Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



Caracterização Geográfica da Resiliência da Rede de Distribuição

João Maria Faria Araújo de Valadares Souto

Mestrado de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, Ramo de Energia

Orientador: Prof. José Nuno Fidalgo

31 de outubro de 2026

Resumo

Esta dissertação apresenta uma metodologia para a caracterização geográfica da resiliência da rede de distribuição de energia elétrica em Portugal Continental, recorrendo a Sistemas de Informação Geográfica (GIS) e a técnicas de aprendizagem automática. O trabalho integra dados geográficos, demográficos, operacionais e de infraestrutura da rede, agregados ao nível do concelho, com o objetivo de analisar a relação entre as características territoriais e os indicadores de continuidade de serviço (SAIFI, SAIDI, MAIFI, TIEPI e END). Um dos principais objetivos é perceber se é possível estimar estes indicadores a partir das características geográficas.

Foi desenvolvido um sistema na plataforma Quantum Geographic Information System (QGIS) para a integração e visualização das diferentes camadas de informação, bem como modelos de regressão baseados nos algoritmos Random Forest e LASSO, implementados em Python, para estimar os indicadores de qualidade de serviço e prever a sua evolução. A metodologia foi aplicada aos anos de 2022, 2023 e 2024, sendo posteriormente utilizada para projetar os indicadores para o ano de 2026.

Os resultados demonstram que o modelo Random Forest apresenta um desempenho satisfatório na previsão dos indicadores END e MAIFI, enquanto revela limitações na estimativa dos indicadores SAIDI, SAIFI e TIEPI, sobretudo em situações caracterizadas por elevada variabilidade operacional. A análise espacial permitiu identificar padrões territoriais de vulnerabilidade e robustez da rede, evidenciando o potencial dos Sistemas de Informação Geográfica como ferramenta de apoio ao planeamento, monitorização e priorização de investimentos na rede de distribuição.

Palavras-Chave: Indicadores de Qualidade do Serviço; QGIS; Random Forest; Sistema de Informação Geográfica; SAIDI; SAIFI; MAIFI; TIEPI, END.

Abstract

This dissertation presents a methodology for the geographic characterization of the resilience of the electricity distribution network in mainland Portugal, utilizing Geographic Information Systems (GIS) and machine learning techniques. The study integrates geographic, demographic, operational, and network infrastructure data—aggregated at a conceptual level—to analyze the relationship between territorial characteristics and service continuity indicators (SAIFI, SAIDI, MAIFI, TIEPI, and END).

A system was developed in QGIS to integrate and visualize the various information layers, alongside regression models based on Random Forest and LASSO algorithms—implemented in Python—to estimate service quality indicators and forecast their evolution. The methodology was applied to data from 2022, 2023, and 2024, and subsequently used to project indicators for 2026.

The results demonstrate that the Random Forest model performs better in predicting END and MAIFI indicators, while showing limitations in predicting SAIDI, SAIFI, and TIEPI indicators, particularly in specific situations characterized by high operational variability. Spatial analysis identified territorial patterns of network vulnerability and robustness, highlighting the potential of Geographic Information Systems as a tool to support planning, monitoring, and investment prioritization within the distribution network.

Keywords: Service Quality Indicators; QGIS; Random Forest; Geographic Information System; SAIDI; SAIFI; MAIFI; TIEPI; END.

Objetivos de Desenvolvimento Sustentável da ONU

A dissertação enquadra-se no compromisso global de promoção da sustentabilidade e transição energética. Ao analisar a resiliência da rede de distribuição de energia elétrica em Portugal Continental através de Sistemas de Informação Geográfica (GIS) e *Machine Learning*, o trabalho contribui diretamente para os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) das Nações Unidas, nomeadamente:

ODS	**Meta**	**Contribuição**	**Indicadores de Desempenho e Métricas**
7	7.1	Promoção de um serviço de energia fiável através do apoio à gestão da continuidade de fornecimento	Duração e frequência de interrupções de energia (SAIDI e SAIFI); Nível de Energia Não Distribuída (END)
	7.2	Apoio à integração sustentável de energias renováveis e mobilidade elétrica na rede	Capacidade de absorção e simulação de cenários de carga/produção descentralizada a nível de concelho
9	9.1	Criação de uma ferramenta georreferenciada (GIS) para avaliação da resiliência das infraestruturas elétricas	Mapeamento e resolução espacial do nível de resiliência por concelho/freguesia
	9.5	Aplicação de técnicas de *Machine Learning* e estatística avançada para modernizar a análise de dados da rede	Métrica de erro preditivo (R^2, MAE) nos modelos de regressão (*Random Forest* e *LASSO*)
11	11.b	Mapeamento de assimetrias regionais para reforçar a resiliência de comunidades vulneráveis	Identificação de zonas críticas e estimativa do impacto de falhas por densidade populacional
13	13.1	Fortalecimento da capacidade de resposta da rede elétrica perante a variabilidade e eventos climáticos	Capacidade preditiva de indicadores de qualidade de serviço sob cenários operacionais adversos

Agradecimentos

Após um percurso académico longo, com numerosos altos e baixos, finalmente tenho a oportunidade de concluir esta fase importante da minha vida com esta dissertação.

Em primeiro lugar, queria agradecer ao meu Orientador, Professor José Nuno Fidalgo, por me ter dado a oportunidade de trabalhar sobre este tópico.

Ao professor Cláudio Monteiro, pelo esclarecimento de dúvidas que foram ocorrendo durante o desenvolvimento da dissertação.

A todos os colegas, com quem me cruzei nestes anos, e com quem criei laços de amizade que perdurarão noutra fase da minha vida.

Agradeço à minha família o apoio incondicional ao longo desta jornada, em particular nos momentos mais difíceis, neles encontrei sempre motivação e força para nunca esmorecer, e continuar até à conclusão deste percurso.

Índice

Resumo ii
Objetivos de Desenvolvimento Sustentável da ONU iv
Agradecimentos v
1.Introdução 1
1.1 Enquadramento 1
1.2. Objetivos 1
1.3. Estrutura da Dissertação 2
1.4. Material utilizado 2
2. Conceitos Fundamentais 3
2.1. GIS 3
2.2. Caracterização Geográfica de Portugal Continental 3
2.3. Conceito da Resiliência da Rede Elétrica 4
2.4. Definição dos indicadores de continuidade de serviço 5
2.5 Diversificação da Produção da Eletricidade 6
2.6 Efeito da mobilidade elétrica 6
2.7 Regressões Random Forest e LASSO 6
3. Metodologia 8
3.1. Dados utilizados 8
3.1.1. Densidade Populacional 8
3.1.2. Indicadores gerais de continuidade de serviço da rede MT 8
3.1.3. Ordens de serviço remotas 9
3.1.4. Características da Rede 9
3.1.5. Comunidades de Energia 10
3.1.6. Ligações à Rede 10
3.1.7. Ligações à rede de centro eletroprodutores 10
3.1.8. Novas ligações à rede associadas à mobilidade elétrica 11
3.2. Inserção de camadas no QGIS 11
3.3. Ensaios de Regressão 12
3.4. Previsão dos indicadores por cada ano de referência 14
3.5 Previsão dos indicadores da continuidade de serviço para o ano 2026 15
4. Análise dos resultados obtidos 17
4.1. Comparação dos indicadores de qualidade de serviço (reais VS previstos) 17
4.1.1. Ano de referência 2022 17
4.1.2. Ano de referência 2023 20

4.1.3. Ano de referência 2024 24
4.2. Previsão para o ano de 2026 27
4.2.1. Índice de Frequência Média de Interrupção do Sistema (SAIFI) 27
4.2.2. Índice de Duração de Interrupção Média do Sistema (SAIDI) 28
4.2.3. Índice de Frequência Média de Interrupções Momentâneas (MAIFI) 30
4.2.4. Tempo de Interrupção Equivalente da Potência Instalada (TIEPI) 32
4.2.5. Energia não distribuída (END) 34
5. Conclusões 37
5.1 Contributos 37
5.2 Limitações 38
5.3 Trabalho Futuro 38
6. Referências 39
7. Anexos 41

Lista de figuras

Figura 2.1: Representação de Portugal Continental numa camada vetorial espacial no QGIS 4
Figura 3.1: Função "Simbologia" dentro da janela Layer Properties 12
Figura 3.2: Esquema da regressão Random Forest dos indicadores da qualidade de serviço 15
Figura 3.3: Esquema simplificado do algoritmo de previsão para 2026 16
Figura 4.1: Gráfico Teste da comparação do indicador SAIFI por concelho (2022) 18
Figura 4.2: Gráfico Teste da comparação do indicador SAIDI, por concelho (2022) 18
Figura 4.3: Gráfico Teste da comparação do indicador MAIFI por concelho (2022) 19
Figura 4.4: Gráfico Teste da comparação do indicador TIEPI por concelho (2022) 19
Figura 4.5: Gráfico Teste da comparação do indicador END por concelho (2022) 20
Figura 4.6: Gráfico Teste da comparação do indicador SAIFI por concelho (2023) 21
Figura 4.7: Gráfico Teste da comparação do indicador SAIDI por concelho (2023) 22
Figura 4.8: Gráfico Teste da comparação do indicador MAIFI por concelho (2023) 22
Figura 4.9: Gráfico Teste da comparação do indicador TIEPI por concelho (2023) 23
Figura 4.10: Gráfico Teste da comparação do indicador END por concelho (2023) 23
Figura 4.11: Gráfico Teste da comparação do indicador SAIFI por concelho (2024) 24
Figura 4.12: Gráfico Teste da comparação do indicador SAIDI por concelho (2024) 25
Figura 4.13: Gráfico Teste da comparação do indicador MAIFI por concelho (2024) 25
Figura 4.14: Gráfico Teste da comparação do indicador TIEPI por concelho (2024) 26
Figura 4.15: Gráfico Teste da comparação do indicador END por concelho (2024) 26
Figura 4.16: Rede Elétrica de Portugal Continental (SAIFI 2024) 28
Figura 4.17: Rede Elétrica de Portugal Continental (SAIFI 2026) 28
Figura 4.18: Rede Elétrica de Portugal Continental (SAIDI 2024) 29
Figura 4.19: Rede Elétrica de Portugal Continental (SAIDI 2026) 30
Figura 4.20: Rede Elétrica de Portugal Continental (MAIFI 2024) 31
Figura 4.21: Rede Elétrica de Portugal Continental (MAIFI 2026) 31
Figura 4.22: Rede Elétrica de Portugal Continental (TIEPI 2024) 33
Figura 4.23: Rede Elétrica de Portugal Continental (TIEPI 2026) 33
Figura 4.24: Rede Elétrica de Portugal Continental (END 2024) 34
Figura 4.25: Rede Elétrica de Portugal Continental (END 2026) 35
Figura 7.1: Previsão da Rede Elétrica de Portugal Continental 2022 (SAIFI) 41
Figura 7.2: Previsão da Rede Elétrica de Portugal Continental 2022 (SAIDI) 41
Figura 7.3: Previsão da Rede Elétrica de Portugal Continental 2022 (MAIFI) 42
Figura 7.4: Previsão da Rede Elétrica de Portugal Continental 2022(TIEPI) 42
Figura 7.5: Previsão da Rede Elétrica de Portugal Continental 2022 (END) 43
Figura 7.6: Previsão da Rede Elétrica de Portugal Continental 2023 (SAIFI) 43
Figura 7.7: Previsão da Rede Elétrica de Portugal Continental 2023 (SAIDI) 44
Figura 7.8: Previsão da Rede Elétrica de Portugal Continental 2023 (MAIFI) 44
Figura 7.9: Previsão da Rede Elétrica de Portugal Continental 2023 (TIEPI) 45
Figura 7.10: Previsão da Rede Elétrica de Portugal Continental 2023 (END) 45
Figura 7.11: Previsão da Rede Elétrica de Portugal Continental 2024 (SAIFI) 46
Figura 7.12: Previsão da Rede Elétrica de Portugal Continental 2024 (SAIDI) 46
Figura 7.13: Previsão da Rede Elétrica de Portugal Continental 2024 (MAIFI) 47
Figura 7.14: Previsão da Rede Elétrica de Portugal Continental 2024 (TIEPI) 47
Figura 7.15: Previsão da Rede Elétrica de Portugal Continental 2024 (END) 48

Lista de tabelas

Tabela 4.1: Tabela de valores das métricas de desempenho (2022)..... 19
Tabela 4.2: Tabela de valores das métricas de desempenho (2023)..... 22
Tabela 4.3: Tabela de valores das métricas de desempenho (2024)..... 25

Lista de Símbolos

C_i $(Número\ de\ clientes\ afetados\ pelo\ evento\ i)$

C_{total} $(Número\ total\ de\ clientes\ conectados\ ao\ sistema)$

Δt_i $(Intervalo\ de\ tempo\ correspondente\ à\ duração\ da\ interrupção\ i)$

n_i $(Número\ de\ interrupções\ momentâneas\ afetados\ pelo\ evento\ i)$

P_i $(Potência\ interrompida\ pelo\ evento\ i)$

P_{total} $(Potência\ total\ instalada)$

B $(número\ de\ árvores\ no\ modelo)$

$f_b(x)$ $(Previsão\ da\ árvore\ de\ decisão\ b\ para\ a\ variável\ input\ x)$

Lista de Abreviaturas

CSV (Comma Separated Value)

DSO (Distribution System Operator)

END (Energia Não Distribuída)

ERSE (Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos)

GIS (Geographic Information System)

INE (Instituto Nacional de Estatística)

LASSO (Least Absolute Shrinkage and Selection Operator)

MAIFI (Momentary Average Interruption Duration Index)

QGIS (Quantum Geographic Information System)

QST (Qualidade de Serviço Técnico)

SAIFI (System Average Interruption Frequency Index)

SAIDI (System Average Interruption Duration Index)

TIEPI (Tempo de Interrupção Equivalente da Potência Instalada)

NaN (“Not a Number”)

1.Introdução

1.1 Enquadramento

A resiliência da rede de distribuição de eletricidade é uma característica essencial para garantir a qualidade e continuidade do fornecimento de energia elétrica, especialmente em face de eventos climáticos extremos, falhas operacionais ou picos de demanda. A capacidade de uma rede elétrica de se recuperar rapidamente após uma interrupção e de manter a qualidade do serviço tem implicações diretas na satisfação dos consumidores e na eficiência das operações do sistema elétrico.
A evolução da infraestrutura elétrica, aliada ao crescente aumento do consumo de eletricidade e à integração de fontes de energia renováveis, impõe novos desafios à gestão e manutenção da rede de distribuição. Além disso, o aumento da mobilidade elétrica, com a adoção massiva de veículos elétricos, altera a dinâmica de consumo e impõe novos requisitos à rede.
No entanto, a resiliência da rede de distribuição não pode ser compreendida de maneira isolada. Fatores geográficos, como a localização das infraestruturas de rede, a densidade populacional, as características climáticas regionais e os padrões de consumo, influenciam diretamente a capacidade de resposta e recuperação da rede em diferentes áreas. Portanto, a caracterização geográfica da resiliência da rede de distribuição exige uma análise holística e integrada de vários dados, que permitam visualizar não só o estado atual da rede, mas também suas tendências futuras.
Neste contexto, este trabalho propõe a criação de um Sistema de Informação Geográfica (GIS), que possibilite a sobreposição de diferentes camadas de dados relevantes para a análise da resiliência da rede. Através deste sistema, será possível analisar a rede sob uma perspetiva geográfica e temporal, levando em consideração fatores como a frequência de interrupções, as ações de manutenção realizadas, os padrões de consumo e as novas ligações à rede, e a mobilidade elétrica.

1.2. Objetivos

Esta dissertação tem como principal objetivo desenvolver um sistema tipo GIS (Ex: GeoDa, QGIS, etc.), de forma a caracterizar a resiliência da rede de distribuição em termos de qualidade de serviço.

Pretende-se verificar se existe uma relação entre as variáveis geográficas de contexto (população, consumo, produção distribuída, etc.) e os indicadores tradicionais usados para caracterizar a qualidade de serviço (SAIDI, TIEPI, etc.).

As primeiras variáveis serão as entradas do sistema de regressão; os indicadores de QST serão as saídas. Ou seja, pretende-se verificar se é possível estimar com qualidade os indicadores QST a partir das características geográficas.

A agregação geográfica dos dados é por concelho.

1.3. Estrutura da Dissertação

O documento da dissertação é dividido em 5 capítulos.

O capítulo 1 (Introdução) consiste no enquadramento da dissertação, de modo a facilitar a compreensão dos conteúdos e temas abordados, e enquadrá-los no trabalho realizado. Adicionalmente, este capítulo aborda os objetivos da dissertação e o material utilizado.

O segundo capítulo (Conceitos Fundamentais) destaca a revisão da literatura do conceito dum sistema de informação geográfica (GIS), com o propósito de destacar a importância deste sistema, no âmbito da rede de Distribuição. Inclusive, este capítulo também aborda as variáveis que foram utilizadas, assim como os indicadores de continuidade de serviço, que serão os outputs do algoritmo.

O capítulo 3 (Metodologia) foca na explicação do desenvolvimento do trabalho, como foram inseridas as camadas, e a estruturação da tabela de variáveis input, e a justificação para os procedimentos utilizados durante o desenvolvimento dos códigos, para a obtenção dos outputs.

Já o capítulo 4 (Discussão dos resultados) consiste na análise dos resultados obtidos, nas simulações realizadas.

Por fim, o capítulo 5 apresenta a contribuição do trabalho, e na observação dos objetivos cumpridos, assim como a análise das dificuldades e limitações que foram experienciadas no desenvolvimento, concluindo o capítulo o que se pode propor para trabalhos futuros.

1.4. Material utilizado

Para a criação das camadas do mapa de Portugal Continental, recorreu-se ao *software Quantum Geographic Information System (QGIS)*.

