotação da rede de transporte de estruturas adequadas à evolução do sistema electroprodutor, ao desenvolvimento de rede, à substituição de ativos degradados e equipamentos obsoletos e à instalação de sistemas inteligentes de supervisão e operação;
- Melhoria da rede de distribuição MT, incluindo o telecomando parcial da rede, tendo em vista garantir os padrões da qualidade de serviço, em particular nas zonas A e B;

A descrição e justificação dos investimentos seguem-se nos capítulos seguintes, nomeadamente:

- Projetos de investimentos na rede de transporte;
- Projetos de investimentos na rede de distribuição MT.

**6.2 – INVESTIMENTOS NA REDE DE TRANSPORTE**

Os volumes de investimentos a realizar no período 2022-2024, na rede de Transporte, atingem os valores de 14 467, 20 225 e 20 795 milhares de Euros, respetivamente, com a seguinte desagregação:

Tabela 36 – Investimento específico na rede de transporte AT/MT

	(Milhares de Euros)				
<b>Transporte</b>	<b>2021r</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2022-24</b>
Investimento Específico					
Centros de controlo e telemedida	2 215	2 320	2 388	2 400	7 107
Subestações e Postos de Seccionamento	3 205	6 622	9 667	9 785	26 074
Linhas de transporte	2 617	5 525	8 170	8 610	22 305
<b>Total - Transporte</b>	<b>8 037</b>	<b>14 467</b>	<b>20 225</b>	<b>20 795</b>	<b>55 486</b>

No período 2022-2024, 34% do investimento corresponde a novos projetos, sendo os restantes 66% referente a projetos de planos de investimento anteriores.

Tabela 37 – Montantes referentes a novos projetos e a planos anteriores

	(Milhares de Euros)			
Montantes de investimento	2022	2023	2024	2022-2024
Novos projetos	4 553	7 193	6 850	18 595
De planos anteriores	9 914	13 032	13 945	36 891
Soma	14 467	20 225	20 795	55 486
% novos invest. no investimento global	31%	36%	33%	34%

Os investimentos na rede de transporte decorrem das necessidades específicas desta rede, bem como da evolução do sistema electroprodutor. De facto, algumas intervenções não decorrem, nesta fase, diretamente da satisfação da procura, mas sim da necessidade de garantir o escoamento da produção descentralizada, em particular da produção do planalto do Paúl da Serra e das centrais hidroelétricas da Calheta, a par do aumento expectável da componente fotovoltaica, sendo expectável uma maior concentração desta componente energética na zona sudoeste da ilha da Madeira.





Gráfico 36 – Reforço da rede de transporte da zona sudoeste da ilha da Madeira

Neste âmbito, a taxa de investimento, entre 2022 e 2024, na rede de transporte decorrente de necessidades associadas à expansão do sistema electroprodutor é de 17%, conforme síntese do quadro seguinte.

Tabela 38 – Montantes de investimento na rede de transporte, decorrentes da expansão do sistema electroprodutor

	(Milhares de Euros)			
Origem do investimento	2022	2023	2024	2022-2024
Sistema electroprodutor	4 560	3 355	1 730	9 645
Rede de transporte	9 907	16 870	19 065	45 841
Soma	14 467	20 225	20 795	55 486
% invest. decorrente do sistema electroprodutor	32%	17%	8%	17%

A distribuição do investimento pela sua natureza é a indicada no quadro seguinte:

Tabela 39 – Natureza do investimento na rede de transporte

	2022	2023	2024	2022-2024
R_AR: Adequação regulamentar	3%	0%	0%	1%
R_AST: Automação, supervisão e telecomando da rede	7%	4%	3%	4%
R_DR: Desenvolvimento de rede	28%	32%	42%	35%
R_MQS: Melhoria da qualidade de serviço	2%	1%	0%	1%
R_RAD: Substituição/recuperação de ativos degradados	59%	62%	54%	58%
R_SPCC: Automação de SE e modernização de SPCC	1%	1%	1%	1%

A maior fatia do investimento no período 2022-2024 vai para a recuperação/substituição de ativos degradados com 58%, seguida do desenvolvimento de rede com 35% e da automação, supervisão e telecomando com 4%.

As obras previstas em cada subsector do Transporte, constam nos capítulos seguintes.

### 6.2.1 Subestações e Postos de Seccionamento

No que se refere às subestações e postos de seccionamento, foi efetuada uma reavaliação dos principais projetos que terão início no quadriénio 2021-2024, e que já estavam previstos no Plano de Investimentos de 2020.

Nesta análise foram consideradas novas soluções e efetuado o redimensionamento de alguns projetos, tendo em conta a evolução crescente, que se tem vindo a verificar, relativamente aos custos da construção e da mão-de-obra, bem como dos materiais e equipamentos. Desta reavaliação, resultou um acréscimo de aproximadamente 8 300 milhares de Euros (+30%), relativamente aos montantes anteriormente considerados.

Os investimentos previstos para os anos de 2021, 2022, 2023 e 2024, em subestações e postos de seccionamento, ascendem a 3 205, 6 622, 9 667 e 9 785 milhares de Euros, respetivamente, sendo as principais obras descritas nos pontos seguintes:

As obras que estavam previstas concluir no ano de 2020, e que transitaram para o corrente ano, são as seguintes:

Tabela 40 – Obras de subestações não concluídas em 2020

Designação	(Milhares de Euros)			
	2021 r	2022	2023	2024
Reforço Estrutural do Edifício do Amparo	110			
SE Central P.Santo: Remodelação	700			
SE CNC - Retrofit Caixas Cabos	170			
<b>Total</b>	<b>980</b>			

O montante dos investimentos associados a estas obras, ascende a cerca de 980 milhares de Euros, a serem realizados no ano de 2021.

**Tabela 41 – Obras de subestações e postos de seccionamento já previstas no plano de 2021**

(Milhares de Euros)

Designação	2021 r	2022	2023	2024
SE Lombo Meio - 60/6,6 kV	500	2 500	555	
SE Ponta Delgada	90	510	700	900
SE Santo da Serra - Escalão 60 kV	70		500	1 000
SE Virtudes - 60/6,6 kV		100	600	1 000
SE P.Ferreiro-60 kV: Remod. total dos 60 kV	70		600	1 200
SE Machico-60 kV: Remod. total dos 60 kV	70	1 105	2 200	1 630
Trf SE L.Meio: 15 MVA - 60/6,6 kV	60	330		
Remod. SPCC	200	200	200	200
Beneficiação de subestações	210	100	100	100
Monitorização dos TPs nas subestações		82	82	
Sistema Desumidif. Passiva em Contínuo TPs			35	
Beneficiação de Transf. Potência	120	225	225	225
Equip. Diagnóstico Cabos-AT/MT	305			
Cond. Acustico SE	100	100	100	100
Trf SE Machico: 25 MVA - 60/30 kV	60		400	
Postos Secc.Cabo: S.Vicente - R.Janela			60	90
<b>Total</b>	<b>1 855</b>	<b>5 252</b>	<b>6 357</b>	<b>6 445</b>

O montante dos investimentos associados a estas obras, ascende a cerca de 1 855, 5 252, 6 357 e 6 445 milhares de Euros respetivamente, nos anos de 2021, 2022, 2023 e 2024.

