



INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DA PARAÍBA
COORDENAÇÃO DO CURSO SUPERIOR DE BACHARELADO EM
ENGENHARIA ELÉTRICA

CARLOS ALBERTO RODRIGUES FILHO

**ALGORITMO PARA ANÁLISE DA DISPONIBILIDADE DE
DADOS DE MEMÓRIA DE MASSA NOS MEDIDORES DO
SMF**

JOÃO PESSOA - PB

2023

CARLOS ALBERTO RODRIGUES FILHO

**ALGORITMO PARA ANÁLISE DA DISPONIBILIDADE DE
DADOS DE MEMÓRIA DE MASSA NOS MEDIDORES DO
SMF**

Trabalho de Conclusão de Curso submetido à
Coordenação do Curso de Engenharia Elétrica do
Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia
da Paraíba, como parte dos requisitos para a obtenção
do grau de Engenheiro Eletricista.

Prof. Orientador: Dr. Alan Melo Nobrega

JOÃO PESSOA - PB

2023

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)
Biblioteca Nilo Peçanha do IFPB, *campus* João Pessoa

R696a Rodrigues Filho, Carlos Alberto.

Algoritmo para análise da disponibilidade de dados de memória de massa nos medidores do SMF / Carlos Alberto Rodrigues Filho. - 2023.

64 f. : il.

TCC (Graduação - Curso Superior de Bacharelado em Engenharia Elétrica) - Instituto Federal de Educação da Paraíba / Unidade Acadêmica de Processos Industriais, 2023.

Orientação : Prof^o D.r Alan Melo Nóbrega.

1. Energia elétrica - medição. 2. Algoritmo. 3. Análise de dados. 4. Comercialização de energia. 5. Sistema Hemera. I. Título.

CDU 621.3:004.021(043)

Lucrecia Camilo de Lima
Bibliotecária - CRB 15/132

ATA 50/2023 - CCSBEE/UA3/UA/DDE/DG/JP/REITORIA/IFPB

Coordenação do Curso Superior de Bacharelado

em Engenharia Elétrica
CCSBEE-JP

**ATA DE APRESENTAÇÃO PÚBLICA E AVALIAÇÃO DE
TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO**

ATA Nº:	299/2023
(Nº / ANO)	

Às oito horas do dia dezessete do mês de fevereiro do ano de dois mil e vinte e três, no ambiente remoto via **MEET**, foi realizada a Apresentação Pública e Avaliação do Trabalho de Conclusão de Curso intitulado "**ALGORITMO PARA ANÁLISE DA DISPONIBILIDADE DE DADOS DE MEMÓRIA DE MASSA NOS MEDIDORES DO SMF**", do(a) aluno(a) **CARLOS ALBERTO RODRIGUES FILHO**, requisito obrigatório para conclusão do CURSO DE BACHARELADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA, com os membros da Banca Examinadora **ALAN MELO NÓBREGA, DR.** (Orientador, IFPB), **FRANKLIN MARTINS PEREIRA PAMPLONA, DR.** (Examinador, IFPB) e **WALMERAN JOSE TRINDADE JUNIOR, DR.** (Examinador, IFPB). Após a apresentação e as considerações da Banca Examinadora, o trabalho foi considerado **APROVADO**, com nota **90** sendo esta composta pela média aritmética das seguintes avaliações parciais:

Texto:	Apresentação:	Defesa oral:
90	90	90

Eu, **ALAN MELO NÓBREGA, DR.** (Orientador, IFPB), lavrei a presente Ata, que segue assinada por mim e pelos demais membros da Banca Examinadora.

Observações:

Documento assinado eletronicamente por:

- **Gilvan Vieira de Andrade Junior**, COORDENADOR DE CURSO - FUC1 - CCTELT-JP, em 02/03/2023 00:41:54.
- **Alan Melo Nobrega**, PROFESSOR ENS BASICO TECN TECNOLÓGICO, em 02/03/2023 09:58:14.
- **Walmeran Jose Trindade Junior**, PROFESSOR ENS BASICO TECN TECNOLÓGICO, em 02/03/2023 10:06:26.
- **Franklin Martins Pereira Pamplona**, PROFESSOR ENS BASICO TECN TECNOLÓGICO, em 02/03/2023 16:35:52.

Este documento foi emitido pelo SUAP em 02/03/2023. Para comprovar sua autenticidade, faça a leitura do QRCode ao lado ou acesse <https://suap.ifpb.edu.br/autenticar-documento/> e forneça os dados abaixo:

Código: 396393
Verificador: f6ef421ebb
Código de Autenticação:



AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus, por me dar forças em momentos de dificuldade extrema.

Agradeço minha mãe, Maria Sônia de Araújo, por ser um modelo de pessoa a se seguir, com toda sua força e garra.

Agradeço a minha irmã, Barbara Carla, pela inspiração em sempre buscar a evolução pessoal e profissional.

Agradeço a minha namorada, Lyandra Souza, pelo suporte e atenção que recebi em momentos que não conseguiria superar sozinho.

Agradeço a minha tia e madrinha, Maria Bernadete, por sempre me oferecer meios para o desenvolvimento acadêmico.

Agradeço ao professor, Dr. Alan Melo Nobrega, por se disponibilizar a orientar o desenvolvimento deste trabalho, de forma paciente e solícita.

Agradeço aos meus amigos, Pedro Henrique, Letícia Vianna, Natasha Teófilo, Luis Augusto, Luana Isabelly e Arthur Francisco, por tornar meus dias mais leves e descontraídos para enfrentar as dificuldades da vida.

Agradeço a todos os professores do IFPB, pelo compartilhamento dos conhecimentos adquiridos durante a graduação.

RESUMO

A partir de experiências adquiridas no Centro de Operação da Medição (COM) do Grupo Energisa, foi identificada a oportunidade de automatizar o processo de análise da disponibilidade dos dados de medição do SMF, visando análises céleres e mantendo a confiabilidade nas identificações dos pontos de medição com ausência parcial ou total de dados referentes aos parâmetros medição. Este trabalho descreve o desenvolvimento de uma ferramenta computacional capaz de realizar a verificação dos parâmetros elétricos das unidades integrantes do ACL, identificando padrões de ausência de dados de medição, a partir do processamento e análise das informações coletadas por meio de telemedições, como montantes de energia ativa e reativa, consumida e injetada na rede de distribuição, além dos valores de tensão de fase, gerando ao final da análise um relatório informando os pontos de medição que apresentam dados completos e incompletos, sugerindo ações na tentativa de normalizar a disponibilidade destes parâmetros de medição.

Palavras-chaves: Algoritmo. Análise de dados. Medição. Disponibilidade.

ABSTRACT

From experiences acquired in the Measurement Operation Center (COM) of Energisa Group, the opportunity was identified to automate the process of analysis of the availability of measurement data of the SMF, aiming at rapid analysis and maintaining reliability in the identification of measurement points with partial or total absence of data related to measurement parameters. This work describes the development of a computational tool capable of verifying the electrical parameters of the units that are part of the ACL, identifying patterns of absence of measurement data, from the processing and analysis of information collected through telemeasurements, such as amounts of active and reactive energy, consumed and injected into the distribution network, in addition to the phase stress values, generating at the end of the analysis a report informing the measurement points that present complete and incomplete data, suggesting actions in an attempt to normalize the availability of these measurement parameters.

Keywords: Algorithm. Data analysis. Measurement. Availability.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Instituições de governança do SEB.....	16
Figura 2 – Distribuição das fontes de energia elétrica na capacidade instalada - 2021.	18
Figura 3 – Sistema Interligado Nacional.	19
Figura 4 – Esquema básico da arquitetura de comunicação do SMF.....	26
Figura 5 – Medição Trifásica Indireta em Média ou Alta Tensão.....	31
Figura 6 – Módulo de comunicação de telemedição (Remota) 4G.	32
Figura 7 – CAS Hemera. Página inicial de cadastro.	33
Figura 8 – Página de comandos do Iris Manager.	34
Figura 9 – Parâmetros coletados via Ladon.....	35
Figura 10 – Dados de medição exportados.....	36
Figura 11 – Relatório de disponibilidade de dados de medição.	37
Figura 12 – Relatório detalhado da disponibilidade de dados.....	38
Figura 13 – Exemplo de padrão de lacunas de medição.	39
Figura 14 – Etapas de manipulação do arquivo de exportação.	41
Figura 15 – Etapa de solicitação de parâmetros para o usuário.....	42
Figura 16 – Dataframe resultado da leitura dos dados de medição.	42
Figura 17 – <i>Dataframe</i> final com resultados das análises.	44
Figura 18 – Relatório resultado das análises dos dados de medição.	44
Figura 19 – Fluxograma da lógica empregada no algoritmo desenvolvido.	45
Figura 20 – Fluxograma representando o processamento paralelo implementado.	47
Figura 21 – Classificação divergente, medidor 86593.	52
Figura 22 – Identificação da lacuna nos dados de medição.	53
Figura 23 - Classificação do medidor 86593 após correção.....	53
Figura 24 – Classificação divergente, medidor 10300004.	53
Figura 25 – Identificação do intervalo com ausência de dados de medição.....	54
Figura 26 - Classificação do medidor 10300004 após correção.....	54
Figura 27 - Classificação divergente, medidor 88494.....	55
Figura 28 - Identificação da lacuna nos dados do medidor 88494.....	55
Figura 29 - Classificação do medidor 88494 após correção.....	56
Figura 30 - Classificação divergente, medidor PT-1006A163-01.....	56
Figura 31 - Identificação da lacuna nos dados do medidor PT-1006A163-01.....	57
Figura 32 - Classificação correta realizada em 10/10/2022.	58