Além disso, os dados foram retirados do portal da *E-REDES,* responsável pela Distribuição da Energia Elétrica em Portugal, e anotados no *Excel*.

Por fim, recorreu-se ao ambiente de programação Visual Studio Code para o desenvolvimento das regressões, programadas na linguagem *Python*.

2. Conceitos Fundamentais

Este capítulo destina-se a apresentar os conceitos fundamentais utilizados ao longo do desenvolvimento deste estudo.

2.1. GIS

Um GIS ou *Sistema de Informação Geográfica*, consiste num sistema de *software* de informação espacial, procedimentos computacionais e recursos humanos, facilitando a análise e gestão da informação geográfica.

Este sistema permite a visualização de mapas digitais, que poderão ser editados, o que permite a adição de dados de informação espacial, através da inserção de camadas que poderão ser sobrepostas com outras camadas de informação, levando a cabo a análise no seu posicionamento geográfico [1].

Para este projeto, recorreu-se ao software "*QGIS*", um software de código-fonte aberto, multiplataforma de sistema de informação geográfica que permite a visualização, edição e análise de dados georreferenciados.

Para este projeto decidiu-se o foco total na caracterização da rede de distribuição de Portugal Continental, uma vez que os arquipélagos da Madeira e dos Açores, devido à sua geografia, contêm a sua própria rede de distribuição independente.

2.2. Caracterização Geográfica de Portugal Continental

O território de Portugal Continental tem uma área total de 88,889 km^2, dividido por 18 distritos, e 278 concelhos.

A maior concentração de habitantes (Densidade Populacional) encontra-se dentro das Áreas Metropolitanas do Porto e de Lisboa, assim como em concelhos próximos à costa litoral, entre o Rio Minho e a Península de Setúbal, enquanto os concelhos com números baixos de Densidade Populacional encontram-se, maioritariamente, dentro da Região do Alentejo, e no interior do país, mostrando assim o grande contraste entre o Litoral e o Interior de Portugal Continental [2], [3] e [4].

Quanto à geografia em si, o Norte e Centro do país contêm um relevo montanhoso, sendo que a província do Alto Douro e Trás-os-Montes (Distritos de Bragança, Guarda, Vila Real e Viseu) é a região mais montanhosa do território. Na Beira Interior é onde se encontra o ponto mais elevado de Portugal Continental, Serra da Estrela, a 1993 metros acima do nível do mar, cuja área abrange 6 municípios: Seia, Gouveia, Manteigas, Covilhã, Guarda e Celorico da Beira, pertencentes ao distrito de Castelo Branco.

Já a Sul, apesar de ser composto pela Serra de São Mamede (Alentejo) e a Serra do Monchique (Algarve), o relevo é caracterizado pela presença maioritária de planícies, sendo menos diversificado, e menos elevado, comparado com as regiões do Norte do País.



Figura 2.1: Representação de Portugal Continental numa camada vetorial espacial no QGIS

2.3. Conceito da Resiliência da Rede Elétrica

A resiliência de um sistema elétrico de energia traduz a sua capacidade global de antecipar, absorver, adaptar-se e recuperar rapidamente perante perturbações de grande amplitude, designadamente eventos de alto impacto e baixa probabilidade (*High-Impact, Low-Probability* — HILP), tais como fenómenos meteorológicos extremos, catástrofes naturais ou ciberataques. Distingue-se da noção clássica de fiabilidade, que incide prioritariamente sobre o desempenho do sistema perante falhas correntes e contingências previsíveis em regime normal de exploração (como a falha individual de um elemento da rede). Este conceito vai além da simples fiabilidade, pois considera não apenas a prevenção de falhas, mas também a capacidade de manter o fornecimento de energia e restaurar as operações no menor tempo possível [5].

Embora a avaliação concetual da resiliência recorra frequentemente a representações do desempenho ao longo do tempo, a sua quantificação prática no âmbito da regulação e da operação de redes assenta na monitorização da continuidade de serviço.

2.4. Definição dos indicadores de continuidade de serviço

A continuidade do serviço da rede de distribuição é avaliada pelas ocorrências de interrupções de fornecimento de energia, pelo número de interrupções e pela duração. Além disso, a rede elétrica encontra-se dividida por diferentes níveis de tensão Alta Tensão (AT), Média Tensão (MT) e Baixa Tensão (BT).

Os indicadores gerais mais comuns para avaliar o estado da rede em termos de qualidade e continuidade de serviço são os seguintes:

- **SAIDI e SAIFI**: Traduzem, respetivamente, a duração média e a frequência média das interrupções de longa duração sentidas por cada cliente, permitindo avaliar a rapidez de restabelecimento e a extensão dos cortes de energia.
- **MAIFI**: Mede a frequência das interrupções de curta duração (momentâneas), fundamentais para quantificar o impacto de manobras automáticas de isolamento e reconfiguração.
- **TIEPI**: Avalia o tempo equivalente de interrupção ponderado pela potência instalada, sendo um indicador agregador amplamente utilizado para refletir a continuidade de serviço ao nível global da rede ou da zona de abastecimento.
- **END (Energia Não Distribuída)**: Quantifica o volume total de energia que deixou de ser entregue aos consumidores durante a perturbação, refletindo diretamente o impacto económico e social do evento.

Os indicadores gerais utilizados são calculados da seguinte forma:

$$SAIFI = \frac{\sum C_i}{C_{total}}$$

$$SAIDI = \frac{\sum(\Delta t_i * C_i)}{C_{total}}$$

$$MAIFI = \frac{\sum(n_i * C_i)}{C_{total}}$$

$$TIEPI = \frac{\sum(P_i * \Delta t_i)}{P_{total}}$$

$$END = \sum(P_i * \Delta t_i)$$

Nota: Os indicadores SAIDI, SAIFI e MAIFI são usados nas redes AT, MT e BT.
Os indicadores MAIFI e TIEPI só são calculados na rede de distribuição MT.

Na análise de resiliência, estes indicadores desempenham um papel central quando analisados no contexto de Eventos de Exceção. A comparação do comportamento destes parâmetros durante crises severas face aos seus valores em regime normal permite mensurar a vulnerabilidade da infraestrutura e a eficácia das estratégias de resposta e de reconfiguração da rede [6].

2.5 Diversificação da Produção da Eletricidade

A Produção da Eletricidade em Portugal tem origem em diversas fontes renováveis (Hídrica, Solar, Eólica, etc.).

A integração de DERs, sobretudo produção distribuída renovável, baterias e carregamento de veículos elétricos, está a deslocar parte do reforço físico tradicional em resiliência da rede para mecanismos operacionais de flexibilidade.

Diversos estudos mostram que o impacto da produção distribuída sobre os indicadores *SAIDI*, *SAIFI*, *MAIFI*, *TIEPI* e *END* ainda é objeto de investigação. As conclusões destes estudos indicam que a crescente descentralização da produção poderá ter um impacto significativo nos indicadores de continuidade de serviço, e poderão alterar significativamente a forma como a resiliência da rede é avaliada, justificando a sua consideração em modelos de caracterização geográfica.

2.6 Efeito da mobilidade elétrica

O aumento da afluência à mobilidade elétrica tem alterado os padrões tradicionais de consumo, com o aumento dos postos de carregamento para veículos elétricos, contudo nem todos os concelhos apresentam o mesmo grau de adoção, sendo assim, a mobilidade elétrica, consiste numa variável territorial que permite identificar diferenças entre concelhos

Mesmo que a mobilidade elétrica não provoque diretamente interrupções de serviço, o aumento da procura elétrica e a concentração espacial das infraestruturas de carregamento podem alterar os níveis de carregamento da rede e influenciar, de forma indireta, os indicadores de continuidade do serviço.

2.7 Regressões Random Forest e LASSO

Para a resolução do problema de regressão proposto, optou-se pela utilização conjunta das técnicas LASSO (*Least Absolute Shrinkage and Selection Operator*) e Random Forest, por apresentarem características complementares na análise e modelação de dados complexos.

A regressão LASSO é uma técnica de regularização linear baseada na penalização L1 da magnitude dos coeficientes. Esta abordagem previne o overfitting e realiza uma seleção automática de variáveis (*feature selection*), ao reduzir a zero os coeficientes das variáveis de menor relevância ou com elevada correlação (multicolinearidade). Desta forma, o LASSO resulta num modelo parco, de elevada interoperabilidade e com bom desempenho de generalização [7] , [8].

Por outro lado, o Random Forest é um método de *ensemble learning* baseado na agregação de múltiplas árvores de decisão através de técnicas de bagging e subamostragem aleatória de atributos. Ao combinar as previsões de várias árvores independentes, o algoritmo reduz significativamente a variância inerente às árvores individuais, alcançando elevadas taxas de precisão e estabilidade. Adicionalmente, apresenta a vantagem de capturar com eficácia relações

não-lineares e interações complexas entre as variáveis, sem exigir pressupostos estritos sobre a distribuição dos dados [9] , [10].

A combinação destas duas abordagens permite balancear a simplicidade e interpretabilidade estrutural do LASSO com a capacidade do Random Forest em modelar dinâmicas não-lineares complexas, oferecendo uma validação cruzada robusta dos resultados obtidos.

3. Metodologia

3.1. Dados utilizados

Neste subcapítulo, serão identificados e explicados os dados que foram utilizados ao longo do trabalho, principalmente os dados retirados do Portal E-Redes [11], [12], [13], [14] , [15].

3.1.1. Densidade Populacional

Para iniciar este trabalho, foram descarregados ficheiros de dados, relativos à densidade populacional de Portugal por concelho, do Instituto Nacional de Estatística (INE), sendo que os valores dos concelhos pertencentes aos Arquipélagos da Madeira e Açores foram descartados.

A vantagem desta variável baseia-se na distinção entre concelhos predominantemente urbanos e aqueles com características rurais, bem como na análise de diferentes padrões de consumo, níveis de eletrificação e exigências de infraestrutura da rede de distribuição.

Em princípio, a densidade populacional não afeta diretamente os indicadores de continuidade. Porém, não significa que possa influenciar diversos fatores que condicionam o desempenho da rede.

3.1.2. Indicadores gerais de continuidade de serviço da rede MT

Tendo em consideração os indicadores gerais de continuidade referidos na secção 2.4, para este projeto foram considerados os indicadores da resiliência da rede Média Tensão, em concordância com o regulamento definido pela ERSE (Regulamento n.º 826/2023, publicado no Diário da República, 2ª Série, n.º 146, de 28 de julho de 2023 e diretiva n.º 21/2024, publicada no Diário da República, 2.ª Série, n.º 240, de 11 de dezembro de 2024).

3.1.3. Ordens de serviço remotas

As ordens de serviço remotas da rede de distribuição consistem na realização de intervenções técnicas, sem o deslocamento de técnicos e equipamento para o local de intervenção.

Os tipos de serviço realizados pela E-Redes são as seguintes:

- Alteração Contratual
- Ativações
- Interrupções
- Reduções Temporárias de Potência Contratada
- Restabelecimentos
- Assistência a Clientes
- Desativações
- Manutenção
- Serviços Diversos

Para o ano de 2024, foram exportados 159774 registos, o que equivale ao número de ordens por concelho. Já para o ano de 2023, foram 136098 registos, e por fim 100317 para 2022, mas verificou-se que em "Diversos Serviços", a maioria dos concelhos apresenta valores nulos, e especialmente em 2024, a coluna da "Assistência a clientes" encontra-se vazia.

No total, foram exportados 396189 valores de inputs para esta categoria.

3.1.4. Características da Rede

Outras variáveis utilizadas foram as características da rede elétrica, mais precisamente, as subestações. Nessas características incluem-se a sua denominação, localização, relação de transformação, potência instalada (máxima e mínima), potências de curto-circuito (máxima e mínima) e parâmetros relevantes para o dimensionamento de equipamentos.

Além disso, os dados extraídos também contêm os valores de corrente de curto-circuito (I_{cc}), determinados para o dimensionamento das redes de média tensão (MT) e de alta tensão (AT), tendo em consideração os diferentes níveis de tensão e durações de defeito.

As condições típicas de exploração, como a separação dos semi barramentos e o tempo máximo de atuação das proteções, foram tidas em conta na definição dos valores de referência.

As situações de curto-circuito mínimo assumem cenários de contingência com linhas em falha e transformadores de menor potência em operação.

Por fim, destaca-se a classificação das zonas de consumo para cada subestação.

3.1.5. Comunidades de Energia

Este *dataset* contém informações detalhadas sobre as comunidades de energia em Portugal Continental. São compostas pelos seguintes elementos: data, ano, mês, distrito, concelho, freguesia, e o tipo de coletividade, ou seja, se trata de Autoconsumo Coletivo (*ACC*) ou de Comunidades de Energia Renovável (*CER*) e, por último, o número de registos.

3.1.6. Ligações à rede

Outro *dataset* retirado do portal *E-Redes*, e inserido na tabela de inputs, contém informações sobre novas ligações à rede, aumentos de potência, ligações de iluminação pública, modificações de rede, ligações de autoconsumo, entre outros.

- Alteração da Potência
- Autoconsumo Coletivo e/ou Comunidade Energia Renovável
- Autoconsumo Individual
- Iluminação Pública
- Ligação Eventual
- Modificação de rede
- Nova Ligação
- Urbanização/Empreendimento
- Outros
- Produção (Alterações das condições da ligação, Alteração de Potência, Nova Ligação)
- TELCO (*Telephone Company)* - utilização de apoios

Após a extração, verificou-se o número baixo de pedidos de produção, em ambos anos de referência.

Nos 278 concelhos, e três anos de estudos, foram acumulados 47877 dados dentro da tabela de inputs relacionados com este tópico.

3.1.7. Ligações à rede de centro eletroprodutores

Esta variável corresponde ao número de pedidos executados de ligação à rede e potência de ligação para novas Unidades de Produção Renovável por concelho [15].

A E-REDES constitui uma aproximação aos valores retirados do sistema e tem por referência o momento em que a mesma é recolhida. Atendendo a que os pontos de ligação, a rede de distribuição de eletricidade, e os próprios valores de consumo e de produção são naturalmente muito dinâmicos, salvaguarda-se que a informação disponibilizada poderá ser objeto de subsequentes alterações e atualizações, ficando igualmente ressalvadas eventuais omissões e/ou pontuais imprecisões de localização que a informação poderá conter.

3.1.8. Novas ligações à rede associadas à mobilidade elétrica

Outra tabela exportada do Portal *E-Redes*, corresponde ao número de novas ligações à Rede associadas à Mobilidade Elétrica (postos de carregamento para veículos EV) por concelho (integrados na rede *Mobi.e*).

Analisando os dados extraídos, verificou-se um aumento do número de ligações de 240 pedidos, em 2022 para 639 pedidos em 2024. Existe um forte equilíbrio entre concelhos da Área Metropolitana de Lisboa (Barreiro, Montijo, Cascais), Região Norte (Guimarães, Santa Maria da Feira, Esposende) e Algarve (principalmente em Loulé e Olhão), destacando a expansão que acompanha tanto zonas urbanas densas, como municípios com forte dinâmica turística e industrial. A descentralização destes novos pontos de carregamento demonstra a abrangência territorial das infraestruturas elétricas, fundamental para suportar a crescente adoção de veículos elétricos no território nacional.

3.2. Inserção de camadas no QGIS

No início deste trabalho, foi realizada a criação de camadas espaciais a partir de dados dos ficheiros CSV que são exportados do portal *E-Redes* e do Instituto Nacional de Estatística (INE).

Sendo assim, criou-se uma camada espacial, constituída pelos 278 concelhos, em que cada linha contém: as respetivas Nomenclaturas das Unidades Territoriais para Fins Estatísticos (NUTS), código do concelho, nome do município, distrito a que pertence, perímetro em quilómetros e área em hectares.

No início deste trabalho, os dados inseridos são referentes aos anos de 2024, 2023 e 2022.

Após obter a tabela de atributos pretendida, recorreu-se ao Portal *E-Redes,* e extraiu-se o ficheiro CSV dos Indicadores da Continuidade de Serviço da Rede. De forma a permitir criar diferentes camadas para cada indicador de continuidade, a função “Uniões” permite unir diferentes tabelas de atributos, numa só, tendo em consideração que as tabelas sujeitas à união necessitam dum campo alvo semelhante entre ambas.

Antes de se proceder à união das tabelas de atributos, é necessário confirmar que as variáveis do campo-alvo da primeira tabela correspondem às variáveis da segunda tabela.

Por exemplo, se verificar a presença da variável “Castro Daire” na tabela 1, e “Castro daire” na tabela 2, o sistema interpreta como variáveis diferentes apesar do nome ser semelhante, e consequentemente, os valores dos outros campos relacionados com essa variável, ficam anulados na tabela unida final. Sendo assim, esta tarefa teve de ser realizada com o máximo de precaução.

Através da função “Simbologia” (Fig. 3.2.1), foi possível criar diversos mapas ilustrativos para cada indicador de continuidade.