Em face da informação mais recente, alguns projetos foram objeto de ajustamento relativamente aos montantes previstos em planos anteriores, devido ao reescalonamento e reprogramação de algumas obras, assinalando-se nos parágrafos seguintes aqueles que registaram alterações mais significativas:

- **SE Lombo Meio - 60/6,6 kV**

Verificaram-se atrasos no lançamento do concurso, que está atualmente a decorrer, devendo ser efetuada a adjudicação deste empreendimento, até o final do corrente ano.

Prevê-se efetuar a grande parte dos trabalhos de construção e montagem, ao longo do próximo ano, devendo a obra ficar concluída em 2023.

O custo total deste empreendimento está estimado em cerca de 3 850 milhares de Euros, distribuídos nos montantes de 500, 2 500 e 555 milhares de Euros, pelos anos de 2021, 2022 e 2023 respetivamente. Até 2020 foram já investidos cerca de 295 milhares de Euros.

- **Subestação da Ponta Delgada**

Verificaram-se atrasos relativamente ao plano previsto, estando a decorrer atualmente o desenvolvimento do projeto da nova subestação. Prevê-se que a adjudicação da obra se verifique no ano de 2022, decorrendo os trabalhos de construção e montagem nos anos de 2023 e 2024.

O investimento de 2 200 milhares de Euros, ao longo destes anos, será repartido do seguinte modo: 90, 510, 700 e 900 milhares de Euros, respetivamente nos anos de 2021, 2022, 2023 e 2024.

○ **SE Santo da Serra - Escalão 60 kV**

A atual Subestação do Santo da Serra-30/6,6 kV, localizada no concelho de Santa Cruz, alimenta atualmente a Rede de Distribuição das zonas altas dos concelhos de Santa Cruz e Machico.

Com as dificuldades surgidas, relativamente ao desenvolvimento do projeto da linha/60 kV entre a Assomada e Machico, que inviabilizaram a sua implementação, foram estudadas várias alternativas, tendo-se optado por construir uma nova linha, a cotas mais elevadas, interligando as subestações do Palheiro Ferreiro e de Machico, passando pelas subestações da Meia Serra e do Santo da Serra. Com a implementação deste projeto, será introduzido o escalão de 60 kV nesta subestação, permitindo assim expandir a rede de 60 kV, para uma zona mais interior da ilha.

Foi feita uma reavaliação do plano anteriormente previsto para esta instalação e está atualmente a ser desenvolvido o respetivo projeto, cujo programa base prevê a desativação da atual instalação e a construção de uma nova subestação, com os escalões de 60 kV, 30 kV e 6,6 kV.

O programa base do projeto da nova instalação é o seguinte:

- construção de um edifício dimensionado para os equipamentos a instalar;
- construção de duas celas para transformadores de potência;
- instalação de quatro celas modulares compactas do tipo GIS, de 60 kV, três celas de 30 kV e de onze celas de 6,6 kV, bem como do Sistema de Proteção, Comando, Controlo e Serviços Auxiliares associados.

O plano previsto para a implementação deste investimento, estabelece que em 2021 fiquem concluídos os projetos e o caderno de encargos, tendo sido previstos para o efeito 70 milhares de Euros.

No ano de 2023, deverá ser lançado o concurso e feita a adjudicação da obra, cujo investimento previsto é de 500 milhares de Euros. Os trabalhos de construção e montagem decorrerão entre os anos de 2024 e 2025, com os valores de 1 000 e 2 130 milhares de Euros respetivamente. O investimento total deste empreendimento será de aproximadamente 3 700 milhares de Euros, estando prevista a conclusão dos trabalhos em 2025.

○ **SE Virtudes - 60/6,6 kV**

Foi feita uma recalendarização da obra, pretendendo-se concluir, durante o corrente ano, a aquisição dos terrenos anexos à subestação e desenvolver os projetos em 2022. Entre os anos de 2023 a 2025 decorrerão o concurso, a adjudicação e execução da obra.

A repartição de custos ao longo deste período está prevista do seguinte modo: 100, 600, 1 000 e 2 800 milhares de Euros, nos anos de 2022, 2023, 2024 e 2025, respetivamente.

O custo total deste empreendimento está estimado em cerca de 4 500 milhares de Euros.

○ **SE P. Ferreiro-60 kV: Remod. total dos 60 kV**

A expansão da Rede de Transporte prevista para os próximos anos, nomeadamente ao nível dos 60 kV, terá implicações diretas nas ligações à Subestação do Palheiro Ferreiro-60/30/6,6 kV. Com efeito, as novas ligações previstas neste Plano de Investimentos, Vitória-Palheiro Ferreiro (60 kV) e Santo da Serra-Meia Serra (60 kV), com ligação ao Palheiro Ferreiro, obrigam a equipar esta instalação, com novos painéis a 60 kV.

Ao nível dos 60 kV, a subestação é constituída por painéis exteriores, com isolamento ao ar, não tendo área disponível para fazer a instalação de novos painéis. A solução a implementar será através a substituição dos equipamentos existentes por celas compactas, do tipo GIS, instaladas no interior de um edifício. Este projeto contempla ainda uma intervenção ao nível das celas dos transformadores, de modo a atenuar o ruído destes equipamentos.

Trata-se de um projeto complementar à intervenção relativa à substituição dos equipamentos de 30 kV, bem como do Sistema de Comando, Controlo e Proteções da atual instalação.

Foi efetuada uma reavaliação do plano anteriormente previsto, estando já a decorrer o desenvolvimento do projeto de remodelação da subestação, a partir do seguinte programa base:

- construção de um novo edifício, para instalação dos novos equipamentos de 60 kV;
- construção de quatro celas para transformadores de potência;
- instalação de nove celas modulares compactas do tipo GIS, de 60 kV e de dezassete celas de 6,6 kV, e a adaptação do atual Sistema de Proteção, Comando, Controlo;
- reabilitação exterior do edifício existente.

Os projetos ficarão concluídos no corrente ano, sendo investidos 70 milhares de Euros. Em 2023 prevê-se efetuar o concurso e adjudicação da obra, que decorrerá nos dois anos seguintes. O investimento total está avaliado em 4 500 milhares de Euros e será realizado até ao ano de 2025. Os investimentos previstos para os anos de 2023, 2024 e 2025 são de 600, 1 200 e de 2 630 milhares de Euros, respetivamente.

○ **SE Machico-60 kV: Remod. total dos 60 kV**

A evolução da Rede de Transporte afeta a esta subestação, nomeadamente ao nível dos 60 kV, exige uma melhoria dos seus níveis de segurança e fiabilidade, através da substituição dos equipamentos exteriores, com isolamento ao ar, por celas compactas, do tipo GIS, instaladas no interior de um edifício. Será feita também a ampliação, ao nível das celas de 60 kV, de modo a permitir a futura ligação entre esta subestação e a do Santo da Serra, prevista no atual Plano.