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Características de classificação de lacunas na medição.	38
Tabela 2 – Lógica de classificação de lacunas de medição.	43
Tabela 3 – Avaliação das classificações das lacunas de medição, Distribuidora A.	50
Tabela 4 – Avaliação das classificações das lacunas de medição, Distribuidora B.	51

LISTA DE SIGLAS

AADMM	Algoritmo de Análise da Disponibilidade da Memória de Massa
ABNT	Agência Brasileira de Normas Técnicas
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulado
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BEM	Balanço Energético Nacional
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCVEE	Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CMO	Custo Marginal de Operação
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
CUSD	Contrato de Uso do Sistema de Distribuição
EAE	Energia Ativa Entregue
EAR	Energia Ativa Recebida
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ERE	Energia Reativa Entregue
ERR	Energia Reativa Recebida
FPE	Fator de Penalidade
GPRS	Serviço de Rádio de Pacote Geral
IP	Protocolo de Internet
MAC	Controle de Acesso de Mídia
MCP	Mercado de Curto Prazo
MME	Ministério de Minas e Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PLD	Preço de Liquidação de Diferenças
RMS	Raiz Média Quadrática
SCADA	Sistema de Supervisão e Aquisição de Dados
SCDE	Sistema de Coleta de Dados de Energia
SEB	Sistema Elétrico Brasileiro
SIN	Sistema Interligado Nacional
SMF	Sistema de Medição para Faturamento

TC	Transformador de Corrente
TP	Transformador de Potencial
TXT	Arquivo de Texto
VPN	Rede Virtual Privada
XML	Linguagem De Marcação Extensível

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO.....	12
1.1 MOTIVAÇÃO.....	13
1.2 OBJETIVOS.....	14
1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO.....	14
2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	16
2.1 SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO.....	16
2.1.1 Matriz Elétrica Nacional.....	17
2.2 SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL.....	18
2.2.1 Sistemas Isolado.....	19
2.3 CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	20
2.3.1 Ambiente De Contratação Regulado.....	22
2.3.1.1 Consumidores Cativos.....	22
2.3.1.1.1 Grupo A.....	22
2.3.1.1.2 Grupo B.....	23
2.3.2 Ambiente de Contratação Livre.....	23
2.3.2.1 Consumidores Livres.....	23
2.3.3 Sistema De Medição Para Faturamento.....	24
2.3.4 Penalidades.....	26
2.4 MEDIÇÃO.....	28
2.4.1 Telemedição.....	31
2.5 SISTEMA HEMERA.....	32
2.5.1 Ferramenta Iris Manager.....	34
2.5.2 Ferramenta Hemera Ladon.....	35
2.5.3 Tarefas Hemera.....	35
2.5.4 Disponibilidade de Memória de Massa.....	37

3	DESENVOLVIMENTO DA FERRAMENTA	40
3.1	DADOS DE ENTRADA	40
3.2	ANÁLISE DOS DADOS DE MEDIÇÃO	42
3.3	PROCESSAMENTO PARALELO	46
4	AVALIAÇÃO DOS RESULTADOS	48
4.1	RESULTADOS – DISTRIBUIDORA A	49
4.2	RESULTADOS – DISTRIBUIDORA B.....	51
4.3	ESTUDOS DE CASOS COM INCONSISTÊNCIAS.....	52
4.3.1	Medidor Serial 86593.....	52
4.3.2	Medidor Serial 10300004.....	53
4.3.3	Medidor Serial 88494.....	54
4.3.4	Medidor Serial PT-1006A163-01.....	56
5	CONCLUSÃO.....	59
5.1	PONTOS DE MELHORIA	60
	REFERÊNCIAS	61

1 INTRODUÇÃO

A década de 1990 trouxe grande transformação no setor elétrico do Brasil. Neste período houve a regulamentação da modalidade de consumidor livre para clientes com carga instalada maior ou igual a 10.000 kW e atendidos em tensão maior ou igual a 69 kV. A criação dessa nova categoria de consumidor teve como principal premissa possibilitar a negociação de compra e venda de energia elétrica diretamente entre as fontes geradoras e os grandes consumidores, não se limitando a contratação do fornecimento de energia às concessionárias de distribuição de energia locais e as tarifas estipuladas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), como é realizado atualmente em relação aos consumidores cativos.

Esta mudança na legislação fez surgir a necessidade da criação de um ambiente de negociação exclusivo para atender as demandas desta nova modalidade. No ano de 2004 foi regulamentado a criação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), com o objetivo de viabilizar o comércio de energia elétrica entre todos os agentes que integram o mercado livre de energia. No mesmo ano foram instituídos o Ambiente de Contratação Livre (ACL) e o Ambiente de Contratação Regulada (ACR). Ambos os ambientes são destinados à negociação de compra e venda de energia elétrica realizados por meio de leilões organizados pela CCEE e regulados pela ANEEL, contudo, diferenciam-se pelo fato de o ACL envolver os consumidores livres, comercializadoras e as geradoras de energia, enquanto no ACR, os consumidores finais não participam da negociação.

As mudanças citadas acima trouxeram maior liberdade e dinamicidade ao mercado de energia elétrica do Brasil, porém houve a necessidade do controle e fiscalização dos contratos celebrados em ambos os ambientes, além dos dados de medição de todos os consumidores, que servem para realização do balanço energético e definição dos valores de tarifas de acordo com a disponibilidade de energia no Sistema Interligado Nacional (SIN). Dessa forma, todos os agentes de medição (concessionárias de distribuição de energia ou fontes geradoras), devem manter os dados de medição atualizados para garantir a confiabilidade dessas informações e evitar as penalidades aplicadas pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.

Uma solução para manter a coleta dos dados de medição atualizadas, seria a adoção de sistemas do tipo SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*, ou Sistema de Supervisão e Aquisição de Dados), que tem como função o processamento, a análise e o armazenamento dos dados coletados a partir de instrumentos de aquisição de informações, sendo capaz de realizar o monitoramento remoto, o disparo de alarmes e análises gráficas dos dados disponíveis

(VIEIRA, 2021). Além da implementação do conceito de telemedição, que através de equipamentos de transmissão remota, utilizam canais de comunicação de telefonia 3G/4G, ou internet via satélite como meios de envios das informações entre os pontos de medição e os bancos de dados das distribuidoras locais. Todas essas tecnologias em conjunto permitem um aumento significativo na confiabilidade e agilidade da aquisição dos parâmetros de medição exigidos pela CCEE, porém existem procedimentos que necessitam de otimizações para elevar a eficiência dos processos de análise da disponibilidade dos dados de medição.

1.1 MOTIVAÇÃO

A partir de experiências adquiridas no departamento do Centro de Operação da Medição do Grupo Energisa, responsável por controlar onze concessionárias de distribuição de energia presentes em todas as regiões do Brasil, foi identificado a necessidade de criar uma ferramenta computacional que auxilie a análise da disponibilidade de dados da memória de massa dos medidores do SMF. Visto que, mesmo a coleta sendo realizada de forma automática em um intervalo de vinte e quatro horas, frequentemente alguns medidores apresentaram lacunas nos dados de medição. Como motivos destas ausências de informações, pode-se citar a instabilidade na transmissão dos dados, seja por falha na conexão, ou defeitos nos equipamentos de transmissão remota, além de ocorrências de medição caracterizadas pela interrupção no fornecimento de energia, erros nas parametrizações dos equipamentos instalados, ou defeitos nos instrumentos de medição.

A verificação da disponibilidade desses dados é realizada atualmente de forma manual, sendo dividida conforme a empresa de distribuição em análise, no qual os medidores com lacunas identificadas na memória de massa são classificados de acordo com a característica das informações faltantes. Esta verificação requer um tempo significativo para ser concluída, necessitando de um período de trinta minutos a uma hora para ser finalizada, a depender da quantidade de clientes sob a responsabilidade da distribuidora análise.

A ferramenta computacional denominada de Algoritmo de Análise da Disponibilidade de Memória de Massa (AADMM), foi desenvolvida a partir da linguagem de programação Python em sua versão 3.10, utilizando como parâmetro de entrada arquivos contendo os dados de medição disponíveis nos bancos de dados e importados por meio do sistema supervisor Hemera. Estes dados envolvem informações referentes aos montantes de energia ativa e reativa, fornecida e injetada na rede de distribuição, além dos valores de tensão de fase de cada ponto de medição. Ao finalizar o processamento destes dados, a ferramenta desenvolvida retorna

como resultado um relatório em formato de planilha, contendo as classificações dos tipos de lacunas identificadas nos dados coletados de todos os medidores do SMF da concessionária analisada. Os métodos de classificação serão descritos detalhadamente ao longo das seções 2.5.4 e 3.2.

1.2 OBJETIVOS

O presente trabalho tem como objetivo o desenvolvimento de uma ferramenta computacional criada para auxiliar a análise da disponibilidade de dados da memória de massa dos medidores SMF, fiscalizados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Tendo a principal função de manter a mesma confiabilidade da análise manual realizada por um profissional especializado, somado a uma redução significativa no tempo de conclusão do processo, aumentando a agilidade no diagnóstico das medições com dados faltantes.