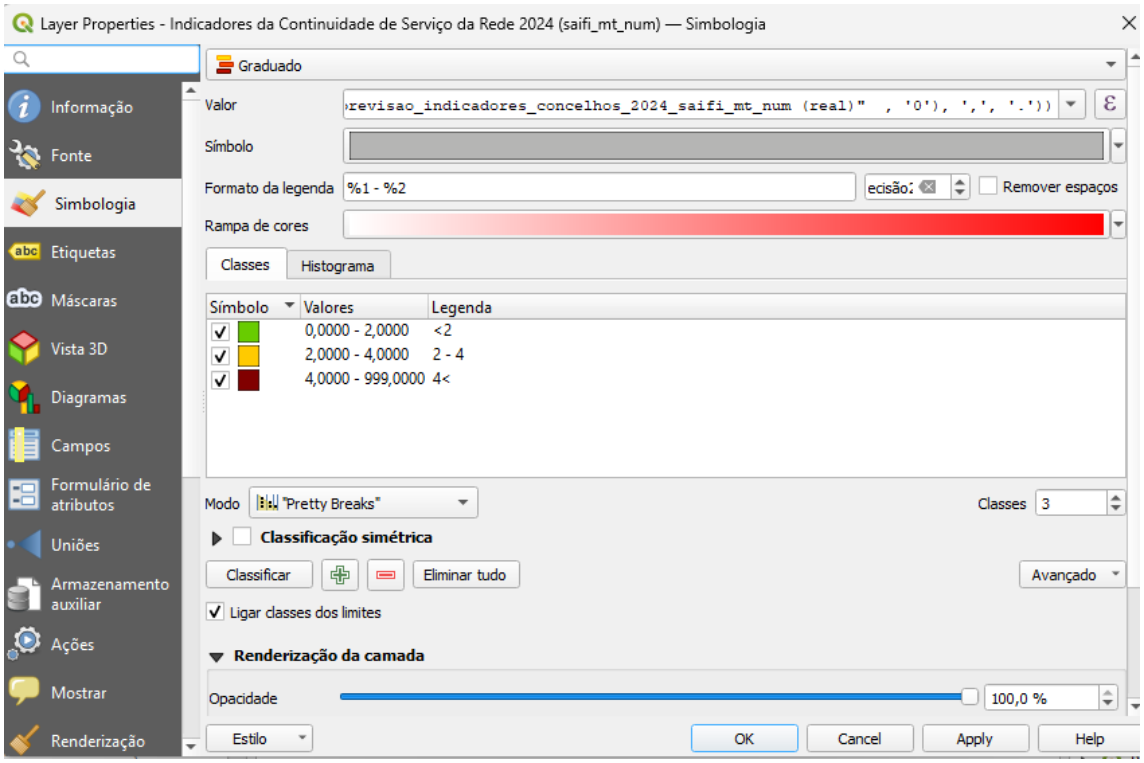


Figura 3.1: Função “Simbologia” dentro da janela Layer Properties

Após a união das variáveis, realizou-se a exportação das tabelas de atributos das camadas criadas, para ficheiros no formato CSV, com o objetivo de preparar para a iniciação da segunda parte.

3.3. Ensaios de Regressão

Os estudos referidos nesta secção constituem o principal foco deste trabalho: avaliar se é possível estimar os indicadores de qualidade de serviço a partir das características geográficas e, assim, estabelecer uma caracterização geográfica da resiliência da rede elétrica.

Há vários fatores que tornam este desafio particularmente complexo:

- **Natureza dos eventos:** As interrupções são de índole estocástica e fortemente dependentes de eventos climáticos extremos.
- **Incompletude da informação:** Verificam-se falhas de dados em diversas características ao longo de vários concelhos.
- **Ausência de validação:** Os dados não se encontram previamente validados, pelo que é previsível a existência de registos incorretos cuja veracidade não é possível confirmar.
- **Seleção do volume de dados:** A principal fonte de informação (o portal Open Data da E-Redes) disponibiliza um volume massivo de dados. Tendo sido utilizada apenas uma fração desses registos nestes estudos, é possível que variáveis relevantes para a caracterização geográfica da resiliência não tenham sido consideradas.

Sendo assim, não se antecipa uma qualidade de regressão elevada para nenhum dos indicadores. No entanto, caso algum dos ensaios se revele bem-sucedido, tal demonstrará a viabilidade de caracterizar esse indicador em termos geográficos, abrindo perspetivas para trabalhos futuros.

Nesta fase, o foco principal é configurar dois tipos de algoritmo: um para testar se é possível estimar os indicadores de qualidade de serviço com base nas características geográficas por concelho. Em caso positivo, isto significa que será possível em futuros estudos identificar os fatores que mais contribuem para, por exemplo, pior qualidade de serviço.

O outro algoritmo consiste num teste de projeção dos futuros valores da QST: se o teste for bem-sucedido, isso significa que a relação referida no ponto anterior é sólida, o que permite avançar para as projeções da evolução dos indicadores com base na evolução das características geográficas.

Portanto, o primeiro ensaio, e o respetivo código em *Python*, através dos dados anuais obtidos em cada ano de referência (2022, 2023 e 2024), teve como objetivo estimar os indicadores de qualidade para o respetivo ano.

O segundo ensaio utiliza toda a informação disponível nos anos 2022 a 2024 para fazer a projeção dos indicadores de qualidade em 2026.

A caracterização da qualidade da regressão é baseada nestas métricas:

$$Y = \frac{1}{B} * \sum_{b=1}^{B} f_b(x)$$

$$MAE = \frac{1}{n} * \sum_{i=1}^{n} |y_i - \hat{y}_i|$$

$$SS_{resíduos} = \sum_{i=1}^{n} (y_i - \hat{y}_i)^2$$

$$SS_{total} = \sum_{i=1}^{n} (y_i - \ddot{Y})^2$$

$$R^2 = 1 - \frac{SS_{resíduos}}{SS_{total}}$$

$$B\ (número\ de\ árvores\ no\ modelo)$$

$$f_b(x)\ \ (Previsão\ da\ árvore\ de\ decisão\ b\ para\ a\ variável\ input\ x\ )$$

$$Y\ \ (Valor\ previsto\ final\ )$$

$$MAE\ \ (Erro\ Médio\ Absoluto)$$

$$n\ \ (número\ de\ amostras\ no\ conjunto\ de\ teste)$$

$$y_i\ \ (valor\ real\ para\ o\ município\ i)$$

$$\hat{y}_i\ \ (valor\ previsto\ pelo\ algoritmo\ para\ o\ município\ i)$$

$$SS_{resíduos}\ \ (Soma\ dos\ Quadrados\ dos\ Resíduos)$$

$$SS_{total}\ \ (Soma\ Total\ dos\ Quadrados\ i)$$

$$\ddot{Y}\ \ (Média\ dos\ valores\ reais)$$

$$R^2\ \ (Coeficiente\ de\ Determinação)$$

3.4. Previsão dos indicadores por cada ano de referência

Neste subcapítulo, será explicado como foi realizada a previsão dos indicadores de continuidade de serviço para os respetivos anos de referência.

O código em questão, prevê os valores dos indicadores da continuidade de serviço para cada concelho, com base nos valores obtidos no portal *E-Redes* para o respetivo ano de referência, assim como nas variáveis de consumo, densidade populacional, potência instalada, novos pedidos de ligação, ordens de serviço, etc.

Para cada ano, o sistema executa um ciclo de modelação concorrente recorrendo a dois paradigmas estatísticos distintos: Regressão Linear Regularizada (Lasso) e Modelos Baseados em Árvores (*Random Forest*). O objetivo é estimar simultaneamente cinco indicadores regulamentares de continuidade de serviço, através de 45 variáveis estruturais da rede e do território.

Para validar a capacidade de generalização do modelo, e evitar o sobre ajustamento (*overfitting*), a base de dados foi dividida aleatoriamente numa proporção de 80% para treino (fase onde o modelo aprende os padrões de correlação entre a infraestrutura e as falhas) e 20% para teste (fase de validação com concelhos "desconhecidos" pelo modelo).

O código cria um ciclo estruturado (for target in indicadores) para modelar individualmente os 5 principais indicadores de continuidade de serviço da Média Tensão, mencionados no capítulo 3.2. Por fim, os resultados obtidos serão comparados com os valores iniciais dos indicadores do respetivo ano, com auxílio das métricas de desempenho (MAE e R^2).

A Figura 3.2 sintetiza o processo de regressão implementado neste estudo.

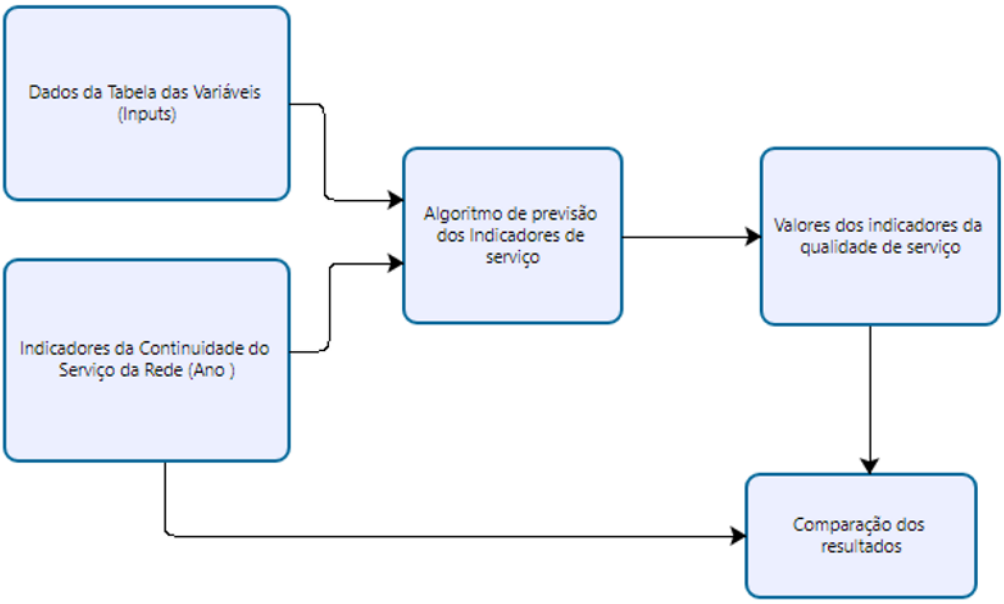


Figura 3.2: Esquema da regressão Random Forest dos indicadores da qualidade de serviço

3.5 Previsão dos indicadores da continuidade de serviço para o ano 2026

Tendo em consideração a previsão dos valores dos indicadores de continuidade entre o ano de 2022 a 2024, recorreu-se mais uma vez aos indicadores presentes no Portal *E-Redes* para os referidos anos, e de seguida, procedeu-se a criação do código, em linguagem *Python*, sendo o principal objetivo, a previsão para 2026, dos valores para cada indicador da continuidade de serviço da rede, por concelho.

Chegou-se a ponderar a adição dos inputs do ano de 2025, mas devido à indisponibilidade de variáveis, como a Densidade Populacional, a tabela estava incompleta, sendo que foi descartada essa opção.

O algoritmo realiza o cruzamento de duas matrizes de dados independentes através de uma chave primária comum: o código identificador do concelho (variável “codigo_concelho”). A primeira base agrupa as variáveis independentes do território (geografia, consumo e infraestrutura da rede elétrica); a segunda contém os indicadores reais de continuidade de serviço (variável dependente).

É aplicado um filtro de limpeza para converter strings e formatações regionais (como o uso de vírgulas para decimais) em formato de vírgula flutuante (*float*). Textos nulos ou incoerentes são forçados a valores vazios (NaN).

Para garantir a integridade estatística sem perder amostras (concelhos), o código deteta valores em falta e preenche-os automaticamente utilizando a técnica de imputação pela média da respetiva coluna.

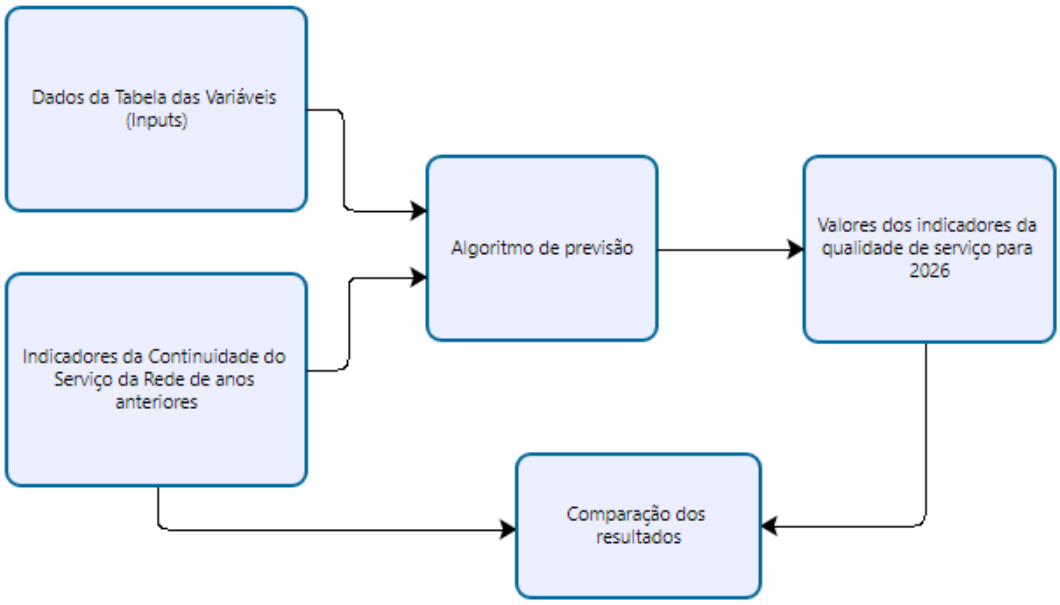


Figura 3.3: Esquema simplificado do algoritmo de previsão para 2026

4. Análise dos resultados obtidos

Neste capítulo, vão ser apresentados e discutidos os resultados, comparando-os com os indicadores de qualidade de serviço, presentes nos ficheiros CSV extraídos inicialmente, com os valores obtidos computacionalmente.

4.1. Comparação dos indicadores de qualidade de serviço (reais VS previstos)

Esta secção sintetiza os resultados obtidos no processo de regressão.

4.1.1. Ano de referência 2022

Ao analisar os resultados globais, o *Random Forest* demonstra uma clara superioridade face à regressão LASSO, a qual apresenta um desempenho significativamente inferior na tentativa de modelar a complexidade destes indicadores.

O potencial do *Random Forest* é particularmente evidente no indicador END no ano de 2022, onde alcançou o resultado mais robusto de entre todos os cenários analisados (Figura 4.5). Neste caso, o modelo replica de forma quase ideal a trajetória real ao longo de todos os concelhos, acompanhando os picos com elevada precisão. Este comportamento demonstra que, quando existe sinal suficiente nas variáveis explicativas, a estrutura não-linear do *Random Forest* consegue capturar com eficácia o perfil da energia não distribuída.

Nos restantes indicadores e anos, embora a regressão LASSO falhe substancialmente em captar a dinâmica dos dados — resultando frequentemente em coeficientes R^2 de teste nulos ou negativos —, o *Random Forest* consegue ainda assim modelar o padrão conceptual base e a tendência geral das flutuações. Contudo, perante o ano de 2022, caracterizado por eventos climáticos e picos de severidade excecional, o *Random Forest* evidencia a limitação de subestimar ("cortar") a magnitude dos valores mais extremos:

- No SAIDI (Figura 4.2) e no TIEPI (Figura 4.4), onde os valores reais atingiram ou aproximaram-se dos 200 minutos;
- No SAIFI (Figura 4.1), com registos superiores a 10 interrupções longas;
- No MAIFI (Figura 4.3), com picos a rondar as 40 interrupções momentâneas.

Nestes cenários de extrema estocasticidade, a suavização dos picos por parte do *Random Forest* conduziu a coeficientes R^2 de teste desfavoráveis. Ainda assim, este comportamento reflete mais a escassez de variáveis preditoras capazes de isolar a severidade meteorológica pontual do que uma limitação própria do algoritmo, ficando demonstrado que a abordagem por árvores de decisão é substancialmente mais adequada a este problema do que os modelos lineares como o LASSO.