Grande parte das celas de 30 kV e 6,6 kV ainda são em alvenaria, com isolamento ao ar, estando prevista a sua substituição, bem como do SPCC da subestação.

O programa base definido para o projeto que está a ser atualmente implementado, estabelece a desativação da atual instalação e a montagem dos novos equipamentos, num edifício a construir para o efeito.

O programa base do projeto da nova instalação é o seguinte:

- construção de um edifício dimensionado para os equipamentos a instalar;
- construção de quatro celas para transformadores de potência;
- instalação de sete celas modulares compactas do tipo GIS, de 60 kV, quatro celas de 30 kV e de 20 celas de 6,6 kV, bem como do Sistema de Proteção, Comando, Controlo e Serviços Auxiliares associados;
- reabilitação do edifício existente.

Em 2021, ficarão concluídos os projetos das especialidades deste empreendimento, na perspetiva de efetuar o concurso, a adjudicação e o início da obra, no ano de 2022. Os trabalhos de construção e montagem, decorrerão entre os anos de 2023 e 2024.

A estimativa de investimento tem um valor global de 5 005 milhares de Euros e será repartido por estes quatro anos, do seguinte modo: 70, 1 105, 2 200 e 1 630 milhares de Euros, respetivamente nos anos de 2021, 2022, 2023 e 2024.

As obras novas para 2021, 2022, 2023 e 2024, são as seguintes:

**Tabela 42 - Obras novas entre os anos de 2021 a 2024**

Designação	(Milhares de Euros)			
	2021 r	2022	2023	2024
SE P.Vermelha: Escalão 60 kV	70	1 000	2 000	1 330
SE Cabo Girão - 60/6,6 kV			100	400
SE Vitória 30/6,6 kV - Escalão de 6,6 kV	80	250	700	770
SR-Simulador Redes e Gestão Proteções	150			
SE S.Vicente: Ampl./6,6 kV		120		
SE CNC: Ampl.+SPCC			450	450
VTO/60 kV-Retrofit Sist.Aliment./110 VDC	70			
Trf SE Machico: 15 MVA-60/6,6 kV			60	330
Trf SE Palheiro Ferreiro: 25 MVA-60/30 kV				60
<b>Total</b>	<b>370</b>	<b>1 370</b>	<b>3 310</b>	<b>3 340</b>

O montante dos investimentos associados a estas obras, ascende a cerca de 370, 1 370, 3 310 e 3 340 milhares de Euros respetivamente, nos anos de 2021, 2022, 2023 e 2024.

○ **Subestação da Ponte Vermelha: Escalão de 60 kV**

Com a entrada em serviço da Central da Calheta III, localizada na zona oeste da ilha da Madeira, tornou-se necessário aumentar a capacidade de transporte de energia, da rede de transporte, entre esta localidade e os principais centros de consumo, nas zonas Sul e Leste da ilha da Madeira, que será efetuado através de mais uma ligação a 60 kV, entre as subestações do Lombo do Douro (Calheta) e da Vitória.

Esta nova ligação a 60 kV será realizada através da linha aérea que estabelece atualmente a ligação a 30 kV, entre as subestações do Lombo do Douro e da Ponte Vermelha, passando pela Subestação do Lombo do Meio, e que foi construída com o nível de isolamento de 60 kV, na perspetiva de posteriormente passar a sua exploração para este nível de tensão. A implementação deste upgrade, obrigará à introdução do escalão de 60 kV, nas atuais subestações do Lombo do Meio (30/6,6 kV) e da Ponte Vermelha (30/6,6 kV).



No que se refere à Subestação da Ponte Vermelha, a instalação passará a incluir, assim, os escalões de 60 kV, 30 kV e 6,6 kV.

Este projeto já foi integrado em Planos anteriores, tendo sido agora reavaliado, face ao atual desenvolvimento da Rede de Transporte e Distribuição. Para além do redimensionamento dos escalões de 60 kV e 30 kV, associou-se a esta intervenção a ampliação e substituição das atuais celas de 6,6 kV, que se encontram obsoletas, e, sem garantias de adequada fiabilidade.

Assim, a intervenção a efetuar nesta subestação passará pela construção de um edifício anexo à atual subestação, para a instalação de cinco celas modulares compactas do tipo GIS, de 60 kV, de três celas de 30 kV e de vinte celas de 6,6 kV, dos sistemas de proteção, comando e controlo associados, bem como a construção de três novas celas para a instalação de transformadores de potência, sendo uma delas de reserva, conforme indicado na respetiva ficha técnica. Está previsto também efetuar a reabilitação do edifício existente.

Os projetos das especialidades deste empreendimento deverão ser desenvolvidos ao longo do corrente ano, na perspetiva de efetuar o concurso e a adjudicação da obra no ano de 2022. Os trabalhos de construção e montagem, decorrerão entre os anos de 2023 e 2024.

A estimativa de investimento tem um valor global de 4 400 milhares de Euros e será repartido por estes quatro anos, do seguinte modo: 70, 1 000, 2 000 e 1 330 milhares de Euros, respetivamente nos anos de 2021, 2022, 2023 e 2024.

Na reavaliação deste projeto, foram analisados outros cenários alternativos, nomeadamente no que se refere à possibilidade de evitar a introdução do escalão de 60 kV nesta subestação. Contudo, verificou-se que essa solução não é de todo viável, porque implicaria a instalação de novas linhas, com custos adicionais consideráveis, e com um impacto ambiental insustentável, tendo em conta a zona urbana onde se situa a atual instalação.

#### ○ **Subestação do Cabo Girão 60/6,6 kV**

Conforme mencionado anteriormente, é necessário efetuar o upgrade na linha Lombo do Doutor - Ponte Vermelha, para os 60 kV, já reportado em Planos anteriores. Com o objetivo de dar continuidade a esta ligação a 60 kV, até à Subestação da Vitória, será também necessário efetuar o upgrade para os 60 kV, da atual linha a 30 kV, Ponte Vermelha – Vitória, que passa pela Subestação do Cabo Girão (30/6,6 kV), e que já foi devidamente projetada para o efeito.

Face a esta alteração na exploração da linha, será necessário introduzir o escalão de 60 kV na Subestação do Cabo Girão. Na avaliação destas alterações, teve-se em consideração o anterior plano de remodelação da atual instalação, que previa a substituição dos equipamentos de 30 kV instalados e ao facto da referida linha, estar relativamente distante da subestação atual.

Foi definido então um novo plano, que passa pela aquisição de um terreno junto à linha aérea, para a construção da nova subestação de 60/6,6 kV, suprimindo-se assim o projeto de remodelação dos 30 kV, na atual instalação.