Os objetivos específicos que deverão ser alcançados pela ferramenta computacional desenvolvida são:

- Identificar quais os tipos de lacunas podem existir nos dados de medição e o motivo para o surgimento destas anomalias;
- Desenvolver uma lógica de programação para realizar a leitura dos arquivos contendo informações dos montantes de energia ativa e reativa, fornecida e/ou recebida pela distribuidora de energia elétrica, além dos valores medidos de tensão de fase;
- Detectar períodos com ausências de dados de medição a partir da análise e processamento de dados por meio do módulo Pandas;
- Classificar as lacunas identificadas nos dados de medição, com base em regras preestabelecidas;
- Gerar ao final da análise, um relatório em formato de planilha contendo todas as informações de medições com disponibilidade completa de dados, assim como, medições com anomalias identificadas em seus dados.

1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO

O presente trabalho está estruturado em cinco capítulos. O primeiro capítulo apresenta um breve contexto dos temas abordados, a motivação, os objetivos que deverão ser alcançados e a estrutura deste trabalho. O segundo capítulo descreve os conceitos utilizados para durante o desenvolvimento da ferramenta computacional, apresentando a estrutura do Sistema Elétrico

nacional, além das entidades responsáveis por gerir e fiscalizar todos os agentes participantes deste sistema. Também serão apresentados os grupos de consumidores de energia elétrica, as tecnologias de telemedição, legislações e regulamentações aplicadas ao setor elétrico e os sistemas utilizados para realização da análise da disponibilidade de memória de massa dos medidores do SMF.

O terceiro capítulo é uma descrição das etapas de desenvolvimento do Algoritmo de Análise da Disponibilidade de Memória de Massa dos medidores do SMF (AADMM), objeto deste trabalho. Serão apresentadas as etapas de interação com o usuário, leitura dos dados de medição, processamento e análise destas informações, lógicas para identificação das lacunas nos dados de medição e geração do relatório final com o resultado das análises.

O quarto capítulo apresenta os resultados obtidos durante os testes realizados, analisando a confiabilidade das classificações realizadas pelo AADMM, comparando com as verificações efetuadas pelo analista voluntário e as análises manuais realizadas nos arquivos contendo os dados de medição.

O quinto capítulo expõe as considerações finais do desenvolvimento da ferramenta computacional. Por fim, serão apresentadas as referências utilizadas para realização deste trabalho.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Neste capítulo serão apresentados os conceitos necessários para compreensão de todo o processo de desenvolvimento da ferramenta computacional apresentada neste trabalho, compreendendo desde a estrutura do sistema elétrico nacional, as entidades que são responsáveis pela fiscalização e regulamentação do setor elétrico e as tecnologias envolvidas no processo de construção do algoritmo.

2.1 SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

Para desenvolver, fiscalizar e regular o complexo Setor Elétrico Brasileiro, sete entidades formam a governança corporativa deste setor. Cada uma destas instituições possui funções próprias com o objetivo de promover, em conjunto, uma maior qualidade, segurança e diversidade no fornecimento de energia elétrica, garantindo o desenvolvimento socioeconômico do país.

A Figura 1 ilustra-se as entidades que formam a governança do SEB. Cada uma das entidades possui atribuições que estão descritas abaixo com base na página oficial virtual do Ministério de Minas e Energia, (BRASIL, 2021):

Figura 1 – Instituições de governança do SEB.



Fonte: Autor – Informações (BRASIL, 2021).

Abaixo, são apresentadas as funções de cada entidade para o funcionamento harmônico do SEB:

- Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL): fiscaliza e regulamenta a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica no Brasil;
- Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE): entidade com função de viabilizar as operações de compra e venda de energia nos ambientes de contratação livre e regulado de energia, a elaboração de regras de comercialização e fiscalização dos contratos celebrados.
- Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE): possui a função de acompanhar e avaliar a segurança e continuidade do fornecimento elétrico de todo o país;
- Conselho Nacional de Política Energética (CNPE): tem a função de assessorar o Presidente da República na formulação de diretrizes e políticas voltadas para o setor de energia, com objetivo de assegurar o suprimento de insumos energéticos para todo o país;
- Empresa de Pesquisa Energética (EPE): instituição com vínculo ao MME e possui o objetivo de realizar estudos e pesquisas visando auxiliar o planejamento do setor energético;
- Ministério de Minas e Energia (MME): órgão do Governo Federal que tem a tarefa de conduzir as políticas energéticas do país;
- Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS): possui a função de supervisionar, controlar e operar a geração de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN), assim como administrar a rede básica de transmissão de energia elétrica em território nacional.

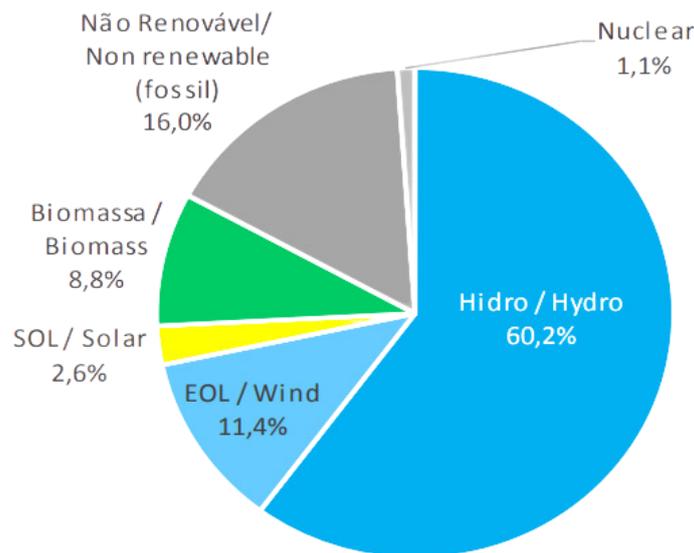
2.1.1 Matriz Elétrica Nacional

Uma característica importante do setor elétrico do Brasil é a diversidade das fontes de geração de energia elétrica disponíveis no mercado nacional. Como ilustrado na Figura 2, há um grande domínio das fontes hidráulicas na oferta de energia, sendo responsável por mais da metade de toda capacidade instalada no território nacional.

O Brasil possui 83% de sua geração de energia elétrica provenientes de fontes renováveis, enquanto no mundo essa média chega a 27%, de acordo com dados de 2019 fornecidos pela Empresa de Pesquisa Energética, sendo um modelo internacional na geração de energia com o menor impacto ao meio ambiente. Contudo, existe uma grande dependência das

fontes hidráulicas de geração, no qual a produção de energia dependerá diretamente dos ciclos de chuva e da disponibilidade de água nos rios com presença de hidroelétricas. Para manter a confiabilidade no fornecimento de energia, em períodos de seca são acionadas unidades termelétricas de geração de energia, fontes não renováveis e custos mais elevados de geração. Todavia, de acordo com o Balanço Energético Nacional (BEN), em 2021 houve um aumento 26,7% na produção de energia das fontes eólicas, tendo um aumento de 21,2% na potência instalada em comparação a 2020 (EPE, 2022, p. 15). Para garantir a qualidade e confiabilidade no fornecimento de energia elétrica, além dessa diversidade nas fontes de geração, todo o Sistema Elétrico Brasileiro é interconectado formando o Sistema Interligado Nacional (SIN).

Figura 2 – Distribuição das fontes de energia elétrica na capacidade instalada - 2021.



Fonte: EPE (2022, p. 15).

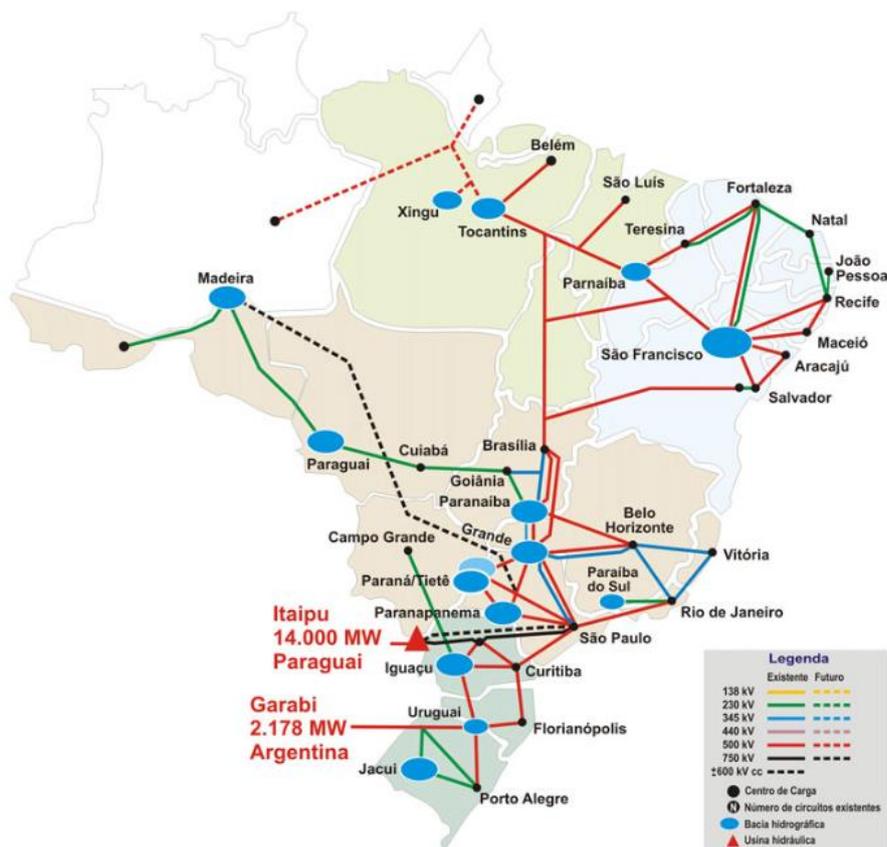
2.2 SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL

De acordo com o ONS, o Sistema Interligado Nacional é um sistema hidro-termo-eólico de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil, interligando as fontes de geração aos grandes consumidores (ONS, [2022a?]). Constituído por quatro subsistemas denominados de: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e a maior parcela da região norte. O SIN tem predominância das usinas hidroelétricas, mas como citado anteriormente na seção 2.1.1, existem outras fontes de geração que compõem a matriz elétrica do país, possuindo papel fundamental na continuidade do fornecimento.