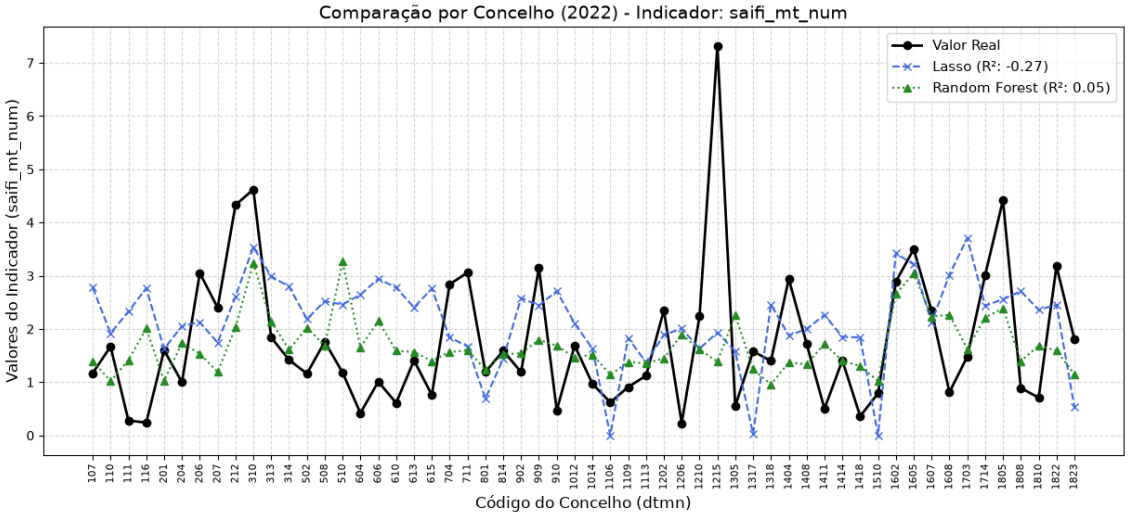


Figura 4.1: Gráfico da comparação do indicador SAIFI por concelho (2022)

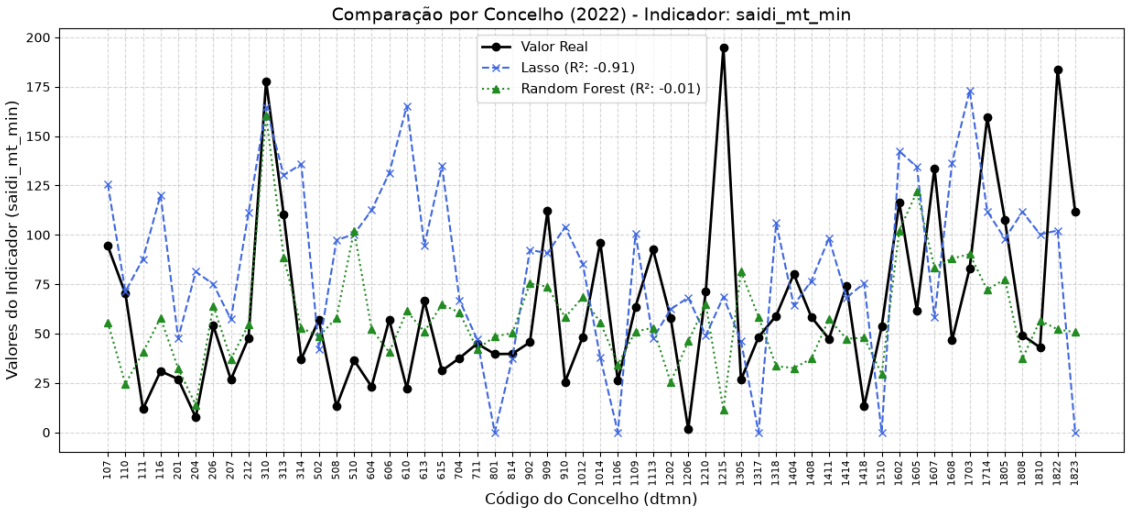


Figura 4.2: Gráfico da comparação do indicador SAIDI, por concelho (2022)

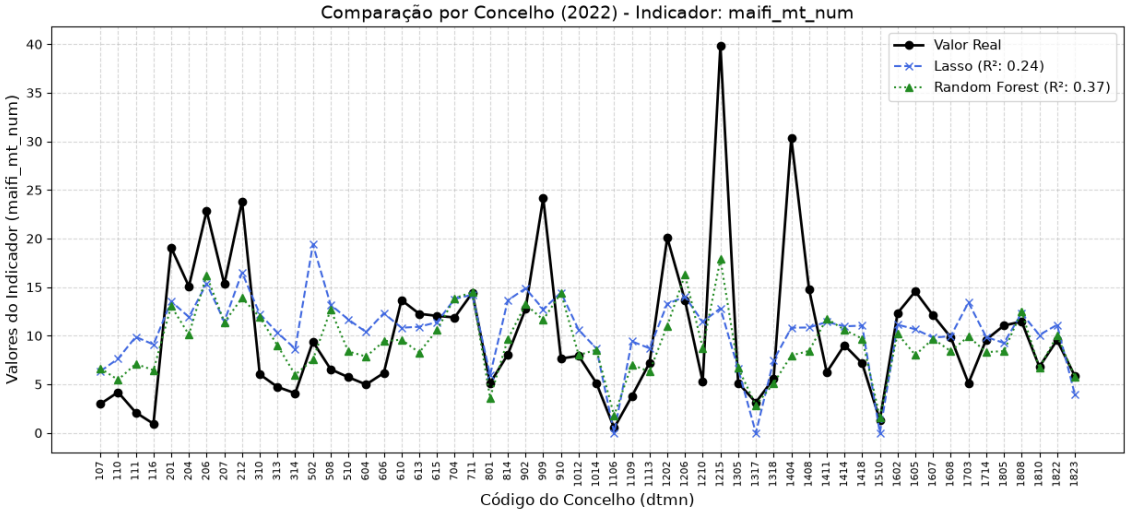


Figura 4.3: Gráfico da comparação do indicador MAIFI por concelho (2022)

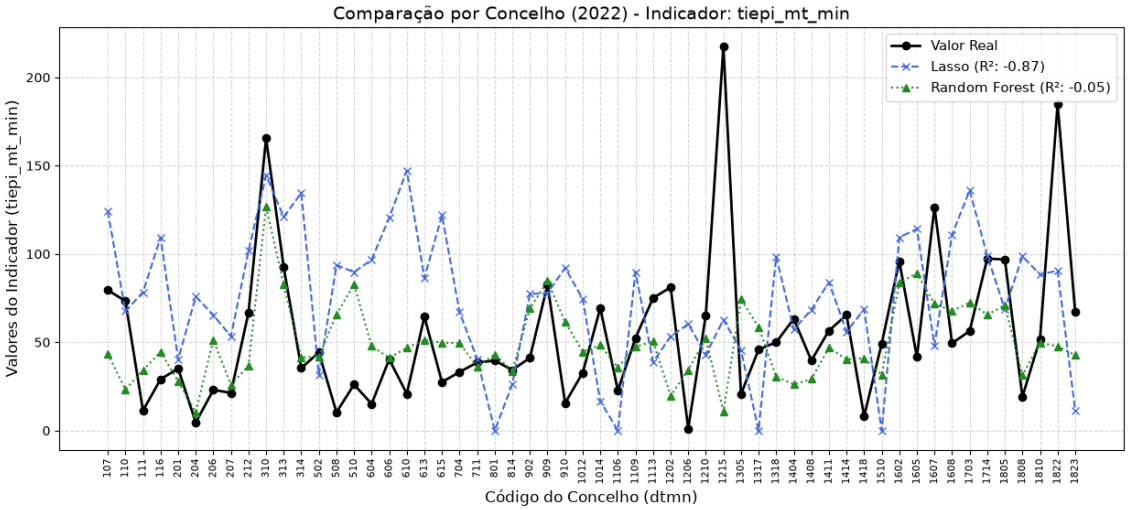


Figura 4.4: Gráfico da comparação do indicador TIEPI por concelho (2022)

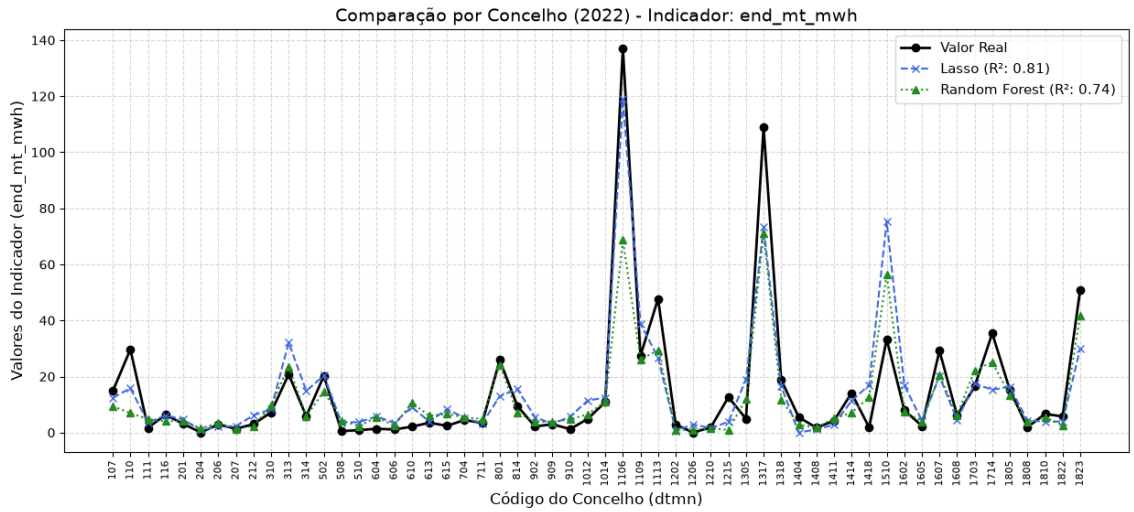


Figura 4.5: Gráfico da comparação do indicador END por concelho (2022)

Tabela 4.1: Tabela de valores das métricas de desempenho (2022)

Indicador	Random Forest		LASSO	
	MAE	R^2	*MAE*	R^2
SAIFI	0,926	0,0478	1,216	-0,2694
SAIDI	31,851	-0,0111	50,509	-0,9133
MAIFI	3,931	0,3658	4,576	0,2416
TIEPI	27,775	-0,0488	47,398	-0,8701
END	5,932	0,7410	6,516	0,8060

4.1.2. Ano de referência 2023

A análise dos resultados para o ano de referência de 2023 (Figuras 4.6 a 4.10 e Tabela 4.2) confirma a tendência observada no ano anterior: o algoritmo *Random Forest* apresenta uma capacidade preditiva superior à do modelo LASSO, mantendo a capacidade de acompanhar a tendência geral da maioria dos indicadores ao longo dos concelhos de Portugal Continental.

- **Energia Não Distribuída (END):** À semelhança de 2022, o indicador END volta a registar o desempenho mais sólido em ambos os modelos. O *Random Forest* ($R^2 = 0{,}6332$) e o LASSO ($R^2 = 0{,}7535$) conseguem identificar com assinalável precisão os concelhos de maior e menor volume de energia não entregue (Figura 4.10). Esta forte capacidade de modelação decorre do facto de a END estar diretamente correlacionada com variáveis territoriais estruturais (como a densidade populacional e a potência instalada). Contudo, o *Random Forest* evidencia ainda uma ligeira tendência de

subestimação ("achatamento") nos picos mais severos de consumo/falha, visível nos concelhos que ultrapassam os 100 MWh.

- **Frequência de Interrupções (SAIFI e MAIFI):** O *Random Forest* obtém um desempenho positivo na previsão da frequência de interrupções de longa ($SAIFI$, $R^2 = 0{,}2027$, Figura 4.6) e curta duração ($MAIFI$, $R^2 = 0{,}3019$, Figura 12), superando o LASSO em ambas as métricas. Na Figura 4.6, observa-se que o *Random Forest* capta a oscilação base da taxa de falhas entre concelhos, embora atenue os picos de alta frequência em concelhos onde o número real de interrupções ultrapassou as 4 falhas/cliente.
- **Duração de Interrupções e Potência Interrompida (SAIDI e TIEPI):** Relativamente aos indicadores associados ao tempo de indisponibilidade acumulado: $SAIDI$ (Figura 4.7) e $TIEPI$ (Figura 4.9). Ambos os modelos apresentam fragilidades, traduzidas em coeficientes R^2 de teste negativos ($R^2 = -0{,}1886$ e $R^2 = -0{,}0688$ no *Random Forest*, respetivamente). Conforme demonstrado na Tabela 2, embora o erro médio absoluto (MAE) do *Random Forest* se mantenha contido ($MAE = 28{,}55$ min para o SAIDI e $MAE = 24{,}08$ min para o TIEPI), a presença de R^2 desfavoráveis indica que a variabilidade estocástica pontual, resultante de avarias locais complexas ou eventos meteorológicos específicos, não é totalmente explicada pelas variáveis de entrada disponíveis na base de dados.

Em suma, a avaliação do ano de 2023 reforça que o *Random Forest* é eficaz na caracterização geográfica de indicadores estruturais (como a END e a frequência média de manobras), demonstrando a viabilidade da metodologia baseada em GIS e *machine learning*. Por outro lado, confirma-se a necessidade de incorporar no futuro variáveis operacionais e meteorológicas de maior resolução espacial para melhorar a estimativa do tempo total de restabelecimento ($SAIDI$ e $TIEPI$).

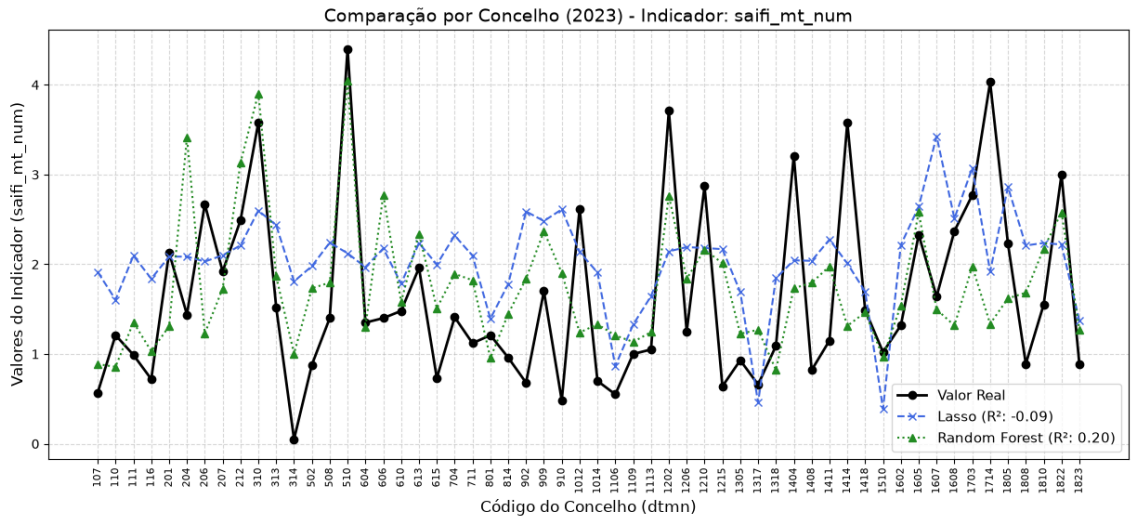


Figura 4.6: Gráfico da comparação do indicador SAIFI por concelho (2023)

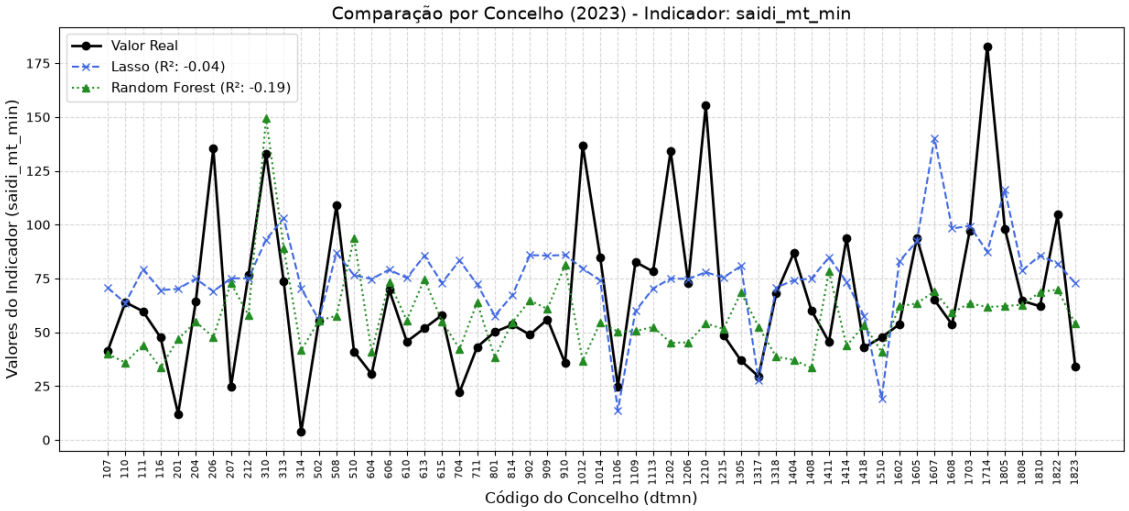


Figura 4.7: Gráfico da comparação do indicador SAIDI por concelho (2023)

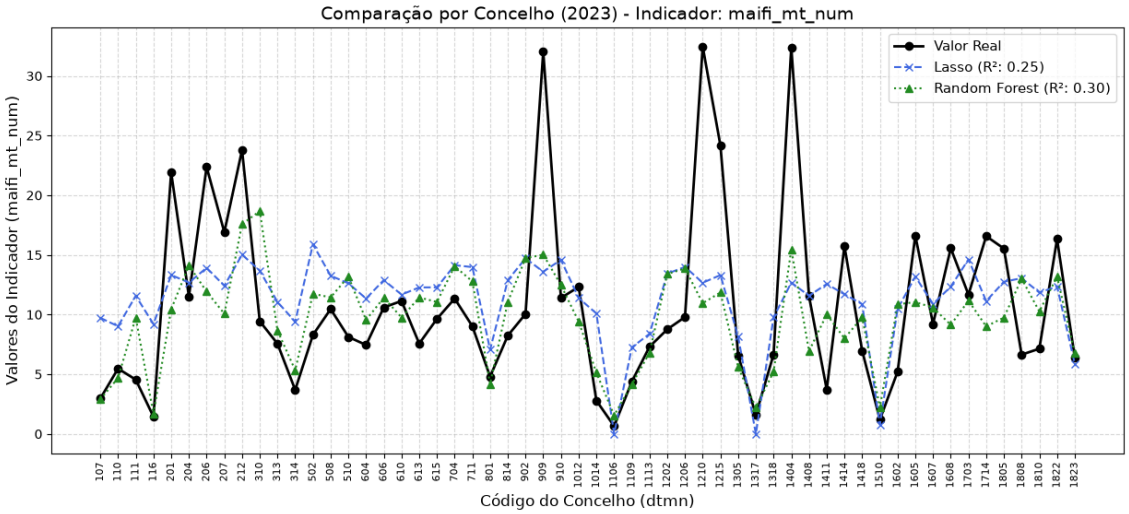


Figura 4.8: Gráfico da comparação do indicador MAIFI por concelho (2023)