O programa base do projeto da nova instalação é o seguinte:

- aquisição de um terreno nas imediações da linha Ponte Vermelha-Vitória, com condições para instalar a nova subestação.
- construção de um edifício dimensionado para os equipamentos a instalar;

- construção de uma cela de transformador de potência;
- instalação de três celas modulares compactas do tipo GIS, de 60 kV e de doze celas de 6,6 kV, bem como dos Sistema de Proteção, Comando, Controlo e Serviços Auxiliares associados.

O plano estabelecido para este empreendimento prevê para 2023 a elaboração do projeto para a instalação e a prospeção dos terrenos necessários para a sua construção, sendo investidos 100 milhares de Euros. Em 2024 e 2025 decorrerá a execução da obra, com um investimento previsto de 400 e 2 200 milhares de Euros respetivamente. O montante total do investimento previsto é de 2 700 milhares de Euros.

As soluções avaliadas no âmbito da reavaliação do plano anteriormente definido, passavam por contruir a nova instalação junto da atual subestação, mas verificou-se não ser viável, tendo em conta a reduzida dimensão do terreno disponível e dos condicionamentos decorrentes da exploração da subestação.

o **SE Vitória 30/6,6 kV – Escalão de 6,6 kV**

Esta subestação, localizada no concelho do Funchal, com uma potência instalada de 20 MVA, entrou ao serviço na década de 80, mantendo-se ainda em exploração os principais equipamentos elétricos de 30 kV e 6,6 kV, que pela sua idade estão em fim de vida útil e não garantem os níveis de fiabilidade e segurança necessários. Esta subestação alimenta essencialmente uma grande parte das cargas do concelho de Câmara de Lobos, apoiando também a rede de distribuição do concelho do Funchal. A crescente evolução das cargas na área de influência desta subestação, resulta atualmente no incumprimento do critério n-1 de exploração dos dois transformadores de potência instalados.

Neste âmbito, integrou-se no presente Plano 2021-24, a remodelação da instalação, com o seguinte programa de intervenção:

- substituição do escalão de 6,6kV, constituído por dois quadros modulares do tipo metal-clad, um do tipo 8BD1 (1980) e outro do tipo 8BK20 (2000), compostos no total por 22 celas modulares;
- remodelação e redimensionamento dos Serviços Auxiliares;
- substituição do Sistema de Proteção, Comando e Controlo;
- remodelação das duas celas de transformadores de potência, equipadas com TP's do tipo 30/6,6kV-10 MVA, de modo a receber TP's de 15 MVA;
- reabilitação geral do edifício.

Ao nível das celas de 30 kV que alimentação os transformadores da subestação, não vai ser feita a substituição dos equipamentos, uma vez que estas estão integradas na subestação da Central da Vitória/30 kV, que não será intervencionada

O plano de intervenção prevê a elaboração dos projetos das especialidades em 2021 e a execução da obra nos anos de 2022 a 2024. A estimativa de investimento tem um valor global de 1 800 milhares de Euros, prevendo-se aplicar 80 milhares de Euros em 2021 e cerca de 250, 700 e 770 milhares de Euros, nos anos de 2022, 2023 e 2024, respetivamente.



Nos estudos que envolveram a tomada de decisão relativamente a este plano, foram avaliados outros cenários de intervenção, nomeadamente a oportunidade de efetuar a remodelação dos equipamentos da subestação, ao nível dos 30 kV. Considerou-se, contudo que essa solução aportava um substancial acréscimo de custos, sendo adiado para uma fase posterior.

○ **SR-Simulador Redes e Gestão de Proteções**

Pretende-se adquirir o Módulo de Simulação de Redes e Gestão de Proteções. Esta ferramenta de trabalho que permite a simulação da estabilidade transitória da rede e a coordenação das proteções, torna-se essencial no estudo e análise da exploração da rede. Neste âmbito, está inscrito no Plano o montante de 150 milhares de Euros, a investir no corrente ano.

○ **SE S.Vicente: Ampl./6,6 kV**

Decorrente da expansão da rede de distribuição no concelho de São Vicente é necessário ampliar o monobloco de 6,6 kV existente, com mais duas celas de linha e a instalação de uma cela de interbarras. O investimento de 120 milhares de Euros, será realizado em 2022.

○ **SE CNC: Ampl.+SPCC**

O Quadro de 60 kV do tipo GIS, instalado na Subestação do Caniçal-60/6,6 kV, no final da década de 90, é constituído por 5 celas, todas elas ocupadas, com quatro ligações à rede e uma ao transformador de 10 MVA-60/6,6 kV.

A importância desta instalação é determinante, porque garante o fornecimento de energia elétrica a toda a zona do Caniçal, nomeadamente ao Porto marítimo e à Zona Franca Industrial. Contudo, o único recurso a esta importante instalação é a Subestação de Machico, mas com uma capacidade muito limitada, devido à distância relativamente grande que separa estas duas instalações.

Esta situação constitui uma fragilidade na garantia de abastecimento desta subestação, e que se pretende solucionar, com a montagem de novos equipamentos, através da instalação de duas novas celas, uma de linha e outra de transformador. No âmbito desta intervenção pretende-se também substituir o SPCC-Sistema de Comando e Controlo existente decorrente do estado de obsolescência dos seus principais equipamentos e do facto dos mesmos terem sido descontinuados por parte do fabricante.

O investimento de 900 milhares de Euros, será igualmente repartido pelos anos de 2023 e 2024.

- **SVTO/60 kV-Retrofit Sist. Aliment./110 VDC**

A Subestação da Vitória-60/30 kV, está equipada com um Sistema de Alimentação/110 V, cuja sua capacidade que se tem revelado insuficiente, para responder a determinadas situações de carga mais exigentes na instalação.

Pela importância desta subestação na Rede de Transporte e tendo em conta situações de exploração recente, em que a capacidade de resposta deste sistema foi posto em causa, desenvolveram-se estudos para redimensionar este sistema de alimentação.

Pretende-se concretizar este plano ainda no decorrer do presente ano, estimando-se que o valor a investir seja de aproximadamente 70 milhares de Euros.

- **Trf SE Machico: 15 MVA-60/6,6 kV**

Prevê-se iniciar em 2023 a aquisição de um transformador de potência 15 MVA-60/6,6 kV que virá substituir o atual transformador de potência Nº 3 de 10 MVA-60/6,6 kV na Subestação de Machico.

Prevê-se investir cerca de 60 milhares de Euros em 2023 e 330 milhares de Euros em 2024, fazendo coincidir a sua entrada em serviço, com a remodelação da subestação.

- **Trf SE Palheiro Ferreiro: 25 MVA-60/30 kV**

Prevê-se iniciar em 2024 a aquisição de um transformador de potência 25 MVA- 60/30 kV que virá substituir o atual transformador de potência Nº 2 de 15 MVA-60/30 kV na SE Palheiro Ferreiro. Prevê-se investir cerca de 60 milhares de Euros em 2024, e 400 milhares de Euros em 2025, fazendo coincidir a sua entrada em serviço, com a remodelação da subestação.