Analisando a Figura 3, é possível visualizar a interconexão dos sistemas elétricos dos quatro subsistemas por meio da malha de transmissão, permitindo a transferência de energia

entre eles e garantindo maior segurança e economicidade no atendimento do mercado de energia brasileiro. As linhas de transmissão do SIN possuem características diferentes entre si, no qual a transmissão de energia pode ser realizada em tensão alternada em níveis variando de 138 kV a 750 kV, ou em tensão contínua de 600 kV e 800 kV. A operação do SIN é centralizada e de responsabilidade do ONS, no qual as decisões são tomadas de acordo com a disponibilidade de geração e a demanda no consumo de energia elétrica de cada região. Um exemplo dessas decisões, é a ativação de usinas termelétricas em condições de déficit de energia causado pela baixa geração das fontes hidráulicas em períodos de seca.

Figura 3 – Sistema Interligado Nacional.



Fonte: (ONS, 2010).

2.2.1 Sistemas Isolado

Os Sistemas Isolados são sistemas elétricos que não possuem conexões com o SIN. De acordo com o ONS, existem 212 áreas isoladas no país, sendo a maioria na região Norte. A demanda de energia dessas localidades representa menos de 1% da carga total do país e são supridas geralmente por termelétricas a óleo diesel. Exemplos de localidades atendidas por sistemas isolados são Fernando de Noronha e Boa Vista – RR, sendo a única capital do Brasil

a não ser conectada ao SIN (ONS, [2022b?]). O Operador Nacional do Sistema assumiu as funções de planejamento da operação e a previsão de carga dos Sistemas Isolados a partir de 1º de maio de 2017 por meio da Lei 13.360, de 17 de novembro de 2016.

2.3 CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica foi criada a partir do Art. 5º da Lei Nº 10.848, de 15 de março de 2004, é uma entidade sem fins lucrativos e com o propósito de viabilizar a comercialização de energia elétrica no Brasil, com foco no desenvolvimento do setor elétrico e a garantindo a liquidez, neutralidade e transparência (BRASIL, 2004a). A CCEE é fiscalizada e regulada pela ANEEL, sendo o seu conselho de administração formado por representantes dos setores de geração, comercialização e distribuição de energia elétrica.

Como apresentado resumidamente na seção 2.1 e de acordo com a CCEE (CCEE, [2022?]), suas principais atribuições são:

- Realização de leilões de compra e venda de energia elétrica do mercado livre e regulado para os agentes conectados no Sistema Interligado Nacional ou para os Sistemas Isolados;
- Registro dos contratos celebrados nos leilões realizados;
- Criação e divulgação de regras de comercialização com intuito de atender as regulamentações do setor elétrico;
- Contabilização do montante de energia elétrica comercializado;
- Liquidação financeira dos valores contratados, comparados aos dados de medição coletados;
- Monitoramento do mercado de energia, visando identificar ações de agentes em desacordo com a legislação, aplicando sanções e penalidades em casos de descumprimento das regras de mercado;
- Divulgação de resultados das operações do mercado de energia, garantindo transparência à sociedade;
- Coleta de dados de medição integralizados em cinco minutos.

Para realizar todas as funções listadas acima, a CCEE utiliza o Sistema de Coleta de Dados de Energia (SCDE) para a coleta das informações referentes aos montantes de energia

registrados diretamente nos medidores dos pontos de medição, ou a aquisição destes dados de forma indireta, a partir de uma base de dados atualizados diariamente, por meio de arquivos em formato XML padronizados pela CCEE e gerados pelos sistemas supervisórios de cada agente de medição. O SCDE permite a realização de inspeções lógicas nos equipamentos de medição dos clientes participantes do Ambiente de Contratação Livre (ACL) para verificação dos parâmetros de medição, a partir de uma conexão via VPN (Rede Virtual Privada) entre a telemedição do ponto de medição e a CCEE.

A CCEE tem a atribuição de realizar os cálculos do Mercado de Curto Prazo (MCP), na qual são efetuadas as contabilizações da diferença entre os montantes de energia elétrica gerados e consumidos em relação aos valores presentes nos contratos celebrados no ACL, assim determinando os créditos e débitos de cada agente. Os montantes liquidados no MCP são valorados com base nos Preços de Liquidação das Diferenças (PLD), sendo utilizado como preço referência nas negociações do mercado livre de energia. O PLD é divulgado diariamente com valores calculados a cada hora e utilizados nas 24 horas seguintes, sendo sua composição descrita de forma detalhada no Módulo 00 – Preço De Liquidação Das Diferenças, como demonstrado no trecho a seguir:

A base para cálculo do PLD é o Custo Marginal de Operação – CMO (Custo para se produzir o próximo MWh necessário, ou seja, representa o custo de geração da usina marginal para suprir o incremento marginal de carga), [...], limitado por um preço mínimo, preços máximos horário e estrutural, estabelecidos anualmente pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL (CCEE, 2022, p. 3).

É de fundamental importância que os agentes de medição mantenham os dados de medição atualizados diariamente por meio do SCDE, visto que a falta dessas informações impacta diretamente na contabilização do MCP e na definição do PLD, visto que a contabilização dos montantes de energia pode indicar a necessidade adicional de geração em caso de incremento marginal de carga. Ao identificar lacunas nos dados de medição sem justificativas, poderão ser aplicadas aos agentes de medição, penalizações em forma de multas, descritas na seção 2.3.4 deste trabalho.

Uma das principais atribuições da CCEE é a realização de leilões de compra e venda de energia elétrica, sendo efetuadas em ambientes específicos de negociações, de acordo com as características dos agentes envolvidos. No ano de 2004 foram estabelecidos dois ambientes de contratação de energia: o Ambiente de Contratação Livre (ACL) e o Ambiente de Contratação Regulado (ACR).

2.3.1 Ambiente De Contratação Regulado

O Ambiente de Contratação Regulado, de acordo com o Art. 1º do decreto Nº 5.163, de 30 de julho de 2004, é o ambiente de mercado através do qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica, entre os agentes de distribuição e os agentes vendedores. (BRASIL, 2004b). Estes contratos são celebrados através de leilões regulados pela ANEEL e operados pela CCEE. As empresas concessionárias de distribuição negociam a compra de energia no ACR para suprir a demanda do mercado cativo de energia.

2.3.1.1 Consumidores Cativos

Consumidores cativos tem como característica a contratação compulsória de energia diretamente das distribuidoras locais e submetidos às tarifas reguladas pela ANEEL, por meio de faturas emitidas mensalmente. Esses clientes não possuem a liberdade de negociar valores, tampouco a fonte do fornecimento de energia sendo divididos em Grupo A e Grupo B, de acordo com a tensão de alimentação da unidade consumidora.

2.3.1.1.1 Grupo A

Conforme a Resolução Normativa ANEEL Nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021, o Grupo A pode ser definido como classe de consumidores conectados à rede de distribuição com tensão maior ou igual a 2,3 kV, ou a partir de sistemas subterrâneos em tensão menor que 2,3 kV (ANEEL, 2021, p. 4), sendo divididos em subgrupos de acordo com a tensão de conexão, como apresentado a seguir:

- Subgrupo A1: consumidores conectados com tensão maior ou igual a 230 kV;
- Subgrupo A2: consumidores conectados com tensão maior ou igual a 88 kV e menor ou igual a 138 kV;
- Subgrupo A3: consumidores conectados com tensão igual a 69 kV;
- Subgrupo A3a: consumidores conectados com tensão maior ou igual a 30 kV e menor ou igual a 44 kV;
- Subgrupo A4: consumidores conectados com tensão maior ou igual a 2,3 kV e menor ou igual a 25 kV;
- Subgrupo AS: consumidores conectados com tensão menor que 2,3 kV, por meio de sistema subterrâneo de distribuição;

2.3.1.1.2 Grupo B

Ainda citando a Resolução Normativa ANEEL Nº 1.000/2021, o Grupo B é a associação de consumidores conectados a partir da rede de distribuição em tensão menor que 2,3 kV (ANEEL, 2021, p. 4). São subdivididos de acordo com a atividade exercida pela unidade consumidora da seguinte forma:

- Subgrupo B1: residencial;
- Subgrupo B2: rural;
- Subgrupo B3: demais classes;
- Subgrupo B4: iluminação Pública;

2.3.2 Ambiente de Contratação Livre

Retomando ao Art. 1º do decreto Nº 5.163/2004, o Ambiente de Contratação Livre (ACL) é uma divisão de mercado que promove a livre negociação bilateral de contratos de compra e venda de energia elétrica, respeitando as regras e procedimentos específicas do mercado livre. No ACL são negociados aspectos referentes ao montante de energia contratada, preço, período, cláusulas e outros fatores que compõem os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Livre (CCEAL). A função das distribuidoras concessionárias no ACL é disponibilizar os serviços de transporte da energia aos consumidores livres, formalizados a partir do Contrato de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD) e valorados por meio da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD). Participam do ACL os agentes vendedores de energia, no qual englobam as fontes de geração e comercializadores, além dos consumidores livres e consumidores especiais.