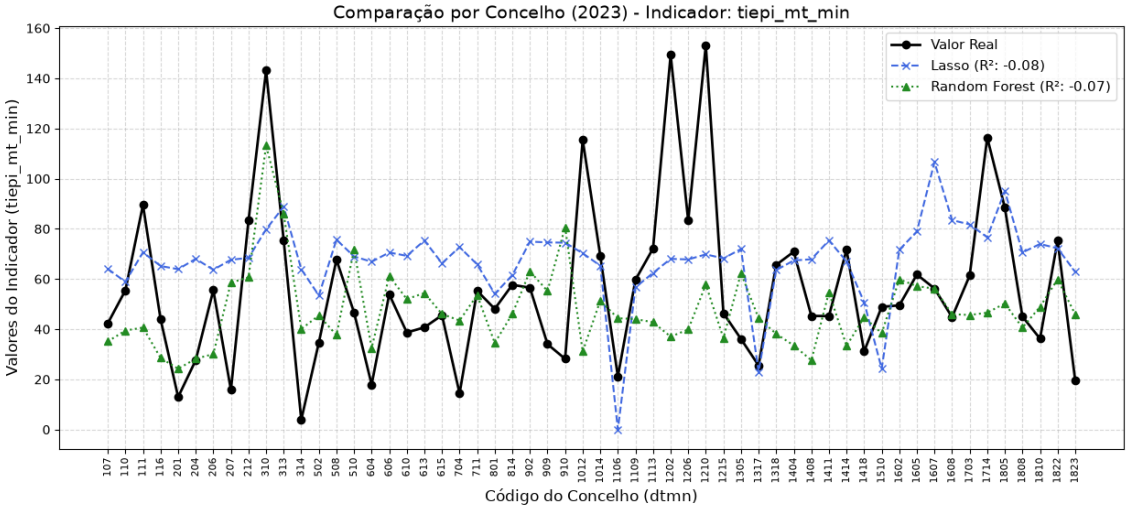


Figura 4.9: Gráfico da comparação do indicador TIEPI por concelho (2023)

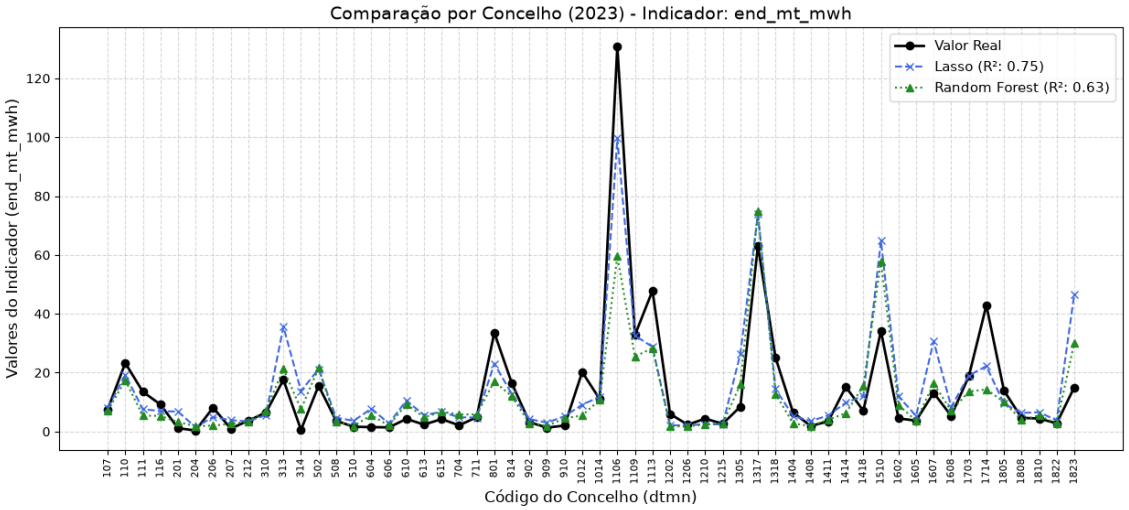


Figura 4.10: Gráfico da comparação do indicador END por concelho (2023)

Tabela 4.2: Tabela de valores das métricas de desempenho (2023)

	Random Forest		LASSO	
Indicador	*MAE*	R^2	*MAE*	R^2
SAIFI	0,695	0,2027	0,881	-0,0911
SAIDI	28,548	-0,1886	29,121	-0,0403
MAIFI	4,379	0,3019	4,927	0,2550
TIEPI	24,077	-0,0688	26,571	-0,0782
END	6,297	0,6332	6,335	0,7535

4.1.3. Ano de referência 2024

Observando as Figuras 4.11 a 4.15, repara-se que os gráficos e as métricas de desempenho, calculadas pelo Random Forest, são normalmente melhores que as da regressão LASSO, como referido no subcapítulo 4.1.1.

Nos três indicadores de qualidade de serviço (SAIDI, SAIFI e TIEPI), o R^2 de teste é negativo.

Voltando a analisar atentamente as linhas verdes dos três gráficos, o Random Forest tenta "imitar" o comportamento oscilatório da linha real (ela sobe e desce nos mesmos sítios), mas erra por muito a escala ou falha nos pontos críticos. Isto é um sinal clássico de que o modelo decorou padrões do conjunto de treino que não se aplicam ao conjunto de teste (*overfitting*) ou que os dados têm demasiado ruído aleatório.

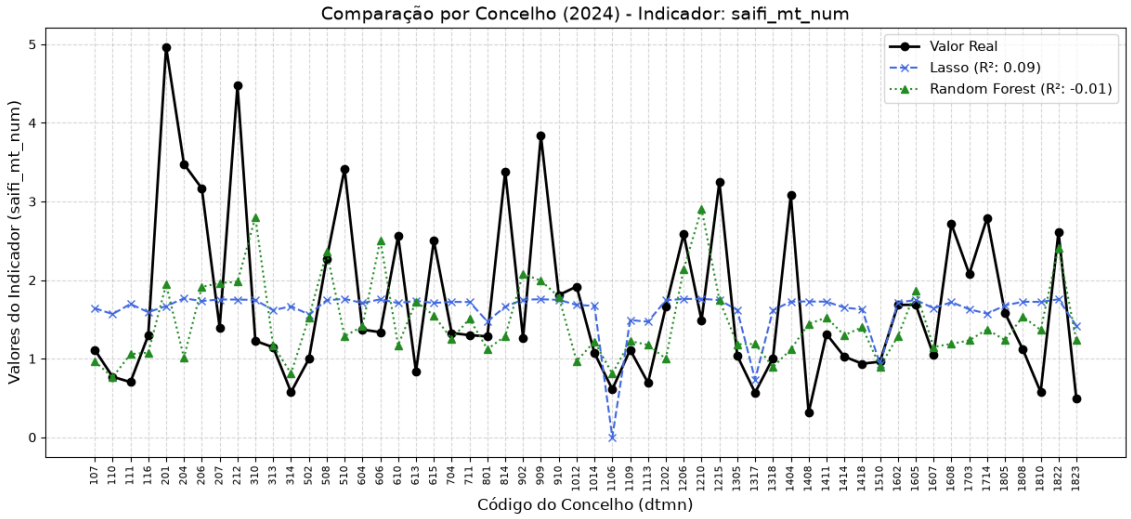


Figura 4.11: Gráfico da comparação do indicador SAIFI por concelho (2024)

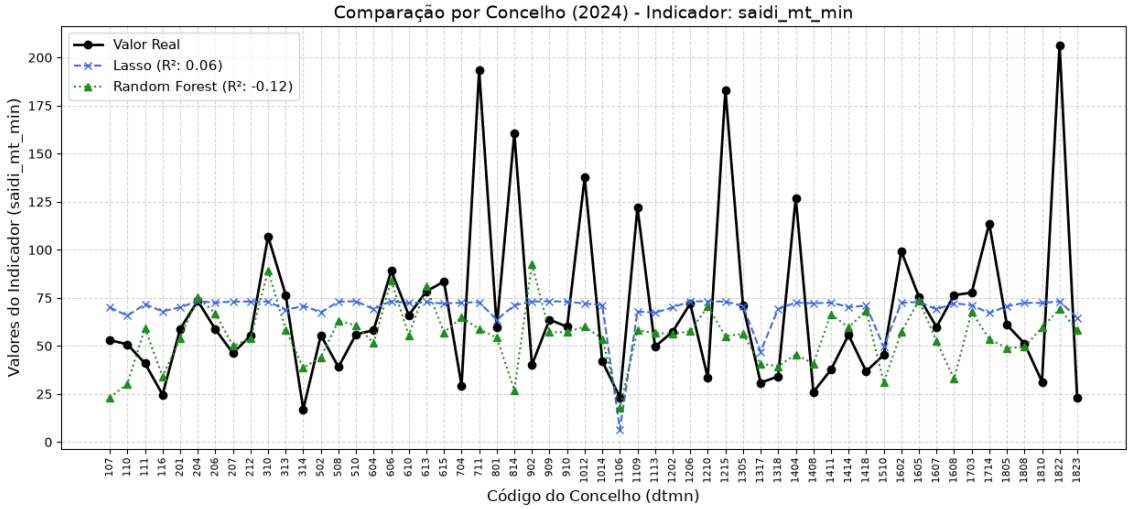


Figura 4.12: Gráfico da comparação do indicador SAIDI por concelho (2024)

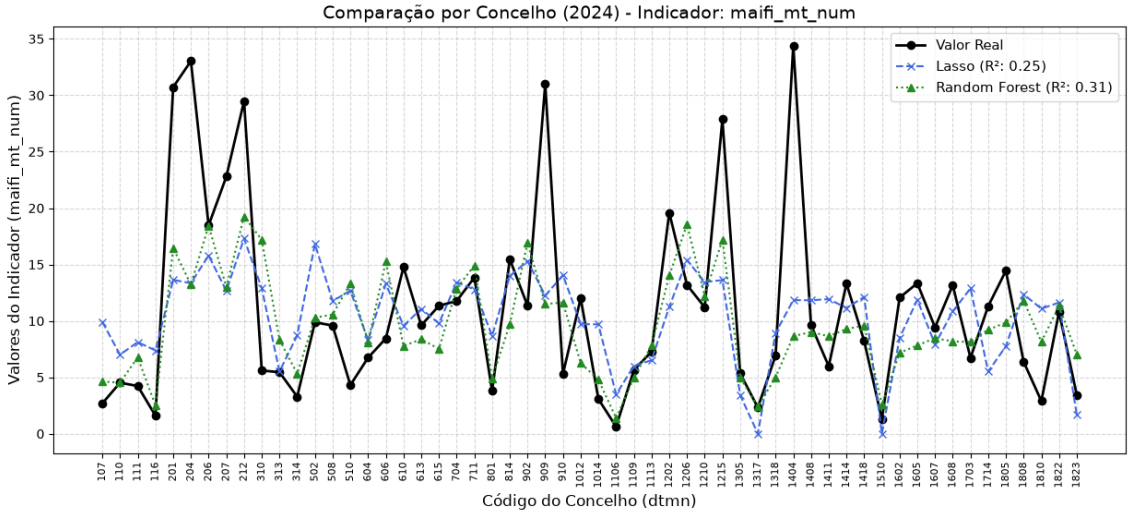


Figura 4.13: Gráfico da comparação do indicador MAIFI por concelho (2024)

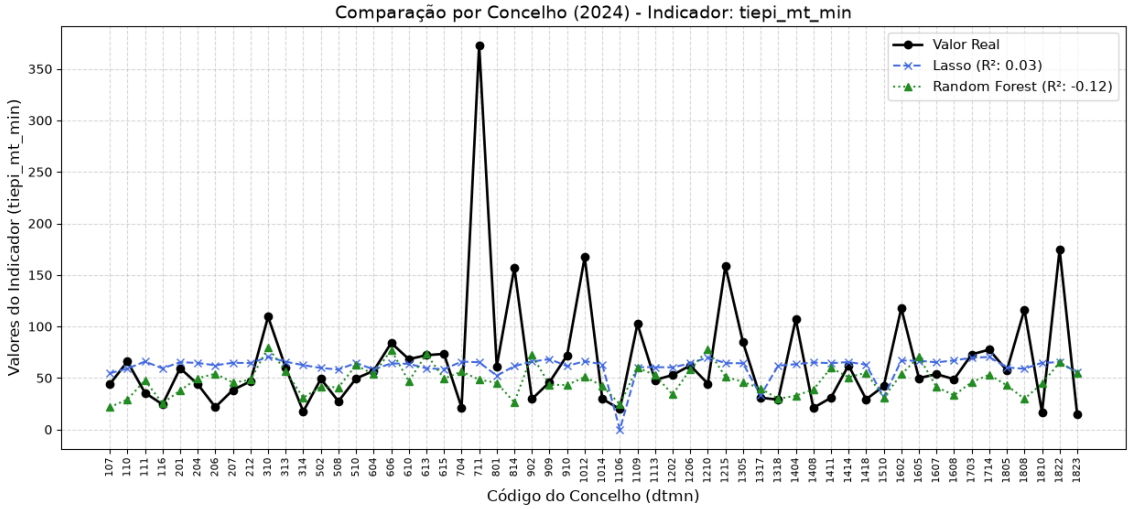


Figura 4.14: Gráfico da comparação do indicador TIEPI por concelho (2024)

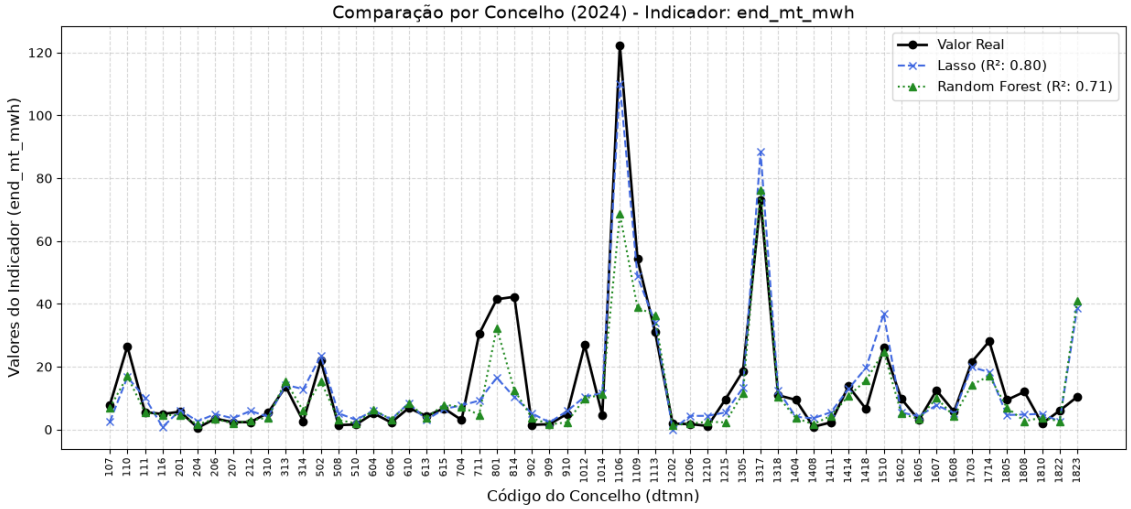


Figura 4.15: Gráfico da comparação do indicador END por concelho (2024)

Tabela 4.3: Tabela de valores das métricas de desempenho (2024)

	Random Forest		LASSO	
Indicador	*MAE*	R^2	*MAE*	R^2
SAIFI	0,762	-0,0065	0,782	0,0884
SAIDI	27,660	-0,1199	29,061	0,0560
MAIFI	4,579	0,3109	5,270	0,2525
TIEPI	33,276	-0,1215	32,990	0,0277
END	5,765	0,7099	5,852	0,8021

4.2. Previsão para o ano de 2026

Como referido nos capítulos anteriores, foi desenvolvido um algoritmo para previsão dos indicadores da qualidade de serviço da rede (Média Tensão). Estas projeções são baseadas na evolução tanto dos indicadores de QST como na das características geográficas. O objetivo é analisar a progressão dos indicadores e verificar se estão previstas mudanças na resiliência da rede elétrica. Este tipo de análise permitirá, no futuro, antecipar as tendências de evolução destes indicadores e implementar medidas de mitigação.

4.2.1. Índice de Frequência Média de Interrupção do Sistema (SAIFI)

As imagens abaixo demonstram a variação do indicador SAIFI pelos 278 concelhos de Portugal Continental. O primeiro mapa é referente ao ano de 2024, já o segundo é referente ao ano de 2026.

Ao estudar atentamente os dois mapas (Figuras 4.16 e 4.17), repara-se que a maior parte do território de Portugal Continental aparece a verde (menos de 2 interrupções) em ambos os anos, o que indica que a vasta maioria dos municípios apresenta (ou prevê-se que venha a apresentar) um bom desempenho na continuidade do serviço elétrico, com poucas interrupções de energia.

No distrito de Setúbal, não ocorreram mudanças visuais, e em certos distritos, nota-se a mudança dum concelho duma classificação crítica para uma classificação intermédia, mas também determinados concelhos acabam por aumentar o número de interrupções.

No mapa de 2024, existiam alguns pontos críticos visíveis na cor vermelho-escura (mais de 4 interrupções). Destacam-se pequenas manchas nos distritos de Bragança e de Vila Real (Interior Norte), e uma mancha mais visível no Alentejo, mais especificamente nos de distritos de Beja e Évora.

Já na previsão para 2026, nota-se uma redução ou atenuação destas áreas mais severas. Por exemplo, a mancha crítica no Alentejo reduz-se ligeiramente ou passa a apresentar tons amarelos (entre 2 e 4 interrupções) em algumas das suas divisões, sugerindo investimentos na rede ou melhorias estruturais para mitigar falhas recorrentes.

O mesmo não se pode dizer sobre a região Centro-Litoral e em partes do Alentejo, uma vez que ocorre uma transição de algumas áreas que eram verdes (situação estável) em 2024 para amarelas em 2026 (situação intermédia).

Isto pode indicar que, embora as áreas extremamente críticas diminuam, algumas regiões vizinhas ou de menor densidade podem vir a registar um ligeiro aumento na frequência de pequenas interrupções, ou que a previsão para 2026 assume um cenário ligeiramente mais conservador e preventivo para essas redes de distribuição de média tensão.