### **6.2.2 Linhas AT**

No que se refere às Linhas AT, foi efetuada uma reavaliação dos principais projetos que terão início no quadriénio 2021-2024, e que já estavam previstos no Plano de Investimentos de 2020.

Nesta análise foram consideradas novas soluções e efetuado o redimensionamento de alguns projetos, tendo em conta a evolução crescente, que se tem vindo a verificar, relativamente aos custos da construção e da mão-de-obra, bem como dos materiais e equipamentos.

Desta reavaliação resultou um acréscimo de aproximadamente 2 100 milhares de Euros (+8%), relativamente aos montantes anteriormente considerados.

Os montantes dos investimentos em linhas AT previstos para os anos de 2021, 2022, 2023 e 2024, ascendem a 2 617, 5 525, 8 170 e 8 610 milhares de Euros respetivamente, sendo apresentadas nos pontos seguintes as principais obras a realizar, bem como as alterações mais significativas, face ao plano de investimentos anterior.

As obras que estavam previstas concluir no ano de 2020, e que transitaram para os anos seguintes, são as seguintes:

**Tabela 43 – Obras de Linhas AT não concluídas em 2020**

<b>Designação</b>	<b>2021 r</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>
Lig.60 kV: SE Caniçal-Cent.Term.Caniçal	470			
Alt.Ligação CTA/30 kV - CHI Calheta		130	150	
Vila Baleira - Rib. Salgado (PS)	22			
Rib.Salgado - Calheta (PS) - Cond	350			
<b>Total</b>	<b>842</b>	<b>130</b>	<b>150</b>	

O montante dos investimentos associados a estas obras, ascende a cerca de 842, 130 e 150 milhares de Euros respetivamente, nos anos de 2021, 2022 e 2023.

As ligações já previstas no plano de investimentos para 2021 (com a atualização dos seus montantes), são as seguintes:

**Tabela 44 - Obras de linhas AT já previstas no plano de 2021**

(Milhares de Euros)

Designação	2021 r	2022	2023	2024
Benef. Linha 60 kV: Calheta-Vitória	55	400	745	
Benef. Linha 60 kV: Vitória - P.Ferreiro	90	570	780	
Benef. Linha 60 kV: P.Ferreiro-Machico	100		400	500
Remod. Apoios Metálicos	270	270	270	270
Remod. Linhas AT-MT	270	270	270	270
Benef. Linha 30 kV: B.Cana - São Vicente		50	1 000	1 000
Lombo Doutor-Calheta 30 kV				
Calheta - Loiral				
Santo da Serra - Meia Serra	50	1 150	1 000	300
Cabos/60 kV: P.Ferreiro - S.Quitéria (linha)			100	3 000
Upgrade da Linha: PVM-LDM-LDR		200		
Túnel da Encumeada	150	150		
Ribeira da Janela - Ponta do Pargo		200	700	1 600
Loiral - Bica da Cana / cabo 30 kV	50	600	550	
Santana - Ponta Delgada		200	500	800
Linha/60 kV, Fontes - Alegria			100	700
Alt.Lig. SE Livramento - SE Assomada	320	320		
Condutas				
Rede Condutas: P.Ferreiro - S.Quitéria	50	350	1 000	
Santana - Boaventura: Rede Cond.	80	150	250	100
Ponta Pargo - Fajã Ovelha: Rede Cond.	140			
Reforço Cond. nos Viadutos: MCH-CAN	80	160		
Condutas em novas vias rodoviárias	70	70	70	70
<b>Total</b>	<b>1 775</b>	<b>5 110</b>	<b>7 735</b>	<b>8 610</b>

O montante dos investimentos associados a estas obras ascende a 1 775, 5 110, 7 735 e 8 610 milhares de Euros, respetivamente nos anos de 2021, 2022, 2023 e 2024.

Alguns projetos foram objeto de ajustamento relativamente aos montantes previstos em planos anteriores, bem como no seu reescalamento e reprogramação. As alterações mais relevantes nos montantes de investimento são as que a seguir se indicam:

- **Beneficiação Linha 30 kV: Bica da Cana - São Vicente**

A linha de 30 kV Bica da Cana – São Vicente, com uma extensão de 4,5 km, foi estabelecida em 1989 e ampliada em 2008. Esta linha é constituída maioritariamente por condutor AL-AÇO 116 mm<sup>2</sup> e possui parte do seu traçado localizado no Paúl da Serra, a uma altitude superior aos 1500 m, exposta a ventos muito fortes e a temperaturas muito baixas no inverno. Estas condições extremas têm acarretado alguns problemas estruturais a esta linha, nomeadamente ao nível dos seus apoios, resultantes da degradação que tem sofrido com o decorrer dos anos.

Em 2017 foi estabelecido um plano que definia a substituição da atual linha por outra nova, constituída por um troço em linha aérea, com cerca de 2,5 km, em AL-Aço 261 mm<sup>2</sup>, entre o Posto de Corte da Bica da Cana e o sítio das Ginjas e o estabelecimento de uma ligação em cabo subterrâneo, do tipo LXHIOV 1x500 mm<sup>2</sup> / 30 kV, numa extensão de 2 km, entre o sítio da Ginjas e a Subestação de São Vicente, através da rede de condutas subterrâneas.

No âmbito deste plano, ficou concluído em 2019 o troço em cabo subterrâneo, entre o sítio das Ginjas e a Subestação de São Vicente, tendo-se iniciado posteriormente o projeto da linha, relativa ao troço aéreo, entre as Ginjas e a Bica da Cana. O desenvolvimento deste projeto tem sido fortemente condicionado, por razões de natureza ambiental. Efetivamente o traçado da linha atravessa áreas sensíveis, inseridas na Rede Natura 2000 e no Parque Natural da Madeira, numa zona de Floresta Laurissilva, que impõe fortes restrições ao seu licenciamento.

Entretanto, no início do corrente ano, a Direção Regional de Estradas apresentou um projeto para pavimentação de uma estrada florestal, designada por Estrada das Ginjas, que liga estas duas localidades, criando assim condições para a instalação de uma rede de condutas subterrâneas, que permitiria efetuar o lançamento de cabos/30 kV, de modo a estabelecer uma ligação totalmente subterrânea, entre a Subestação de São Vicente e o Posto de Corte da Bica da Cana.

Recentemente foi feita uma reavaliação do plano inicial e, face aos grandes condicionamentos de ordem ambiental, que poderão inviabilizar a implantação da linha, a alternativa viável será estabelecer esta ligação em cabo subterrâneo. A concretização deste projeto, fica então dependente do plano de construção desta nova ligação rodoviária.

Apesar de ainda não haver condições para avançar com o projeto desta solução alternativa, o estudo prévio, já efetuado, para esta ligação subterrânea deverá ter uma extensão de aproximadamente 10 km, estimando-se que os custos totais, sejam na ordem dos 2 800 milhares de Euros.