2.3.2.1 Consumidores Livres

Consumidor Livre é definido como uma unidade consumidora capaz de negociar a compra de energia elétrica no ACL, por meio de contratos bilaterais negociados com os agentes vendedores, no qual são negociados os montantes de energia, tarifas e prazos. Regulamentado a partir dos Art. 15 e Art. 16 da Lei Nº 9.074/1995, consumidores existentes, até então, com carga instalada maior ou igual a 10.000 kW e conectados à rede de distribuição a partir de 69 kV poderiam se enquadrar na modalidade de consumidor livre. Em relação a novos consumidores datados a partir da publicação da lei citada acima, a única exigência a ser atendida

pela unidade consumidora, era possuir carga instalada maior ou igual a 3.000 kW (BRASIL, 1995). Cinco anos após a promulgação desta lei, consumidores existentes com carga instalada maior ou igual a 3.000 kW, poderiam se enquadrar na modalidade de consumidor livre, mantendo a mesma condição para o nível de tensão de conexão com à rede de distribuição (69 kV, ou superior).

Visando democratizar a modalidade de consumidor livre e alcançar um maior número de unidades consumidoras, recentemente a exigência para contratação de energia no ACL passou a ser definida conforme apresentado no art. 160 da Resolução Normativa ANEEL nº 1.000 (ANEEL, 2021, p. 70):

- Demanda contratada de 2.500 kW, a partir de 1º de julho de 2019;
- Demanda contratada de 2.000 kW, a partir de 1º de janeiro de 2020;
- Demanda contratada de 1.500 kW, a partir de 1º de janeiro de 2021;
- Demanda contratada de 1.000 kW, a partir de 1º de janeiro de 2022;
- Demanda contratada de 500 kW, a partir de 1º de janeiro de 2023.

A definição de Consumidor Especial refere-se a uma unidade consumidora individual ou unidades reunidas em comunhão de fato ou de direito, no qual a carga instalada seja maior ou igual a 500 kW, sendo restritos a compra de energia elétrica a partir de fontes de geração renováveis.

2.3.3 Sistema De Medição Para Faturamento

O Sistema de Medição para Faturamento (SMF) são todos os equipamentos de medição presentes nas unidades consumidoras integrantes do ACL. De acordo com a Resolução Normativa ANEEL Nº 1.000, o SMF é composto pelo medidor principal, medidor retaguarda (se necessário), transformadores de instrumentação, que englobam os transformadores de corrente e potencial presentes em medições indiretas, os canais de comunicação e o sistema de coleta de dados SCDE, utilizado pela CCEE (ANEEL, 2021, p. 7).

O SMF possibilita a realização de inspeção lógica nos equipamentos de medição, com o objetivo de verificar a integridade da conexão da telemedição com a CCEE e o agente de medição, além de permitir a leitura e coleta dos parâmetros de medição das unidades participantes do ACL. Os medidores do SMF são parametrizados para registrar, a cada cinco

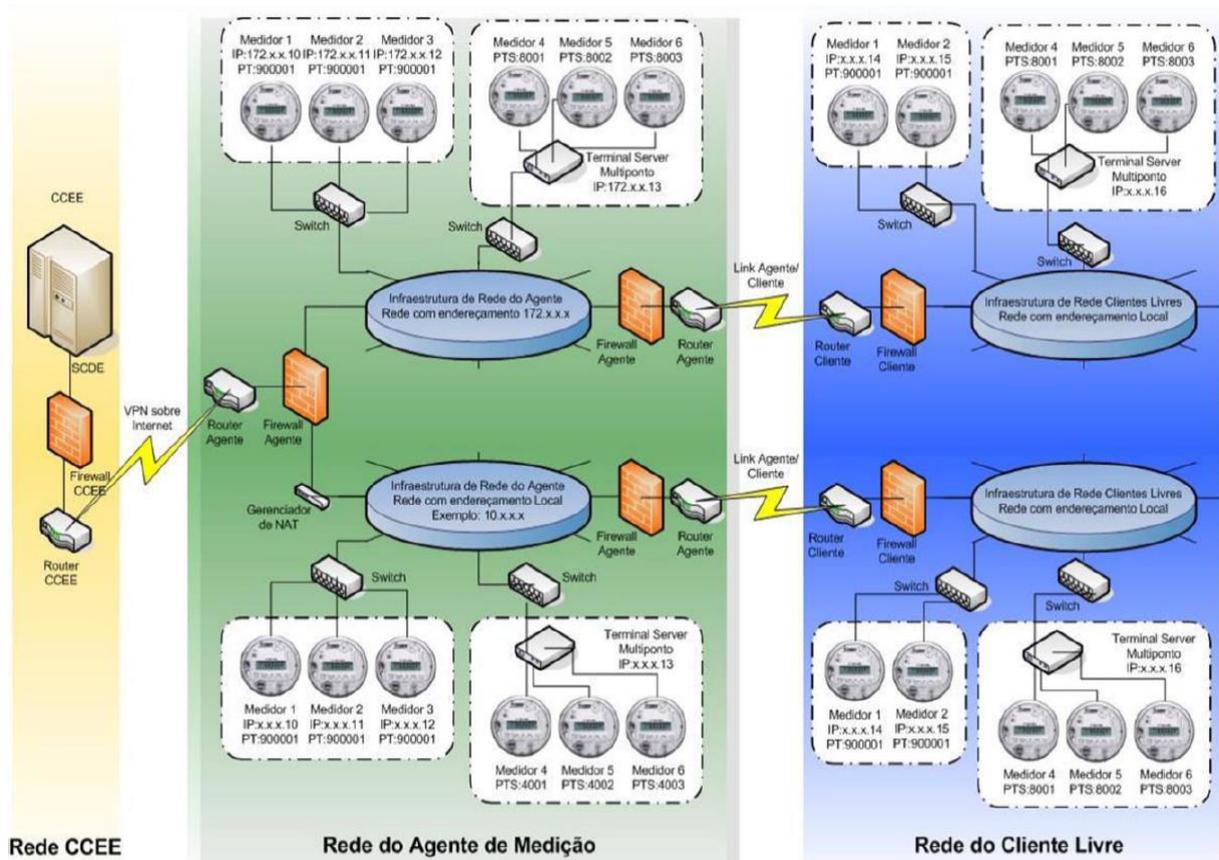
minutos, informações de energia ativa (kWh) e reativa (kVArh) de forma bidirecional (energia consumida e injetada), além da tensão e corrente elétrica RMS por fase para composição da memória de massa, bem como os registros das demandas ativas e reativas, conforme definido pelo submódulo 2.14 - Requisitos mínimos para o Sistema de Medição para Faturamento (ANEEL, 2022, p. 4). A memória de massa pode ser conceituada como a capacidade do medidor de armazenar informações de energia e demanda, ativa e reativa, fornecida ou injetada na rede distribuição, além de valores de tensão, corrente elétrica e frequência, integralizados de 5 (cinco) a 60 (sessenta) minutos durante períodos maiores a 32 (trinta e dois) dias. A coleta da memória de massa é realizada pelos agentes de medição de forma remota e inserida no SCDE diariamente por meio de um arquivo em formato XML padronizado pela CCEE, gerado para cada unidade que possui o SMF.

Retomando o submódulo 2.14 - Requisitos mínimos para o Sistema de Medição para Faturamento (ANEEL, 2022, p. 8), alguns dos pontos de conexão onde deverão ser instalados os SMFs são:

- Rede Básica;
- Instalações de responsabilidade de agentes de distribuição;
- Instalações de responsabilidade de agentes de geração;
- Instalações de responsabilidade de consumidor livre ou especial;
- Agentes que integram a CCEE;
- Agentes que não integram a CCEE, mas impactam a contabilização da CCEE;
- Interligação entre os submercados.

Como listado acima, todos os consumidores livres e especiais, além de unidades geradoras integrantes do ACL e pontos de fronteira entre distribuidoras concessionárias de energia devem possuir equipamentos de medição que integrem o SMF. O Sistema de Medição para Faturamento de cada cliente deve respeitar o esquema básico de arquitetura de conexão apresentado na Figura 4. Os equipamentos de medição do consumidor devem apresentar comunicação entre a própria instrutura de telemedição e a rede do agente de medição, por meio de uma rede virtual privada (VPN), no qual são realizadas as coletas de dados e análise dos parâmetros de medição e as inspeções lógicas do SMF realizadas pela CCEE.

Figura 4 – Esquema básico da arquitetura de comunicação do SMF.



Fonte: ONS (2022, pág. 16).

2.3.4 Penalidades

Visando garantir a integridade e a confiabilidade das informações a serem utilizadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico para o cálculo de encargos de uso do sistema de transmissão e pela CCEE nos processos de contabilização do MCP e cálculo do PLD, todos clientes que integram o ACL e conectados ao SIN, devem possuir Sistemas de Medição para Faturamento (SMF). Para que esse objetivo seja cumprido adequadamente, todos os equipamentos que compõem o SMF devem obedecer a requisitos técnicos dispostos no submódulo 2.14 - Requisitos Mínimos para o Sistema de Medição para Faturamento da ANEEL. Em situações no qual o agente de medição não cumpre tais requisitos de adequação e manutenção, cabe a CCEE realizar o levantamento das penalidades a serem impostas.