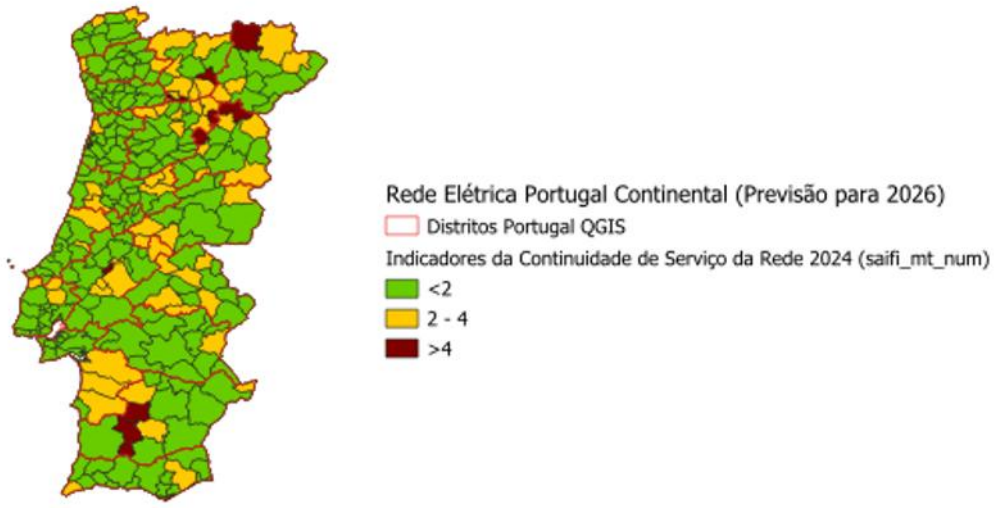


Figura 4.16: Rede Elétrica de Portugal Continental (SAIFI 2024)

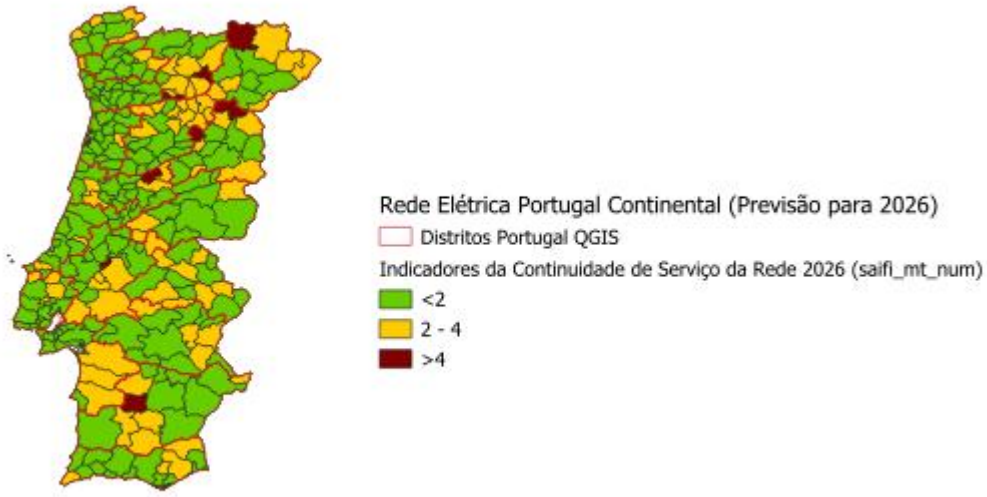


Figura 4.17: Rede Elétrica de Portugal Continental (SAIFI 2026)

4.2.2. Índice de Duração de Interrupção Média do Sistema (SAIDI)

No cenário de 2024, existe uma mancha escura substancial e contínua na região Centro-Litoral (abrangendo partes dos distritos de Coimbra/Leiria) e pequenos aglomerados no Alentejo interior e Norte, onde os tempos de interrupção superavam os 180 minutos (cor castanha), como se pode verificar na Figura 4.18.

Não obstante, na previsão para 2026, nota-se o completo desmembramento e desaparecimento dessa grande mancha crítica da região Centro-Litoral (Fig. 4.19), indicando uma forte

expectativa de resolução de problemas crónicos ou investimentos pesados na robustez dessa infraestrutura regional.

É visível uma transição cromática: muitas áreas que em 2024 apresentavam um desempenho excelente (bege, <60 min), nomeadamente no Norte interior e em manchas espalhadas pelo Alentejo, passam a apresentar o amarelo (60 - 180 min) em 2026.

Isto reflete uma tendência de homogeneização nacional do tempo de indisponibilidade da rede, onde os extremos gravíssimos são eliminados, mas ocorre um ligeiro incremento generalizado para valores intermédios em zonas rurais e periféricas.

Embora as grandes áreas afetadas encolham substancialmente, o mapa de 2026 ainda prevê pontos castanhos (>180 min) isolados e pontuais.

Estes pequenos focos dispersos (visíveis no Alto Minho, Trás-os-Montes, e de forma muito localizada na Beira Baixa e Baixo Alentejo) sugerem falhas em concelhos específicos de características muito isoladas, cuja resolução total na rede de média tensão (saidi_mt_min) continua a ser um desafio técnico ou geográfico até 2026.

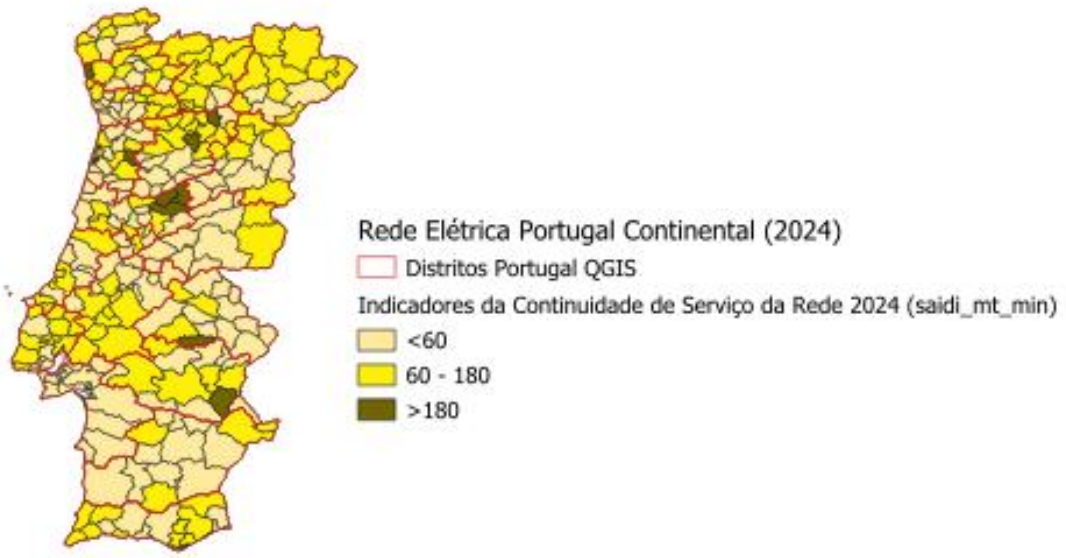


Figura 4.18: Rede Elétrica de Portugal Continental (SAIDI 2024)

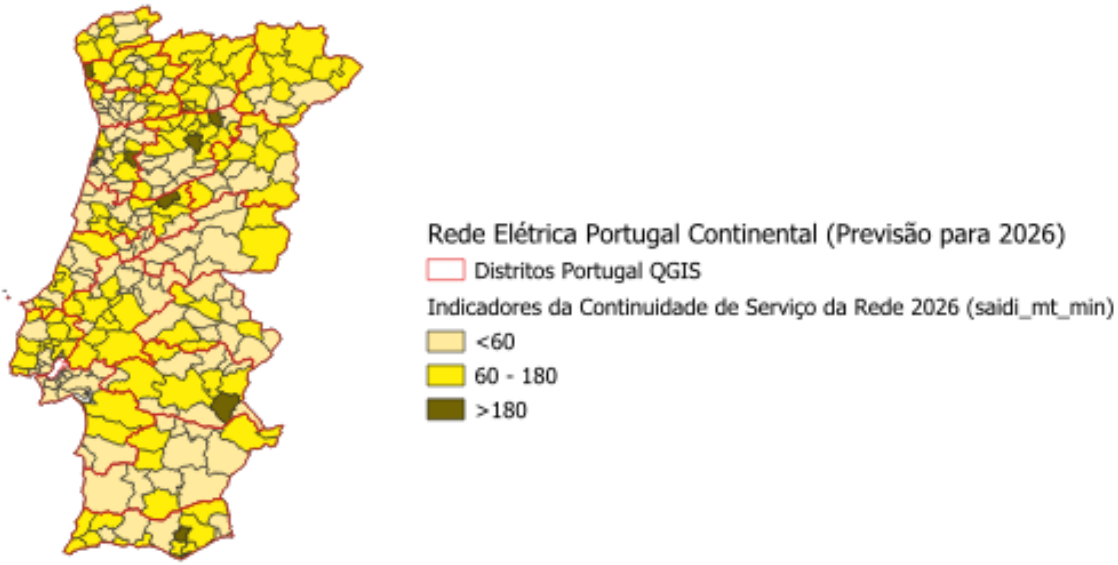


Figura 4.19: Rede Elétrica de Portugal Continental (SAIDI 2026)

4.2.3. Índice de Frequência Média de Interrupções Momentâneas (MAIFI)

Estes mapas apresentam o indicador MAIFI (*Momentary Average Interruption Frequency Index*), que mede a frequência média de interrupções momentâneas (corte de luz de curtíssima duração) por cliente na rede de média tensão.

Ao comparar o cenário observável em 2024 com a previsão para 2026, podemos extrair as seguintes conclusões:

Ao contrário dos indicadores SAIFI e SAIDI, que mostravam uma tendência de melhoria ou estabilização, o MAIFI indica um agravamento geral a nível nacional.

A cor verde (menos de 8 interrupções), que em 2024 cobria grandes extensões do interior Centro, Nordeste Transmontano e Alentejo, encolhe drasticamente em 2026, ficando praticamente confinada à região do Minho e Douro Litoral.

Em contrapartida, há uma enorme expansão das zonas a amarelo (8 a 16 interrupções) e laranja (16 a 24 interrupções) por quase todo o interior e Sul do país.

Em 2024, os pontos críticos (castanho/vermelho-escuro, mais de 24 interrupções curtas) estavam dispersos maioritariamente pelo litoral Centro-Norte, Minho e Algarve.

Para 2026, verificou-se uma "limpeza" considerável desses pontos críticos na faixa do litoral Norte, porém eles deslocam-se e agravam-se no interior. Além disso, surgem novas manchas críticas consolidadas no Nordeste (Trás-os-Montes), na região do Ribatejo/Médio Tejo e no Alentejo (como no Alto Alentejo e Baixo Alentejo).

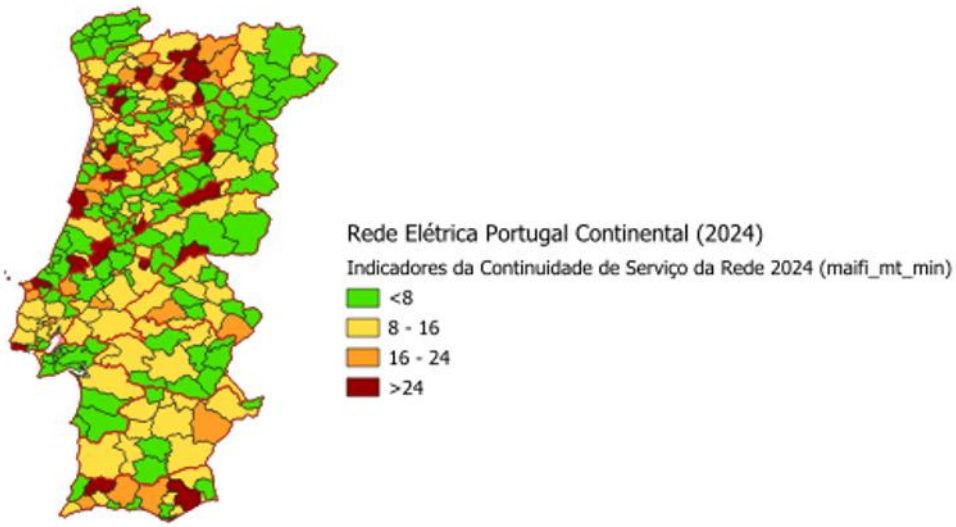


Figura 4.20: Rede Elétrica de Portugal Continental (MAIFI 2024)

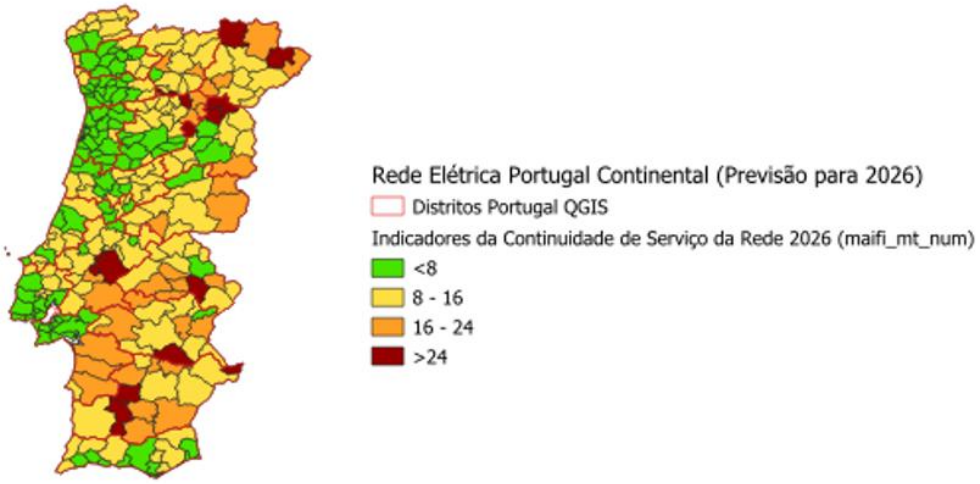


Figura 4.21: Rede Elétrica de Portugal Continental (MAIFI 2026)

4.2.4. Tempo de Interrupção Equivalente da Potência Instalada (TIEPI)

Relativamente ao indicador TIEPI, ao observar o mapa de 2024, verifica-se que o Norte e o Centro interior do país (especialmente as zonas da Beira Alta, Douro e Trás-os-Montes) apresentavam manchas contínuas muito escuras com um TIEPI crítico, frequentemente nas faixas de 60 a 120 min (castanho) e maior que 120 min (castanho-escuro).

Já em 2026, uma clara melhoria nestas regiões rurais e montanhosas. Vários concelhos que estavam nas categorias mais graves transitam para níveis intermédios (30 - 60 minutos), o que implica que as falhas nessas zonas passam a afetar menos potência (ou menos clientes críticos) em termos acumulados.

Contudo, não se verificam resultados positivos. Um dos dados mais surpreendentes na previsão para 2026 é o surgimento de uma mancha crítica severa (mais de 120 min) e compacta na região Centro-Litoral e Ribatejo (distrito de Leiria e Norte de Santarém).

Enquanto em 2024, esta área estava relativamente controlada, em 2026 prevê-se uma deterioração pontual, mas severa do TIEPI ali, sugerindo que eventuais falhas planeadas ou vulnerabilidades estruturais nessa região vão ter um impacto desproporcional na potência cortada.

Já no Sul do país, há uma evolução positiva generalizada, no Alentejo. As manchas de TIEPI elevado reduzem significativamente, dando lugar a tons estáveis (menos de 30 min) e intermédios (30 a 60 min).

Enquanto no Algarve (mais especificamente na zona do barlavento e do interior), mantém ou agrava ligeiramente alguns focos de TIEPI elevado, permanecendo como um ponto sensível na previsão para 2026.

O TIEPI complementa perfeitamente o que vimos nos indicadores anteriores. A estratégia de planeamento para 2026 foca-se em proteger as zonas de grande dispersão territorial (como o Norte interior e Alentejo), reduzindo o impacto acumulado das falhas nalgumas delas. No entanto, o surgimento daquela mancha crítica no Centro-Litoral indica que a rede poderá enfrentar maiores pressões em nós de distribuição com forte densidade industrial ou de consumo nessa faixa do território.