Com a reprogramação deste investimento, está previsto investir cerca de 50 milhares de Euros em 2022, no desenvolvimento do projeto e cerca de 1 000, 1 000 e 750 milhares de Euros, nos anos de 2023, 2024 e 2025, respetivamente.

- **Santo da Serra – Meia Serra**

Está a ser concluído o projeto final da linha, face às alterações ao traçado inicialmente previsto, de modo a ser efetuado o lançamento do concurso, até o final do corrente ano.

Pretende-se efetuar em 2022 a adjudicação da obra, e proceder ao início dos trabalhos, prosseguindo a sua execução ao longo dos dois anos seguintes, de modo que a obra esteja concluída no ano de 2024. Face à estimativa de custos anteriormente efetuada, fez-se uma revisão dos montantes previstos, tendo-se atualizado o valor total do investimento em cerca de 2 500 milhares de Euros.

O investimento previsto para os anos de 2021, 2022, 2023 e 2024, será na ordem dos 50, 1 150, 1 000 e 300 milhares de Euros, totalizando o montante de 2 500 milhares de Euros.

○ **Alteração da Ligação, CTA/30 kV - CHI Calheta**

A Central Hidroelétrica de Inverno da Calheta, situada na marginal da vila da Calheta, está ligada à Subestação da Calheta-30/6,6 kV, através de uma linha aérea (AL-Aço 116 mm<sup>2</sup>/30 kV), lançada ao longo do vale de ligação ao Lombo do Doutor.

O troço final desta linha, numa extensão de aproximadamente 750 metros, entre a zona da Gafaria e a Central, tem uma grande exposição visual, com um significativo impacto ambiental, pelo facto de atravessar zonas habitacionais e edifícios públicos.

Foi avaliada uma solução para desativar este troço de linha, substituindo-o por uma ligação em cabo subterrâneo de 30 kV, numa extensão de aproximadamente 1 km.

Os custos totais desta alteração foram reavaliados em cerca de 280 milhares de Euros, contabilizando os custos de desmontagem da linha e a retificação da rede de condutas existente. Prevê-se executar este trabalho entre os anos de 2022 e 2023, com uma distribuição de custos de 130 e 150 milhares de Euros, respetivamente.

○ **Alteração da Ligação, Subestação Livramento – Subestação Assomada**

A ligação a 30 kV entre as subestações do Livramento e da Assomada, é feita através de uma ligação mista, constituída por um troço em cabo subterrâneo (3 LXHIV 1x240 mm<sup>2</sup>/30 kV), entre a Subestação do Livramento e a zona dos Reis Magos, e outra em linha aérea entre os Reis Magos e a Subestação da Assomada. Um troço desta linha atravessa o “cone de aproximação à pista” do aeroporto da Madeira e teria de ser remodelada, para cumprir com as condições de segurança regulamentares exigidas, nomeadamente no que se refere à instalação de balizagem e sinalização. Estas alterações viriam a implicar a substituição de alguns dos apoios existentes.

Face aos condicionamentos desta solução, optou-se por adotar uma ligação em cabo subterrâneo, alternativa à linha aérea, dando assim continuidade ao troço subterrâneo já existente, entre a Subestação do Livramento e a zona dos Reis Magos.

Para a implementar esta solução, é necessário construir uma rede de condutas subterrâneas, numa extensão de aproximadamente 1700 m, dimensionada para o lançamento de dois ternos de cabos/30 kV.

Os custos associados à implementação deste projeto, ascende a 640 milhares de Euros, igualmente repartidos entre os anos de 2021 e 2022.

As obras novas para os anos de 2021 a 2024, são as seguintes:

**Tabela 45 - Obras novas de linhas AT entre os anos de 2021 a 2024**

Designação	(Milhares de Euros)			
	2021 r	2022	2023	2024
Lombo Faial - Cedro Gordo (Fajã Nog.)		285	285	
<b>Total</b>		<b>285</b>	<b>285</b>	

O montante dos investimentos associados a esta obra ascende a 285 milhares de Euros, para cada um dos anos de 2022 e 2023.

- **Lombo Faial - Cedro Gordo (Fajã da Nogueira)**

A linha aérea que estabelece a ligação a 30 kV, entre a Central da Fajã da Nogueira e a Subestação do Lombo do Faial, em CU de 35 mm<sup>2</sup>, instalada em postes de betão, pela sua longevidade apresenta grandes problemas estruturais, nomeadamente ao nível dos seus apoios, resultantes da degradação que tem sofrido no decorrer dos anos.

O troço aéreo desta linha, na zona das Cruzinhas, tem uma grande frequência de avarias que são agravadas pela difícil acessibilidade aos apoios, situados nas escarpas de uma vertente rochosa, com frequentes desprendimentos de rochas.

Está prevista uma intervenção, por parte da Direção Regional de Estradas, na Estrada Regional Nº 103 que circunda esta localidade, com o intuito de proteger esta via dos referidos desprendimentos de rochas.

Pretende-se aproveitar esta intervenção na via, para instalar uma rede de condutas subterrâneas, numa extensão de aproximadamente 3,0 km, de modo a permitir o lançamento de cabos subterrâneos e suprimir o referido troço de linha aérea.

O plano estabelecido para esta obra prevê a realização destes trabalhos durante os anos de 2022 e 2023, repartindo de igual modo o investimento total, avaliado em 570 milhares de Euros.

### **6.2.3 Telecomando e Telecomunicações**

- **Equipamento de Medida**

Nesta rubrica estão contempladas as aquisições para o corrente ano de 2021, no valor de 2 milhares de Euros.

- **Sistemas de Operação, Supervisão e Manutenção de Redes de Telecomunicações**

Para os Sistemas de Operação Supervisão e Manutenção de Redes de Telecomunicações, está contemplada a aquisição de um software específico para planeamento e monitorização de redes de telecomunicações. Contudo, devido a questões relacionadas com alguns atrasos na elaboração do respetivo concurso, prevê-se que o início do processo da aquisição deste sistema, seja efetuado no corrente ano de 2021 e termine no próximo ano. Assim, na revisão do plano para 2021 e 2022, considerou-se os montantes de 196 e 411 milhares de Euros, respetivamente.



- **Rede de Fibra Ótica**

Nesta rubrica, está previsto o investimento necessário à continuação do processo evolutivo das redes de fibra ótica da EEM, nomeadamente:

- 1- Modernização/atualização dos equipamentos de sistemas de comunicação de fibra ótica na ilha da Madeira que suportam a rede ativa de telecomunicações da EEM;
- 2- Expansão da rede de cabos de fibra ótica na ilha da Madeira e na ilha do Porto Santo, de forma a acrescentar, à rede de fibra ótica que tem vindo a ser construída nos últimos anos, a abrangência espacial dos serviços de telecomunicações da EEM, com enfoque: no telecomando da rede MT, na rede de voz e dados em todas as infraestruturas, na rede de telecontagem e na rede de acesso remoto aos sistemas de comando, controlo e proteção das subestações e da qualidade da onda.