A CCEE classifica as penalidades impostas aos agentes de medição em três grupos, com base no Submódulo 6.1 - Penalidades de medição e multas, conforme o trecho abaixo:

3. PREMISSAS

Penalidades de medição - não conformidades do Sistema de Medição para Faturamento.

3.1. As penalidades relativas a não conformidades do SMF são classificadas conforme os grupos a seguir:

I. Adequação do Sistema de Medição para Faturamento;

II. Inspeção lógica; e

III. Coleta de dados de medição. (CCEE, 2022, p. 4).

Se enquadram na penalidade do Grupo I, os pontos de medição que não foram cadastrados corretamente no SCDE, ou aqueles que foram cadastrados, contudo não possuem relatório de comissionamento e/ou projeto aprovado pelo ONS, salvo exceções descritas no tópico “Infração na Adequação do Sistema de Medição para Faturamento” do mesmo submódulo citado acima. A multa para pontos de medição que se enquadrem neste grupo de penalidade corresponde ao produto do valor mínimo de R\$ 5.000,00 (cinco mil reais) e o Fator de Penalidade – FPE definido com base no nível de tensão de conexão, como descrito no fragmento presente no Submódulo 6.1 - Penalidades de medição e multas:

- FPE=1, para o nível de tensão inferior a 30 (trinta) kV;
- FPE=2, para o nível de tensão igual ou maior que 30 (trinta) kV e inferior a 69 (sessenta e nove) kV;
- FPE=4, para o nível de tensão igual ou maior que 69 (sessenta e nove) kV e inferior a 88 (oitenta e oito) kV;
- FPE=8, para o nível de tensão igual ou maior que 88 (oitenta e oito) kV e inferior a 230 (duzentos e trinta) kV; e
- FPE=16, para o nível de tensão igual ou superior a 230 (duzentos e trinta) kV. (CCEE, 2022, p. 6).

O Grupo II, enquadra-se a infração referente a não possibilidade da realização de inspeções lógicas no SMF do ponto a ser inspecionado. A inspeção lógica consiste na coleta de parâmetros e dados de medição realizadas diretamente nos medidores principal e retaguarda pelo SCDE. Esta infração é definida quando identificado o fracasso consecutivo de três tentativas de acesso a um dos medidores do SMF do cliente dentro de um mesmo mês. Após a primeira tentativa fracassada, o agente de medição é notificado e será feita uma nova tentativa de inspeção lógica após três dias úteis, havendo um novo fracasso, a terceira tentativa será feita no mínimo um dia útil após a tentativa anterior. A multa para três fracassos consecutivos corresponde ao produto do valor mínimo de R\$ 1.500,00 (mil e quinhentos Reais) e o FPE.

As penalidades do Grupo III são caracterizadas pela falta de dados de medição em um intervalo de setenta e duas horas consecutivas ou cento e vinte horas alternadas durante o mês de apuração. Os agentes de medição têm o dever de realizar consultas diárias ao SCDE do relatório de medidas consolidadas de todos os pontos de medição sob sua responsabilidade, ao identificar lacunas nos dados de medição, será necessário a abertura de notificação por meio do SCDE para justificar a ausência destes dados, em caso de não cumprimento deste procedimento,

serão aplicadas multas para cada ponto de medição com falta de dados de medição não justificados, conforme o Submódulo 6.1 - Penalidades de medição e multas. O valor da multa por infração na coleta de dados de medição é calculado por meio da Equação 1 a seguir:

$$PEN_m = \frac{Total_de_Energia_{SCDE_m}}{N^o_{horas_mês}} \times N^o_{horas_falt} \times 0,05 \times PLD\ médio_m \quad (1)$$

O valor mínimo da multa é de R\$ 5.000,00 (cinco mil Reais) e cada termo da Equação I refere-se a:

- PEN_m : Valor da multa em R\$ por infração na coleta de dados de medição;
- $Total_de_Energia_{SCDE_m}$: Total de energia do ponto de medição, considerando os canais de consumo e geração, considerando possíveis ajustes e estimativas de dados de medição em (MWh), desconsiderando a classe de medição do cliente;
- $N^o_{horas_mês}$: Número de horas referente ao mês de apuração;
- $N^o_{horas_falt}$: Número de horas com falta de dados de medição;
- $PLDmédio_m$: Média dos Preços de Liquidação das Diferenças médios dos submercados no mês de vigência.

A partir da descrição das penalidades elencadas pela CCEE e seus respectivos impactos financeiros aos agentes de medição, identificando-se a necessidade de criar uma ferramenta capaz de realizar a análise dos dados de medição de inúmeros SMFs com objetivo de identificar lacunas ou completa inexistência destes dados, classificando-os com base em regras pré-estabelecidas, visando maior agilidade e confiabilidade nestas análises. O presente projeto tem capacidade de identificar as não conformidades do Grupo II e Grupo III por meio de padrões de que indicam a existência ou não de comunicação entre os equipamentos de medição do cliente e seu respectivo agente de medição, além de verificar a completa disponibilidade dos dados de medição presentes na memória de massa até a data de referência da análise.

2.4 MEDIÇÃO

De acordo com a NBR 14519, o medidor de energia elétrica é um “instrumento destinado a medir a energia elétrica através da integração da potência em relação ao tempo.” (ABNT, 2000, p. 2). Com o desenvolvimento de novas tecnologias, os medidores eletromecânicos vêm perdendo espaço para medidores eletrônicos, devido a limitação em mensurar apenas as grandezas elétricas, sem a possibilidade de monitorar estes dados de

medição, como alarmes de queda ou pico de tensão, além da não compatibilidade com tecnologias de monitoramento remoto e em tempo real dos parâmetros de medição, a telemedição.

A adoção de medidores eletrônicos permite a implementação de tecnologias de monitoramento remoto, além de configurações de padrões de medição, como a parametrização de ativação de canais bidirecionais em clientes que possuam geração distribuída, configuração de postos horários, cadastros de feriados nacionais, apresentarem maior exatidão e maior segurança contra irregularidades e furtos de energia. Alguns modelos de medidores eletrônicos possuem memória física (memória de massa) para registro dos dados de medição, podendo armazenar períodos de até 45 dias. Com associação a tecnologia de telemedição, os dados armazenados são enviados diariamente à distribuidora de energia local para análise e monitoramento por meio de sistemas SCADA.

Os medidores de energia elétrica podem ser do tipo monofásico, bifásico ou trifásico, sendo os mais modernos capazes de mensurar as seguintes grandezas elétricas:

- Energia elétrica consumida e injetada em kWh;
- Energia reativa consumida e injetada em kVArh;
- Tensão em V ou kV;
- Corrente elétrica RMS em A ou kA;
- Frequência;
- Cálculo do fator de potência.

A medição da energia elétrica pode ser realizada por meio da medição direta ou indireta. A escolha do tipo de medição depende da característica do ponto de medição em análise pela distribuidora de energia local. São levados em consideração o nível de tensão de conexão com a rede de distribuição e a carga instalada do cliente.

De acordo com o INMETRO, na medição direta “obtem-se o valor da grandeza procurado comparando-se diretamente com padrões ou através de instrumentos de medida graduados, segundo as unidades respectivas” (INMETRO, 2020, p. 6). As medições diretas de energia elétrica são realizadas quando o medidor registra toda a energia consumida ou injetada pelo cliente, sem a necessidade de utilização de transformadores de instrumentação para

conversão de valores, sendo instalados em pontos de medição conectadas em baixa tensão (menor que 1000 V). De acordo com a Norma de Distribuição Unificada 001 (NDU 001) do Grupo Energisa, a medição direta de energia elétrica é realizada em clientes com carga instalada de até 75 kW (ENERGISA, 2020, p. 91).

Ainda segundo o INMETRO, na medição indireta “o resultado é obtido através de medições diretas de outras grandezas, ligadas por uma dependência conhecida com a grandeza procurada.” (INMETRO, 2020, p. 6). A medição indireta de energia elétrica ocorre quando uma fração da energia consumida ou injetada é medida pelo sistema de medição, sendo utilizado constantes de transformação para conversão aos valores reais.

A medição indireta em baixa tensão é realizada quando o ponto de medição é conectado em baixa tensão, porém a carga instalada sendo maior que 75 kW. Para este tipo de medição, são utilizados apenas transformadores de corrente (TCs), conectando os enrolamentos do primário em série às fases de alimentação e os terminais do secundário nos bornes de corrente do medidor. A conversão para o valor real de energia (VRE) a ser medida é feita pelo produto entre o valor medido (VM) e a constante de transformação dos TCs (RTC), como apresentada na Equação 2.