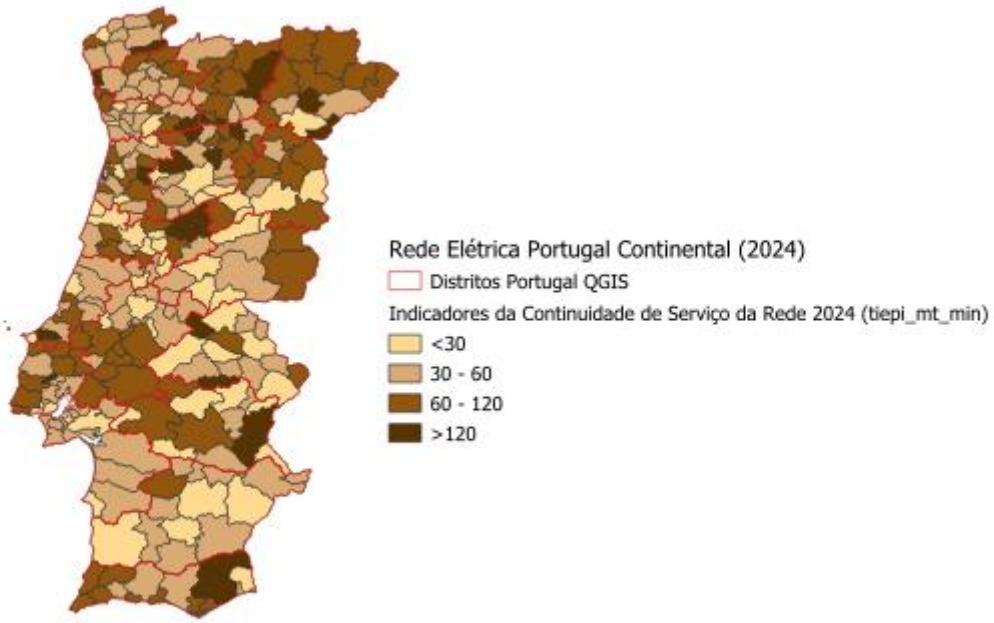


Figura 4.22: Rede Elétrica de Portugal Continental (TIEPI 2024)

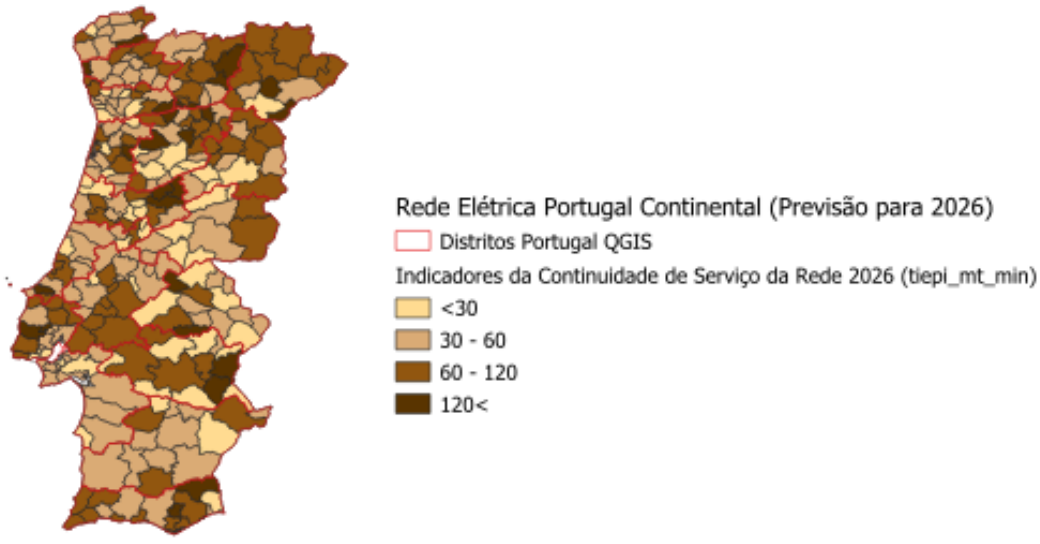


Figura 4.23: Rede Elétrica de Portugal Continental (TIEPI 2026)

4.2.5. Energia não distribuída (END)

Para o indicador de continuidade de serviço END, a comparação entre o mapa de 2024 e o de 2026 revela uma elevada estabilidade geográfica, o que valida o que vimos anteriormente: por ser um indicador muito ligado ao perfil industrial, populacional e de consumo estrutural dos concelhos, os padrões repetem-se ao longo do tempo.

O volume de energia não distribuída severo (40 MWh) está concentrado quase exclusivamente na faixa litoral norte e centro (com grande densidade nos concelhos dos distritos do Porto, Braga, Aveiro, Leiria e na região de Lisboa/Setúbal). Notar que a END depende do consumo, ou seja, nas zonas de maior densidade populacional, o consumo é mais elevado. Se existir uma interrupção nesta zona, a END é logicamente maior.

Além disso, destaca-se também uma mancha crítica ($>$ 40 MWh) na zona central/litoral do Algarve (distrito de Faro).

O interior do país (Alentejo, Beira Baixa, e partes de Trás-os-Montes) aparece predominantemente a roxo-claro ($<$ 15 MWh). Isto significa que na falta de distribuição da eletricidade, o impacto em *volume total de energia* é menor porque a densidade de consumo e de indústrias nessas regiões é substancialmente mais baixa.

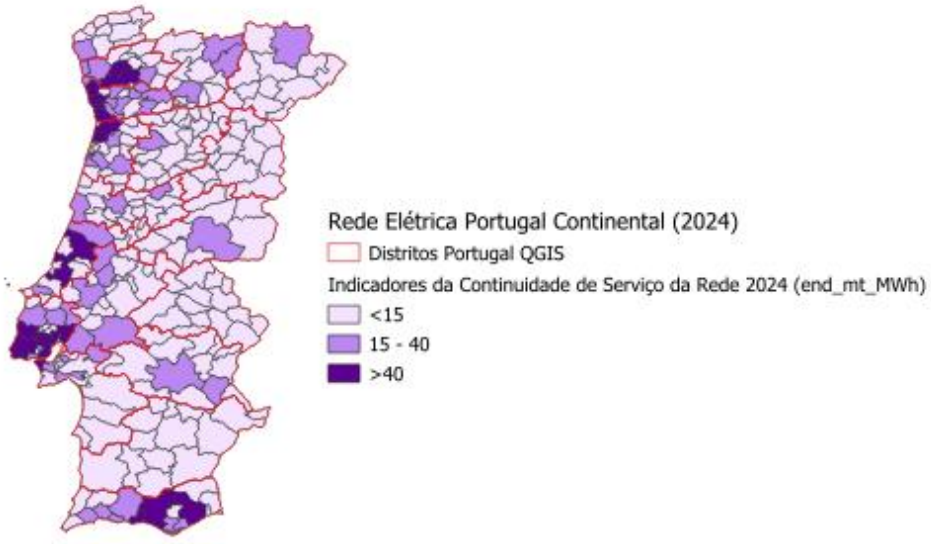


Figura 4.24: Rede Elétrica de Portugal Continental (END 2024)

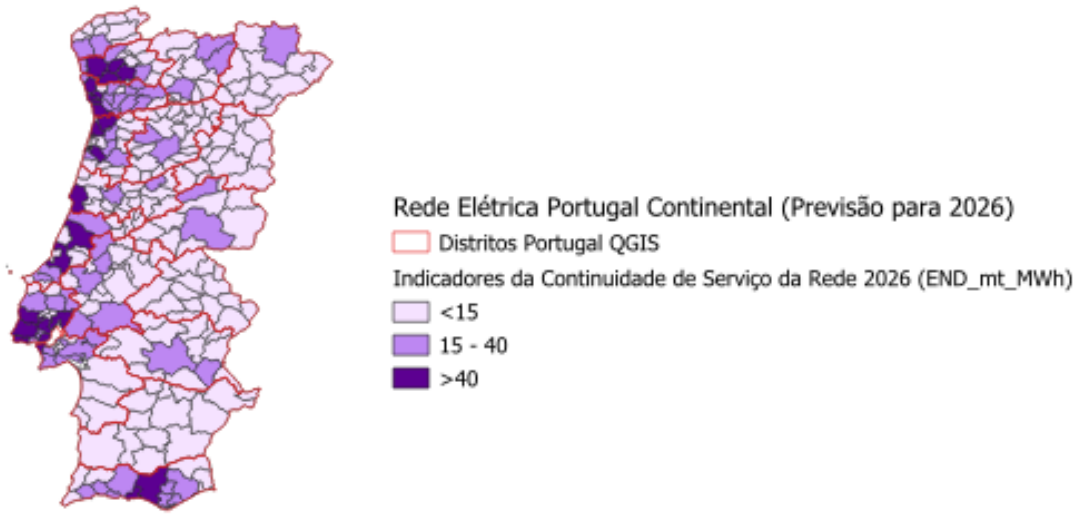


Figura 4.25: Rede Elétrica de Portugal Continental (END 2026)

4.2.6. Análise Integrada e Síntese Estrutural da Rede (Trade-Off Operacional)

A avaliação conjunta das projeções espaciais para o ano de 2026 (Figuras 4.17, 4.19, 4.21, 4.23 e 4.25) permite retirar conclusões fundamentais sobre a evolução da resiliência e sobre as escolhas de exploração da rede de distribuição de Média Tensão em Portugal Continental.

A análise comparativa entre 2024 e 2026 evidencia uma alteração clara no padrão de continuidade de serviço, caracterizada por um *trade-off* operacional entre a duração das interrupções e a sua frequência momentânea:

- **Redução das Interrupções de Longa Duração (*SAIFI* e *SAIDI*):** Verifica-se uma tendência clara de eliminação das grandes manchas críticas territoriais observadas em 2024 (com destaque para o desmembramento da mancha severa no Centro-Litoral). A rede prevista para 2026 apresenta maior homogeneidade nacional, reduzindo substancialmente os tempos médios de indisponibilidade superiores a 180 minutos. Isto sugere uma expetativa de eficácia nos investimentos em automatização, no reforço de linhas estruturantes e na otimização dos tempos de resposta a avarias de grande escala.

- **Aumento do Regime de Interrupções Momentâneas ($MAIFI$):** Em contrapartida à melhoria dos indicadores de longa duração, prevê-se um agravamento generalizado da frequência de interrupções de curta duração ($MAIFI$) em grande parte do território (com especial incidência nas regiões do Interior, Ribatejo e Alentejo). Este comportamento é a consequência direta do aumento do grau de automatização da rede de distribuição (implementação de sistemas de *self-healing*, rearmadores automáticos e seccionadores telecomandados). Ao isolar defeitos automaticamente para evitar interrupções de longa duração para a maioria dos clientes, a rede submete uma área territorial mais extensa a cavas de tensão e microcortes momentâneos.

- **Concentração da Energia Não Distribuída (END) e Vulnerabilidade da Potência ($TIEPI$):** A distribuição espacial da END mantém-se estruturalmente estável e fortemente ancorada no perfil socioeconómico e industrial dos concelhos (concentrando-se no Litoral Norte, Grande Lisboa e Algarve). No entanto, o indicador $TIEPI$ antecipa um ponto de atenção crítico: o aparecimento de uma mancha de elevada potência interrompida na região do Centro-Litoral e Ribatejo. Este comportamento indica que, embora o tempo total de corte ($SAIDI$) diminua, eventuais falhas que ocorram em nós densamente industrializados afetarão blocos substanciais de potência instalada.

Em suma, o cenário projetado para 2026 reflete uma transição de paradigma na resiliência da rede de distribuição: transita-se de um regime com crises severas e prolongadas e localizadas, para um regime de maior continuidade global de longa duração, mas com maior exposição a perturbações transitórias ($MAIFI$). Este *trade-off* demonstra a utilidade dos Sistemas de Informação Geográfica (GIS) na antecipação de vulnerabilidades territoriais, fornecendo aos operadores de rede (*DSO*) informação decisiva para a priorização de investimentos na qualidade de serviço.

5. Conclusões

5.1 Contributos

A presente dissertação dá um contributo relevante para o estudo e caracterização territorial da continuidade de serviço e resiliência da rede de distribuição de Média Tensão em Portugal Continental. Os principais contributos deste trabalho podem sintetizar-se nos seguintes pontos:

- **Desenvolvimento de um Sistema de Informação Geográfica (GIS) Integrado:** Criou-se uma plataforma georreferenciada em QGIS capaz de agregar, ao nível concelhio, um conjunto vasto e heterogéneo de dados (demográficos, operacionais, de infraestrutura elétrica, mobilidade elétrica e produção distribuída) oriundos do portal *Open Data* da E-Redes e do INE. Esta ferramenta permite visualizar intuitivamente assimetrias regionais e identificar padrões territoriais de vulnerabilidade da rede de distribuição.
- **Validação de Modelos Preditivos de Regressão para Indicadores de Continuidade:** Implementou-se e avaliou-se uma metodologia concorrente de *Machine Learning* (recorrendo a *Random Forest* e *LASSO*) para estimar indicadores regulamentares de qualidade de serviço ($SAIFI$, $SAIDI$, $MAIFI$, $TIEPI$ e END) a partir de características geográficas e de contexto. Demonstrou-se a superioridade dos modelos baseados em árvores de decisão (*Random Forest*) na captação de relações não-lineares, com destaque para a elevada precisão na estimativa da Energia Não Distribuída (END) e da frequência de interrupções momentâneas ($MAIFI$).
- **Metodologia de Projeção Espacial Futurista (Ano de 2026):** Apresentou-se um modelo preditivo capaz de projetar a evolução dos indicadores de qualidade de serviço para um horizonte futuro (2026), articulando o histórico recente de dados (2022–2024) com a dinâmica das variáveis territoriais. Este exercício permitiu antecipar e evidenciar um *trade-off* operacional estrutural na rede de distribuição: a tendência de redução de interrupções longas ($SAIDI$ e $SAIFI$) acompanhada por um incremento de perturbações de curta duração ($MAIFI$), derivado da automação da rede.
- **Suporte à Decisão no Planeamento e Priorização de Investimentos:** O trabalho demonstra a viabilidade e a mais-valia de complementar os indicadores globais e regulamentares tradicionais com uma análise espacial georreferenciada. Esta abordagem fornece informação decisiva para apoiar o operador de rede (*DSO*) e os órgãos reguladores na identificação preventiva de concelhos críticos, permitindo direcionar investimentos em reforço de infraestrutura, sistemas de *self-healing* e proteção de redes de forma mais eficiente e localizada.

5.2 Limitações

Apesar de se considerar a obtenção dos resultados finais, é preciso notificar a ocorrência de problemas, ao longo do desenvolvimento.

O primeiro problema ocorreu durante a recolha dos dados no Portal E-Redes e no INE, verificou-se a falta de certas variáveis para o ano de 2025, sendo assim, alguns dados tiveram de ser descartados do estudo.

Por outro lado, a grande maioria dos dados são crus (obtidos diretamente de sistemas de monitorização), sem validação e sem filtragem, o que significa que podem ocorrer valores errados, muito distantes da realidade.

5.3 Trabalho Futuro

Caso este tema volte a ser proposto para trabalhos futuros, sugere-se o alargamento da escala espacial de análise, ou seja, analisar a distribuição dos indicadores de qualidade da rede, por freguesia, facilitando a identificação de padrões locais de vulnerabilidade que podem não ser evidentes quando a análise é realizada ao nível municipal.

Outro fator que poderá vir a ser integrado neste estudo é a incorporação de fenómenos de variáveis climáticas (precipitação, velocidade do vento, descargas atmosféricas, etc.), uma vez que alguns indicadores como SAIDI, SAIFI e TIEPI apresentam resultados com maior variabilidade em diferentes anos devido à ocorrência de fenómenos meteorológicos extremos.

Para concluir, em trabalhos futuros, poderá ser possível obter resultados ainda mais concretos para o ano a ser estudado, devido à obtenção de dados de diferentes anos como de 2025 e 2026, que não foram possíveis de obter durante o desenvolvimento deste trabalho.

6. Referências

[1] Dare-Alao, Damilola, e Osakpolor Esosa Stephen. 2014. *Geospatial Modeling of Electricity Distribution Network in Ife Central Local Government Area, Osun State, Nigeria.* Science Journal of Environmental Engineering Research 2014: 1–7

[2] Instituto Nacional de Estatística. 2022. *Densidade populacional (N.º/km²) por Local de residência*. Base de Dados do INE. Acedido em 30 de julho de 2026. https://www.ine.pt/xportal/xmain?xpid=INE&xpgid=ine_indicadores&indOcorrCod=0013189&contexto=bd&selTab=tab2

[3] Instituto Nacional de Estatística. 2023. *Densidade populacional (N.º/km²) por Local de residência*. Base de Dados do INE. Acedido em 30 de julho de 2026. https://www.ine.pt/xportal/xmain?xpid=INE&xpgid=ine_indicadores&indOcorrCod=0013189&contexto=bd&selTab=tab2

[4] Instituto Nacional de Estatística. 2024. *Densidade populacional (N.º/km²) por Local de residência*. Base de Dados do INE. Acedido em 30 de julho de 2026. https://www.ine.pt/xportal/xmain?xpid=INE&xpgid=ine_indicadores&indOcorrCod=0013189&contexto=bd&selTab=tab2

[5] Figueiredo, Raquel, Pedro Nunes, e Miguel C. Brito. 2021. "The Resilience of a Decarbonized Power System to Climate Variability: Portuguese Case Study." *Energy* 224: 120125.

[6] Robson P. Delavechia, Raul S. Weiand, Leonardo Silveira, Bibiana P. Ferraz, Maicon J. S. Ramos, and 3 more*, Análise de sensibilidade estatística dos atributos físico-elétricos no cálculo dos* indicadores *de continuidade de sistemas de distribuição*, IX Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, 2022, DOI

[7] Tibshirani, Robert. *Regression Shrinkage and Selection via the Lasso.* Londres: Journal of the Royal Statistical Society: Series B (Methodological), 58(1), 267-288., 1996.

[8] Zou, Hui, e Trevor Hastie. 2005. "Regularization and Variable Selection via the Elastic Net." *Journal of the Royal Statistical Society: Series B (Statistical Methodology)* 67 (2): 301–320..

[9] Breiman, Leo. Random Forests. *Machine Learning*, 2001: 45(1), 5-32.

[10] Hastie, Trevor, Robert Tibshirani, e Jerome Friedman. 2009. *The Elements of Statistical Learning: Data Mining, Inference, and Prediction*. 2nd ed. New York: Springer.

[11] E-REDES. 2026. "Consumos e Energia" *Open Data Portal*. Acedido a 28 de julho de 2026. E-REDES Open Data Portal.

[12] E-REDES. 2026. "Mobilidade Elétrica" *Open Data Portal*. Acedido a 28 de julho de 2026. E-REDES Open Data Portal.

[13] E-REDES. 2026. "Operação e Qualidade de Serviço" *Open Data Portal*. Acedido a 28 de julho de 2026. E-REDES Open Data Portal.

[14] E-REDES. 2026. "Rede Elétrica" *Open Data Portal*. Acedido a 28 de julho de 2026. E-REDES Open Data Portal.

[15] E-REDES. 2026. "Renováveis" *Open Data Portal*. Acedido a 28 de julho de 2026. E-REDES Open Data Portal.