O Plano contempla um investimento de 780 milhares de Euros em 2021 e de 900 milhares de Euros, para cada um dos anos de 2022, 2023 e de 2024.

- **Ampliação/Remodelação Salas Técnicas de Telecomunicações**

A expansão das redes de telecomunicações impõe que todas as infraestruturas interiores das Salas Técnicas da EEM, estejam otimizadas para o suporte adequado às novas necessidades, decorrentes de tais ampliações. Neste enquadramento, prevê-se o melhoramento das infraestruturas interiores, incorporadas nas salas técnicas de telecomunicações, mais concretamente dos bastidores, dos sistemas de climatização, dos sistemas de alimentação, dos sistemas de deteção de incêndio e dos sistemas de controlo de acessos. Para o efeito, inscreveu-se no Plano aquisições no valor de 172 milhares de Euros, em 2021, 71 milhares de Euros em 2022 e 350 milhares de Euros, para cada um dos anos de 2023 e de 2024.

- **Gerador de emergência**

No seguimento da identificação de algumas fragilidades na alimentação de alguns sistemas críticos instalados no edifício das Virtudes, sede dos serviços da rede de transporte e onde se encontram sistemas relevantes dos serviços de telecomunicações e do despacho (de emergência), considerou-se a instalação de um grupo de emergência, num montante de 55 milhares de Euros, a aplicar em 2021.

#### **6.2.4 Despacho**

Com a conclusão da implementação do sistema ADMS em 2021, mantém-se o plano no que se refere à automação e telecomando de PTs, pequenos investimentos em smart grids e as novas instalações do Despacho, havendo apenas ajuste nos montantes de investimento.



- **Automação e telecomando de PT's**

Numa visão de futuro, assente na descarbonização, descentralização e digitalização do sistema elétrico, pretende-se alargar a monitorização, automação e telecomando da rede aos postos de transformação. Neste âmbito, o plano contempla um investimento médio de 500 milhares de Euros, por ano, no período 2021-2024. Importa ainda assinalar que a EEM integrou no plano de recuperação e resiliência um montante anual de 1 000 milhares de Euros, no período 2021-2025, para a automação e telecomando de PT's, sendo que metade deste montante, a aplicar nesta rubrica, se destina à unidades remotas e sistemas de comunicação, enquanto a outra metade é destinada à substituição de equipamento MT por celas monitorizadas, que se considerou no investimento integrado nos postos de transformação (investimento na rede de distribuição).

- **Smart Grids – MT/BT**

Este item destina-se à implementação de sistemas *smart grid* nas redes de média/baixa tensão, nomeadamente nas áreas da produção distribuída e do veículo elétrico, dando continuidade ao programa iniciado em 2018, envolvendo, entre outros aspetos, uma plataforma de gestão da carga dos veículos elétricos (carregamento inteligente) e de gestão das baterias de segunda vida (operações de carga e descarga), designada por Plataforma de Agregação, fazendo o interface com o SCADA da EEM.

Num contexto de forte penetração de eletricidade com origem em fontes de energia renováveis, a variabilidade e intermitência do funcionamento dos sistemas electroprodutores destas fontes torna especialmente complexo qualquer processo de desenvolvimento e de operação. A integração da entrega da energia elétrica destes sistemas, com padrões de qualidade e em condições de segurança, leva a que a exploração nem sempre seja otimizada. Este é um cenário muito habitual na ilha da Madeira e bem conhecido do sector, onde a topografia extremamente complexa é predominante e consequentemente condicionante.

Visando mitigar os inevitáveis riscos que os projetos de fontes renováveis de energia trazem para o sistema produtor, a EEM tem em curso a implementação de um Sistema Operacional de Medição e de Simulação para Apoio à integração de renováveis no sistema produtor produção de energia – eólica, solar e hídrica.

Neste âmbito, pretende-se instalar no Paúl da Serra, que concentra a quase totalidade da potência eólica, assim como a principal câmara de acumulação da central hidroelétrica reversível da Calheta, além da maior central PV, o primeiro mastro de monitorização meteorológica em regime operacional, cujo valor total deve ascender a cerca de 120 milhares de Euros. Este valor contempla o fornecimento, instalação, configuração dos equipamentos e é caracterizado por possuir altura máxima de 100 m, equipado a diversos níveis de medição, possui tecnologia sónica para medição de vento e outros sensores de diferentes variáveis meteorológicas, como radiação e precipitação.

Convém referir que as estações terão a responsabilidade de uma angariação operacional de dados para fins múltiplos, criação de base de dados meteorológicos históricos para suportar análises: de variabilidade, tendências e acontecimentos extremos, monitorização em tempo real (para o centro de Despacho), validação e correção sistemática de modelo numérico de

previsão, assim como, o uso dos dados locais em processos de assimilação para uma melhor caracterização das condições de fronteira do modelo (ajudando a mitigar a dependência de dados de bases climáticas externas continuamente usadas). Estes dados terão um papel importante na tomada de decisão para planear o *repowering* do Paúl da Serra, em termos de nova potência eólica, entre outros investimentos.

Globalmente, os montantes previstos a aplicar nesta rubrica são de 130, 188, 188 e 100 milhares de Euros, a aplicar em 2021, 2022, 2023 e 2024, respetivamente, esperando-se uma contribuição de 100 milhares de Euros por ano, do Fundo de Recuperação e Resiliência, nesta rubrica.

- **Despacho – Novas instalações**

A realocização do Centro de Despacho da EEM, já prevista no plano anterior, teve em conta a avaliação de risco das atuais instalações, localizadas junto à central térmica da Vitória, situada na margem esquerda da Ribeira dos Socorridos, com o intuito de minorar os atuais fatores de risco associados. As novas instalações do Centro de Despacho ficarão localizadas na zona das Virtudes/Funchal, integradas no atual polo técnico/administrativo das Virtudes. Neste âmbito, há a referir o ajuste na calendarização da obra, estando previsto aplicar cerca de 1 milhão de Euros, em 2023 e 2024.

As fichas de caracterização dos projetos da rede de transporte encontram-se no Anexo I.

### 6.3 - INVESTIMENTOS NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO MT

Os investimentos previstos para a área da Distribuição para o período 2022-2024, atinge um montante de 9 659 milhares de Euros, com a seguinte distribuição anual.