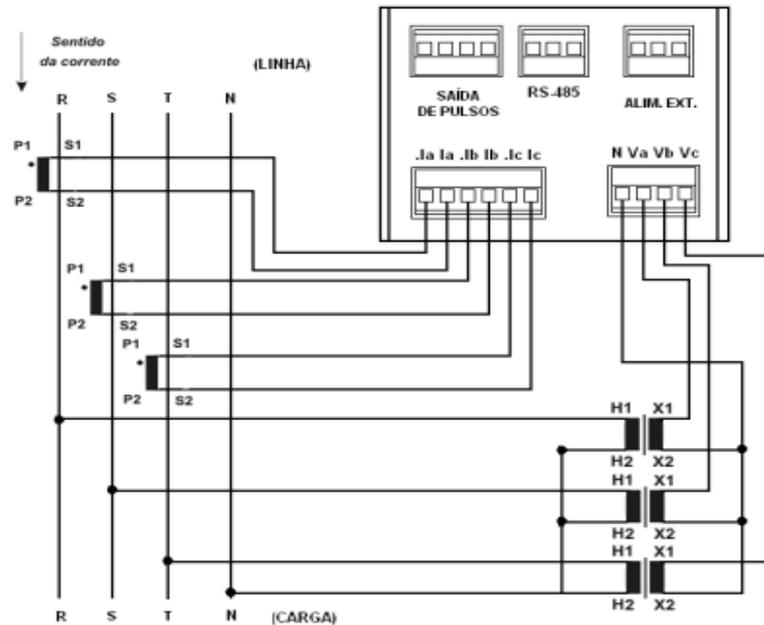
$$VRE = VM \times RTC \quad (2)$$

Medição indireta em média ou alta tensão é realizada quando o ponto de medição é conectado em média ou alta tensão e a capacidade instalada da subestação é superior a 300 kVA, de acordo com a NDU 002 do Grupo Energisa (ENERGISA, 2019, p. 37). Neste caso, são utilizados transformadores de corrente e transformadores de potencial (TP), nos quais os terminais do primário dos TCs são conectados de forma igual a medição indireta em baixa tensão. No caso dos TPs, os terminais do enrolamento do primário são conectados em paralelo com as fases de conexão e os terminais do secundário são conectados aos bornes de tensão do medidor.

A Figura 5 é a representação de uma medição indireta em média ou alta tensão de três fases a quatro fios. A conversão para o valor real de energia (VRE) consumida ou gerada é realizada pelo produto entre o valor medido (VM), pelo RTC e pela constante de transformação dos TPs (RTP), conforme descrito na Equação 3.

$$VRE = VM \times RTC \times RTP \quad (3)$$

Figura 5 – Medição Trifásica Indireta em Média ou Alta Tensão.



Fonte: <https://kron.com.br/wp-content/uploads/2020/02/K0006-Multimedidor-MKM-D-Rev.-3.7-1.pdf>. Acesso em: 12/11/2022

2.4.1 Telemedição

A telemedição é a tecnologia de monitoramento e coleta de dados de medição de forma remota utilizando a rede mundial de computadores como canal de transmissão dessas informações entre o ponto de medição e a distribuidora de energia local. Esta tecnologia ainda é utilizada na minoria dos pontos de medição do grupo B, contudo é amplamente instalada em clientes do grupo A e fazem parte de forma obrigatória do SMF de todos os agentes que fazem parte do ACL. A Telemedição permite a comunicação bidirecional entre o sistema de medição e a concessionária distribuidora, ou seja, a remota envia informações ao banco de dados e recebe comandos de leitura e coleta de dados solicitado pelo agente de medição.

A telemedição é possível quando um módulo de comunicação, também conhecido como remota, é instalado no sistema de medição e conectado por um cabo óptico com o medidor do sistema de medição. A remota, como apresentado na Figura 6, estabelece comunicação com o sistema supervisor da distribuidora de energia por meio de redes de telefonia GSM/GPRS 3G ou 4G, internet via rádio ou conexão via satélite. A partir da comunicação estabelecida, os dados de medição são coletados pela remota a partir do medidor e enviados ao banco de dados do agente de medição. Os parâmetros de medição como data, hora, postos horários, canais de medição e frequência de coleta dos dados podem ser configurados de forma remota pelo agente de medição.

O tipo de telemedição que utiliza a transmissão de dados por meio das tecnologias 3G ou 4G, possui um chip de telefonia convencional inserido no equipamento, essas telemedições são identificadas pelo sistema supervisor da distribuidora a partir do número de identificação do *chip* (SSN). A comunicação realizada via satélite é feita a partir da numeração hexadecimal MAC (*Media Access Control* ou Controle de Acesso de Mídia), ou endereço físico único da placa de rede da remota instalada no ponto de medição. Por fim, a comunicação via rádio necessita do cadastro do endereço IP (em português, Protocolo de Internet) do módulo de comunicação para realizar a conexão com o sistema SCADA. As transmissões via satélite e à rádio são realizadas por meio de VPNs, que garante a segurança na transmissão dos dados por meio de criptografias.

Figura 6 – Módulo de comunicação de telemedição (Remota) 4G.



Fonte: CAS Tecnologia. Disponível em: <https://catalogo.castecnologia.com.br/hardware/modulos-de-comunicacao/rs2000-lite-ds-4g-max/>. Acesso em: 12/12/2022

2.5 SISTEMA HEMERA

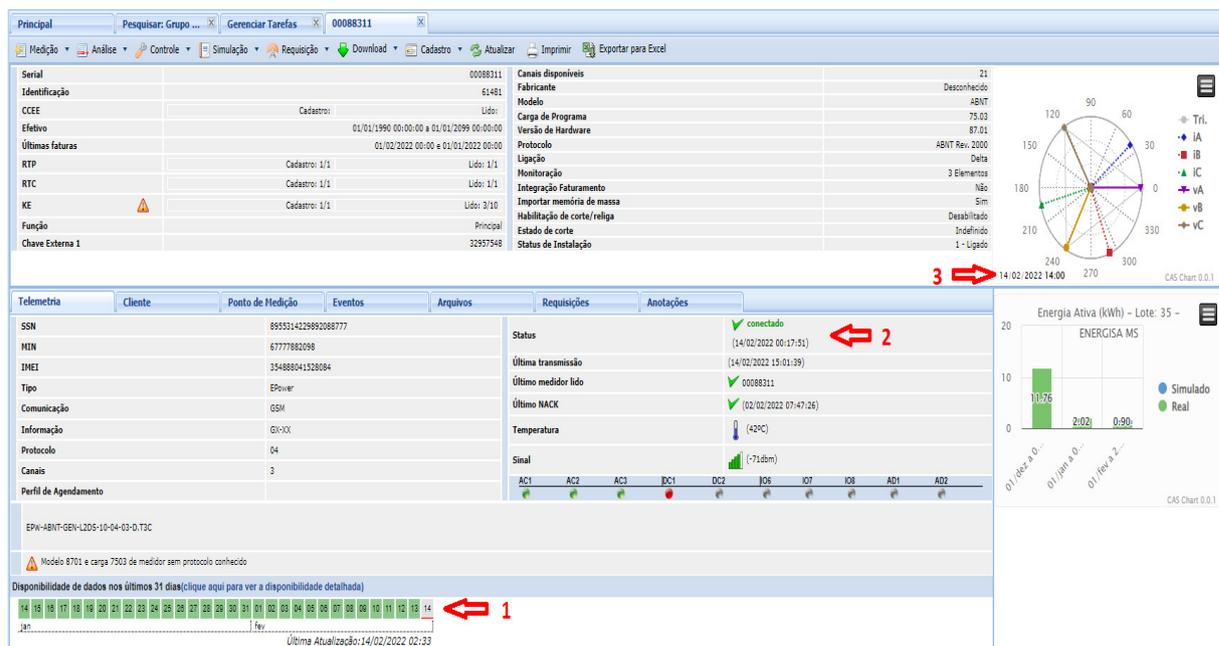
O sistema Hemera é uma ferramenta *web* disponibilizada pela CAS Tecnologia às distribuidoras de energia elétrica, água e gás, com função de monitorar, analisar e realizar coletas automáticas de dados dos pontos de medição que utilizam a telemedição como tecnologia de transmissão dos parâmetros coletados pelos equipamentos de medição, visando a identificação eficiente de anomalias e falhas que afetem o faturamento, possibilitando a realização de ações corretivas de maneira mais ágil e combatendo perdas financeiras (CAS TECNOLOGIA, [202?]). Associado à telemedição, o Hemera atende todos os requisitos dos

sistemas SCADA, no qual, os dados coletados são analisados pelo sistema e apresentados em formatos de gráficos, relatórios e planilhas, além de possibilitar a integração com outros sistemas comerciais utilizados pelas empresas usuárias deste sistema.

Todos os pontos de medição cadastrados no Hemera, com telemedição instalada, apresentam uma página inicial de cadastro contendo as principais informações referentes a medição. A Figura 7 destaca algumas destas informações, detalhadas abaixo.

1. Relatório resumido da memória de massa referente aos últimos 30 dias de coleta de dados;
2. Status de conexão da telemedição;
3. Gráfico fasorial das tensões e correntes, além da data e hora da última atualização.

Figura 7 – CAS Hemera. Página inicial de cadastro.



Fonte: Autor.