7. Anexos

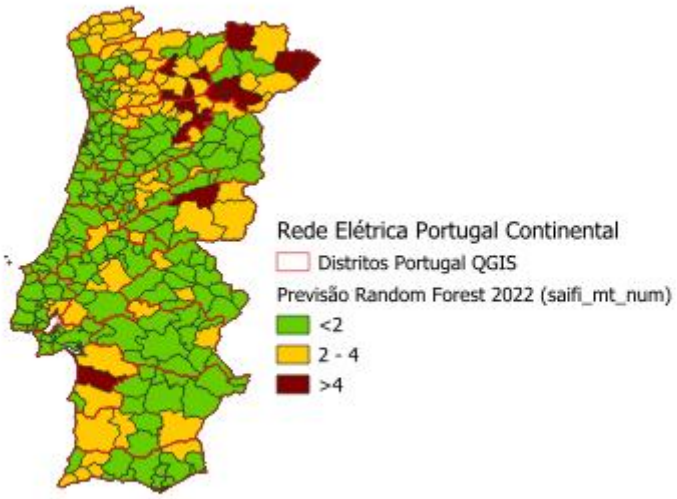


Figura 7.1: Previsão da Rede Elétrica de Portugal Continental 2022 (SAIFI)

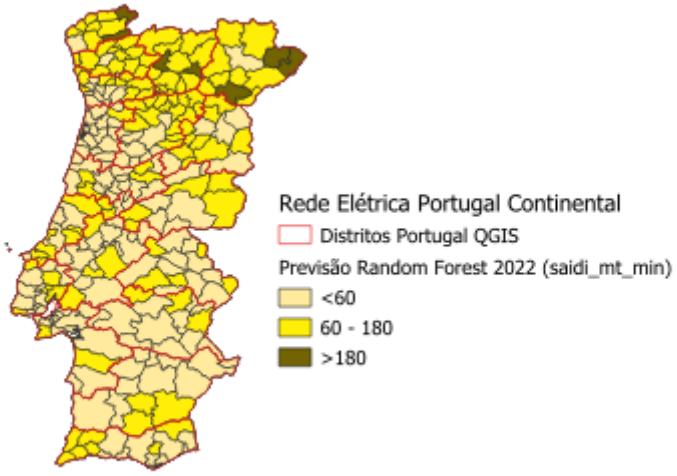


Figura 7.2: Previsão da Rede Elétrica de Portugal Continental 2022 (SAIDI)

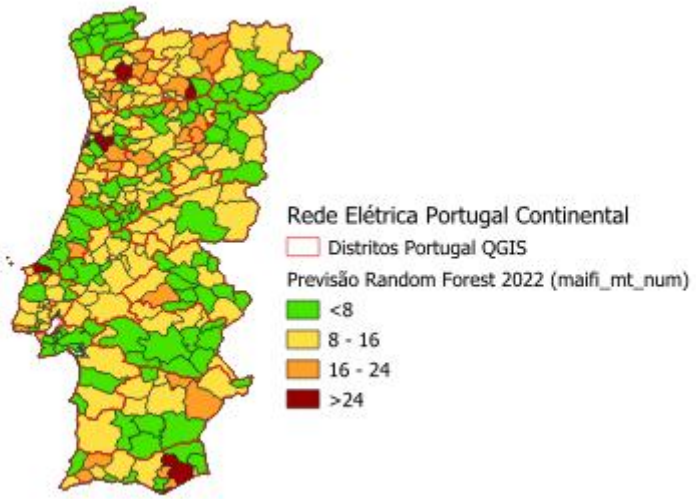


Figura 7.3: Previsão da Rede Elétrica de Portugal Continental 2022 (MAIFI)

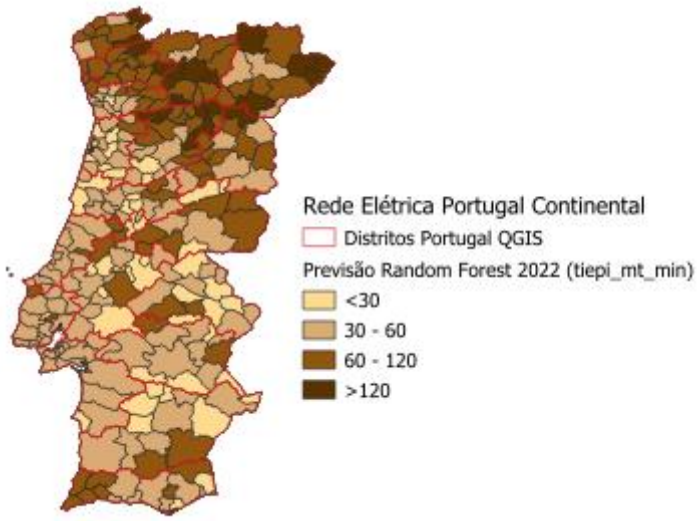


Figura 7.4: Previsão da Rede Elétrica de Portugal Continental 2022 (TIEPI)

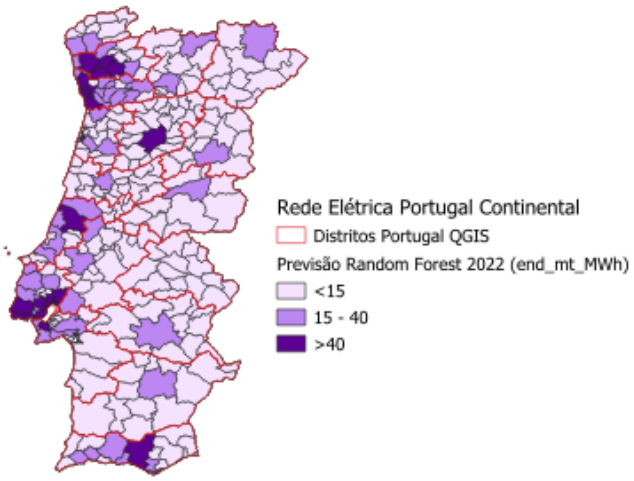


Figura 7.5: Previsão da Rede Elétrica de Portugal Continental 2022 (END)

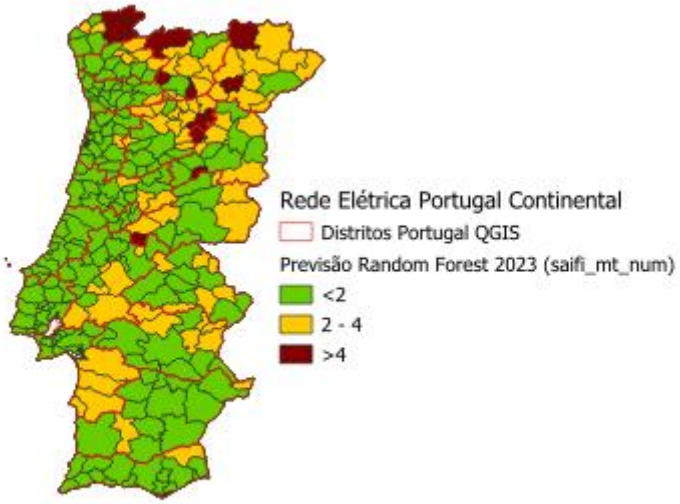


Figura 7.6: Previsão da Rede Elétrica de Portugal Continental 2023 (SAIFI)

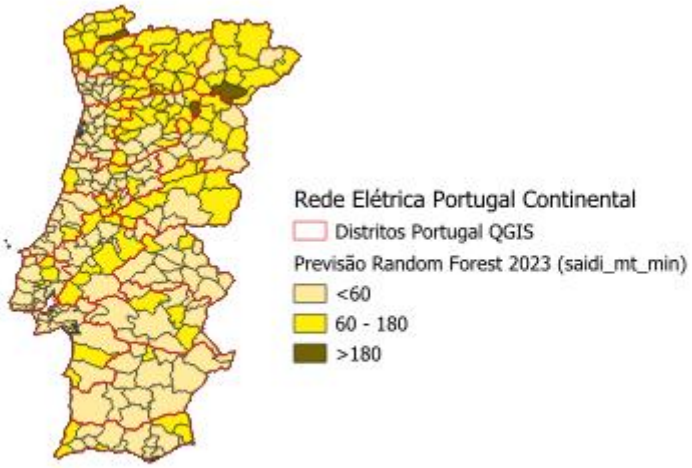


Figura 7.7: Previsão da Rede Elétrica de Portugal Continental 2023 (SAIDI)

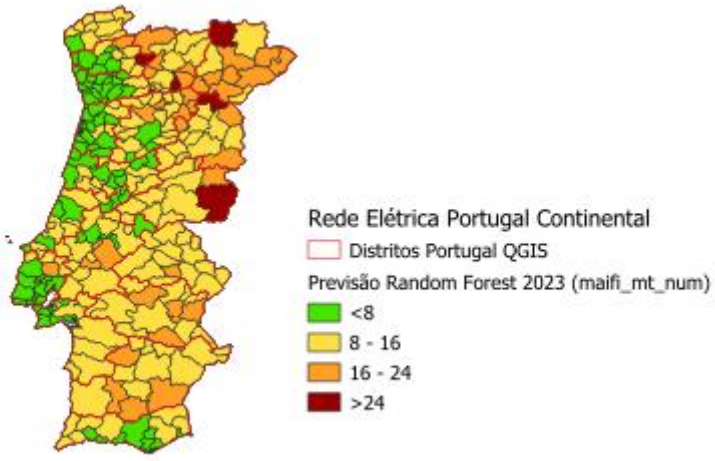


Figura 7.8: Previsão da Rede Elétrica de Portugal Continental 2023 (MAIFI)

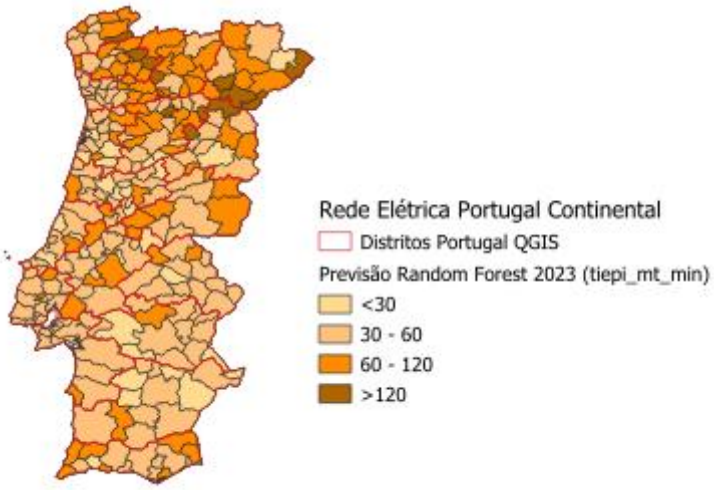


Figura 7.9: Previsão da Rede Elétrica de Portugal Continental 2023 (TIEPI)

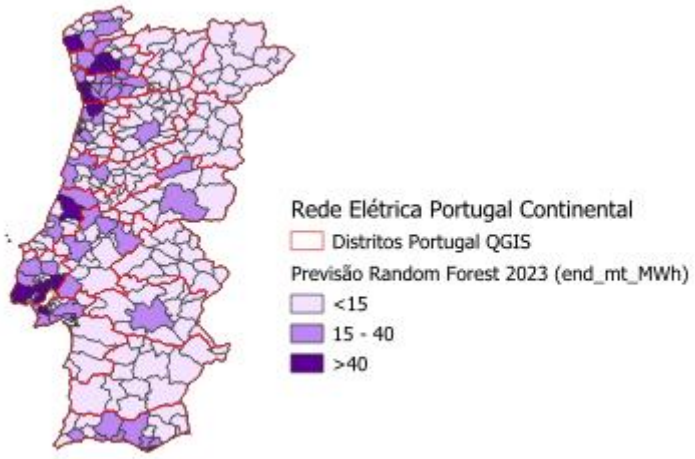


Figura 7.10: Previsão da Rede Elétrica de Portugal Continental 2023 (END)

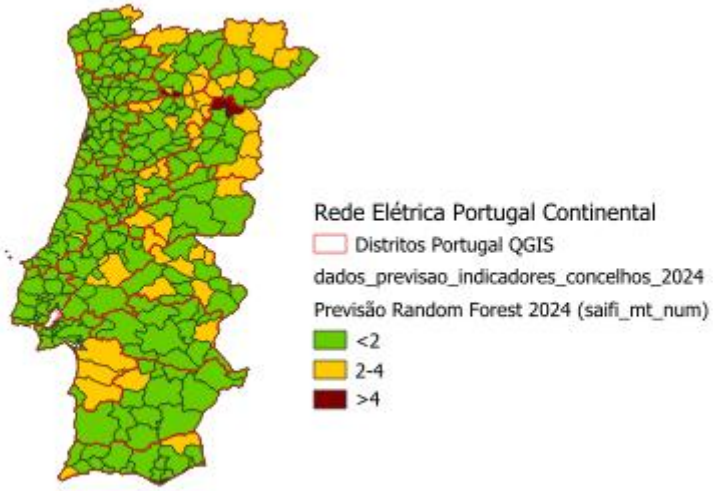


Figura 7.11: Previsão da Rede Elétrica de Portugal Continental 2024 (SAIFI)

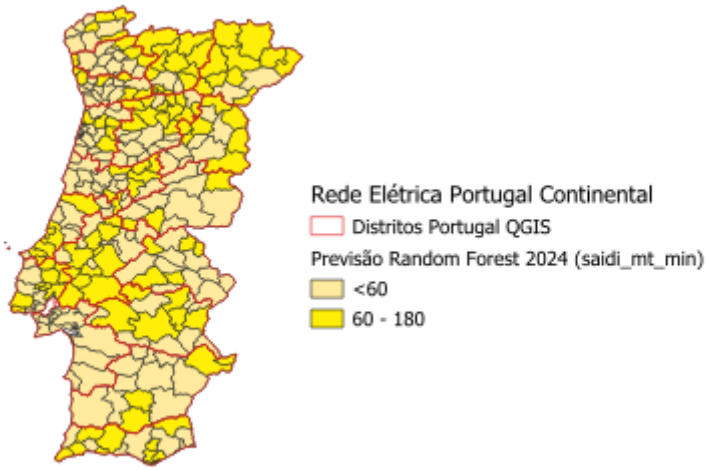


Figura 7.12: Previsão da Rede Elétrica de Portugal Continental 2024 (SAIDI)

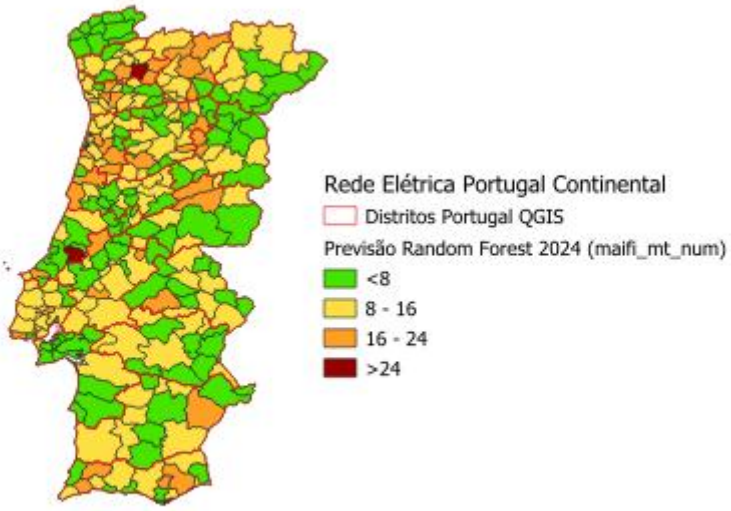


Figura 7.13: Previsão da Rede Elétrica de Portugal Continental 2024 (MAIFI)

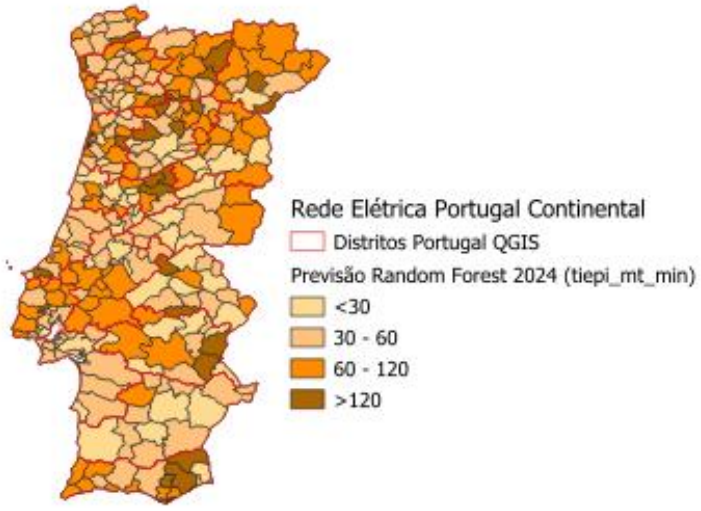


Figura 7.14: Previsão da Rede Elétrica de Portugal Continental 2024 (TIEPI)

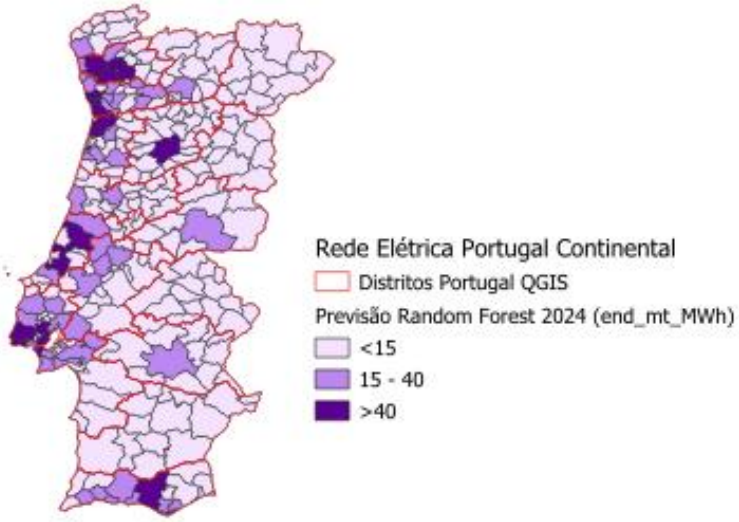


Figura 7.15: Previsão da Rede Elétrica de Portugal Continental 2024 (END)