Tabela 46 – Investimentos na rede de distribuição MT

Distribuição MT	(Milhares de Euros)				
	2021r	2022	2023	2024	2022-24
Linhas de distribuição MT	4 343	3 478	3 154	3 027	9 659

Verifica-se que a taxa de execução do plano de investimento nas Redes de Distribuição MT entre 2009 e 2019 tem ficado aquém da planeada, ficando a dever-se a dificuldades de diversa ordem. Por essa razão, os investimentos planeados para o período 2022-2024 traduzem um acréscimo de 6,6%, face à média dos valores considerados para tarifas, entre 2009 e 2021. A evolução dos valores considerados para tarifas e os valores realizados, bem como os considerados para o período 2022-2024, são indicados no gráfico seguinte:

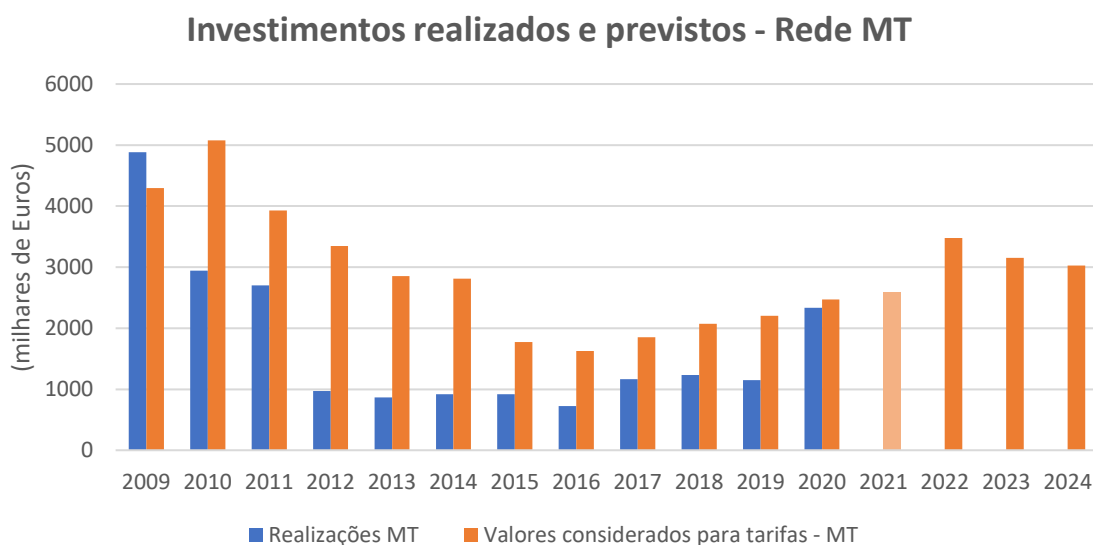


Gráfico 37 – Investimentos realizados e previstos na rede de distribuição MT

De referir que, 11% da rede de 30kV e 18% da rede de 6,6 kV tem mais de 40 anos, a que corresponde uma extensão de cerca de 37 km e de 225 km, respetivamente.

Mais de 50% do investimento na rede de distribuição destina-se a substituir ativos em fim de vida útil, conforme síntese indicada no quadro seguinte:

Tabela 47 – Natureza do investimento na rede de distribuição MT

<b>Distribuição MT</b>	(Milhares de Euros)				
	<b>2021r</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2022-2024</b>
Desenvolvimento de rede	1585	1459	1312	1304	4076
Melhoria da qualidade de serviço	172	0	40	21	61
Recuperação e substituição de ativos degradados	2587	2019	1802	1701	5522
<b>Soma</b>	<b>4343</b>	<b>3478</b>	<b>3154</b>	<b>3027</b>	<b>9659</b>

Face ao volume assinalável de introdução de produção distribuída prevista no Plano é de esperar uma alteração da utilização das redes MT e BT. Sendo, de uma forma geral, a produção distribuída de origem fotovoltaica e, por regra, a potência de ponta (consumo) ocorrer à noite, será necessário avaliar, em cada caso, qual o cenário mais penalizador para efeitos de planeamento.

Fora do período da ponta, durante o dia, é expectável alguma deterioração da qualidade da energia, resultante, essencialmente, da intermitência da produção de origem renovável (essencialmente fotovoltaica), com a conseqüente oscilação da tensão que, em alguns troços, poderá inverter o sentido que serviu de base ao planeamento das redes (da produção centralizada para o consumo), podendo originar algumas sobretensões situação que, naturalmente, poderá requerer a tomada de medidas para repor as características normais da qualidade da energia.

Os investimentos a realizar por concelho e por ano, na rede de distribuição MT, apresentam a seguinte distribuição:

Tabela 48 – Investimentos na rede MT no período 2021-2024, por concelho

<b>Distribuição MT</b>	(Milhares de Euros)					
	<b>2021r</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2022-2024</b>	<b>%</b>
Funchal	1 328	950	759	778	2 487	26%
São Vicente	70	56	88	82	226	2%
Porto Moniz	109	49	62	61	172	2%
Santana	221	63	79	40	182	2%
Santa Cruz	695	676	640	603	1 918	20%
Machico	434	441	447	462	1 350	14%
Câmara de Lobos	350	288	284	249	821	9%
Ribeira Brava	261	258	175	178	611	6%
Ponta do Sol	113	222	189	131	542	6%
Calheta	482	296	289	305	890	9%
Porto Santo	280	181	143	137	460	5%
<b>SOMA</b>	<b>4 343</b>	<b>3 478</b>	<b>3 154</b>	<b>3 027</b>	<b>9 659</b>	<b>100%</b>

A distribuição da extensão da rede MT a intervencionar projetada por concelho é a indicada no quadro seguinte:

Tabela 49 – Quantidades associadas aos investimentos nas redes MT

	Rede de distribuição MT (km)				Rede de condutas MT (km)			
	2021r	2022	2023	2024	2021r	2022	2023	2024
Calheta	8.9	5.8	4.8	5.1	1.4	1.1	1.0	1.1
Câmara de Lobos	7.7	5.2	4.1	3.3	1.6	1.2	1.5	1.4
Funchal	12.5	11.1	9.5	8.1	8.4	3.8	3.1	3.2
Machico	5.8	2.8	3.9	6.0	3.8	3.5	1.7	1.5
Ponta do Sol	3.8	1.9	5.3	3.0	0.3	1.4	0.3	0.3
Porto Moniz	2.0	0.7	1.0	2.0	0.7	0.2	0.1	0.1
Porto Santo	3.9	4.3	3.5	4.6	1.1	1.3	1.1	0.9
Ribeira Brava	4.7	5.0	3.5	3.5	0.7	0.8	0.4	0.4
Santa Cruz	6.0	2.6	7.5	9.1	3.7	2.9	2.2	2.1
Santana	7.6	2.3	1.9	0.8	2.7	0.1	0.1	0.1
São Vicente	0.9	1.0	3.0	1.0	0.8	0.2	0.1	0.4
<b>Soma</b>	<b>63.7</b>	<b>42.4</b>	<b>47.8</b>	<b>46.3</b>	<b>25.0</b>	<b>16.2</b>	<b>11.4</b>	<b>11.4</b>

As fichas de caracterização dos projetos da rede de distribuição MT encontram-se no Anexo II.

#### 6.4 – REPRESENTAÇÃO GEOGRÁFICA DAS PRINCIPAIS INTERVENÇÕES NO SISTEMA ELÉTRICO, DO PLANO DE INVESTIMENTOS, NO PERÍODO 2021-2024