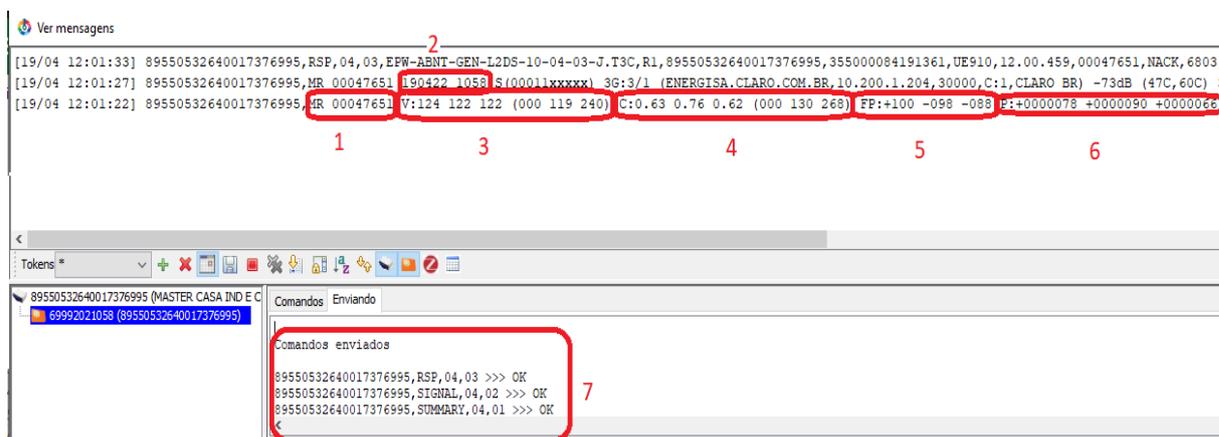
Outras informações são apresentadas na página inicial de cadastro, como número serial do medidor instalado, dados cadastrais da telemedição e constantes de transformação RTP e RTC. O Hemera permite também a consulta de todo o histórico dos parâmetros de medição já coletados, sendo possível a análise da disponibilidade de memória de massa e exportação dados por meio de arquivos em formato XML compatíveis com o SCDE para alimentar o banco de dados da CCEE dos clientes participantes do ACL, também podem ser realizados agendamentos de tarefas de coleta dos parâmetros de medição. A coleta destes dados poderá ser realizada em

tempo real utilizando as aplicações Iris Manager e Ladon, também desenvolvidas pela CAS Tecnologia e integradas ao Hemera.

2.5.1 Ferramenta Iris Manager

O Iris Manager é uma aplicação integrada ao sistema Hemera, que permite a comunicação bidirecional e em tempo real entre a distribuidora de energia e a remota instalada no sistema de medição. Apenas as telemedições do tipo GPRS/GSM e via satélite são compatíveis com esta aplicação. A partir do Iris, existe a possibilidade da leitura instantânea dos parâmetros coletados pelo medidor por meio de comandos inseridos na aplicação, como ilustrado na Figura 8.

Figura 8 – Página de comandos do Iris Manager.



Fonte: Autor.

No qual os parâmetros indicados na Figura 8 acima são:

1. Serial do medidor instalado;
2. Data e hora respectivamente no padrão DDMMAA HHMM, em que DD se refere ao dia, MM ao mês, AA aos últimos dois dígitos do ano, HH às horas e MM aos minutos no exato momento da coleta das informações.
3. Tensão em Volts de cada fase e em parêntese os respectivos ângulos fasoriais;
4. Corrente elétrica em A de cada fase e os respectivos ângulos fasoriais;
5. Fator de potência;
6. Potência consumida ou injetada em Watts;
7. Comandos enviados para leitura dos parâmetros.

2.5.2 Ferramenta Hemera Ladon

O Hemera Ladon é outra aplicação integrada ao sistema Hemera, que possibilita a coleta dos dados de medição em tempo real em telemedições que utilizam a comunicação via rádio transmissão. Esse tipo de tecnologia de comunicação é predominante em pontos de medição que possuem o SMF e participam do Ambiente de Contratação Livre. O resultado da leitura dos parâmetros de medição pelo Ladon está ilustrado na Figura 9 e listados abaixo:

Figura 9 – Parâmetros coletados via Ladon.

```

Nome medidor: ION
Serial: 12345678
Requisição: Parâmetros e memória de massa diária
Modelo do driver: ION
Data geração: 27/04/2022 15:04:31
Método de Geração: REMOTE
Medidor: MW-1701A408-02
KE: 1/1
KH: 1/1
RTC: 30/5 1
RTP: 175/1
Serial: MW-1701A408-02 2
Informação adicional do software: 8650
Versão do software: 8650C_FAC_V4.1.0.0.1
Tipo: 004.020.001

Parametros:
01 - Tipo de leitura: Toda memória de massa 3
05 - Intervalo de armazenamento da memória de massa: 5
09 - Data/hora atual: 27/04/22 14:33 4
21 - Carga de programa: 8650C_FAC_V4.1.0.0.1

```

Fonte: Autor.

1. Constantes RTP e RTC referentes aos transformadores de potencial e de corrente instalados;
2. Código serial do medidor;
3. Tipo de comando de leitura de parâmetro de medição;
4. Data e hora do medidor instalado.

2.5.3 Tarefas Hemera

As tarefas do sistema Hemera são rotinas programadas que tem como objetivo realizar determinadas ações automatizadas conforme o tipo de tarefa a utilizada. Neste trabalho, dois tipos de tarefa são utilizados no processo de análise da disponibilidade de memória de massa dos medidores do SMF. A tarefa Fenrir é utilizada para coleta dos dados de medição dos medidores que utilizam telemedições via rádio de forma programada, sendo possível a configuração do horário do início da coleta. A tarefa não permite a coleta em tempo real como as aplicações Iris e Ladon.

A tarefa de Exportação de Dados de Medição tem o objetivo de criar um arquivo em formato de texto (TXT), contendo todas as informações de medição presentes no banco de dados da distribuidora sobre um ou vários pontos de medição inseridos na tarefa, as grandezas elétricas presentes no arquivo de exportação são disponibilizadas a cinco minutos. A Figura 10 é uma representação do arquivo de exportação convertido em padrão de planilha, em que a primeira coluna possui informações relativas a data e hora dos dados integralizados a cada cinco minutos como exige a CCEE.

Figura 10 – Dados de medição exportados.

DATA/Hora	00073929-EAE	00073929-EAR	00073929-ERE	00073929-ERR	00073929 - Vah	00073929 - Vbh	00073929 - Vch
2022/10/01 00:05:00	0,8400	0,0000	1,9320	0,0000	9,7500	9,7875	9,7875
2022/10/01 00:10:00	0,8400	0,0000	2,0160	0,0000	9,7375	9,8000	9,7875
2022/10/01 00:15:00	0,8400	0,0000	2,0160	0,0000	9,7500	9,7875	9,7750
2022/10/01 00:20:00	0,8400	0,0000	2,0160	0,0000	9,7625	9,8000	9,7875
2022/10/01 00:25:00	0,8400	0,0000	2,0160	0,0000	9,7500	9,8000	9,8000
2022/10/01 00:30:00	0,8400	0,0000	2,0160	0,0000	9,7500	9,8125	9,7875
2022/10/01 00:35:00	3,7800	0,0000	3,3600	0,0000	9,7500	9,8000	9,7875
2022/10/01 00:40:00	11,5080	0,0000	6,9720	0,0000	9,7500	9,8000	9,7875
2022/10/01 00:45:00	11,5920	0,0000	6,8880	0,0000	9,7500	9,8000	9,8000
2022/10/01 00:50:00	11,5080	0,0000	6,9720	0,0000	9,7625	9,8125	9,7875
2022/10/01 00:55:00	11,5920	0,0000	6,9720	0,0000	9,7625	9,8125	9,8125
2022/10/01 01:00:00	11,5080	0,0000	6,9720	0,0000	9,7500	9,8000	9,8000
2022/10/01 01:05:00	11,5920	0,0000	6,9720	0,0000	9,7500	9,8125	9,7875
2022/10/01 01:10:00	11,5080	0,0000	6,9720	0,0000	9,7625	9,8125	9,8125
2022/10/01 01:15:00	11,5080	0,0000	6,9720	0,0000	9,7625	9,8125	9,8000
2022/10/01 01:20:00	11,5920	0,0000	6,8880	0,0000	9,7625	9,8250	9,8125
2022/10/01 01:25:00	11,5080	0,0000	6,9720	0,0000	9,7750	9,8250	9,8125

Fonte: Autor.

Os canais de medição apresentados na primeira linha da planilha ilustrada na Figura 10, são:

- Energia Ativa Entregue (EAE): é a energia fornecida pela distribuidora ao consumidor, em quilowatt (kW), no qual a sumarização destas informações resulta no montante de energia consumida pelo consumidor.
- Energia Ativa Recebida (EAR): é a energia injetada pelo ponto de medição na rede de distribuição da concessionária, a partir de geração distribuída ou por empreendimentos de geração, a unidade utilizada é o quilowatt (kW);
- Energia Reativa Entregue (ERE): é a energia reativa fornecida pela rede de distribuição ao cliente com fator de potência indutivo, em quilovolt-ampere reativo (kVAr);
- Energia Reativa Recebida (ERR): é a energia reativa injetada pelo ponto de medição na rede de distribuição em situações onde a carga do consumidor possui fator de potência capacitivo, a unidade faturada é o quilovolt-ampere reativo (kVAr);

- Vah, Vbh e Vch: tensões de fase, em Volts (V) ou quilovolts (kV), sendo divididos por 12 (doze) para cada intervalo de 5 (cinco) minutos.

2.5.4 Disponibilidade de Memória de Massa

A disponibilidade de memória de massa dos medidores do SMF tem papel fundamental na manutenção da qualidade e confiabilidade na contabilização da energia gerada e consumida pelos pontos de medição participantes do ACL. Para evitar penalidades impostas pela CCEE e descritas na seção 2.3.4, os consumidores livres, geradoras e medições de fronteira devem possuir a completa disponibilidade de dados de medição. Analistas qualificados são responsáveis por realizar essa verificação por meio de relatórios gerados pelo Hemera, contendo os códigos dos medidores em análise e sua respectiva porcentagem de dados disponíveis de acordo com o mês de referência, exemplificado na Figura 11. Em caso de identificação de lacunas nas medições, há a necessidade de abertura de notificação no SCDE como justificativa para a falta destes dados. Este tipo de análise tem duração para conclusão entre 20 (vinte) minutos a uma hora, dependendo da quantidade de medidores em verificação e sua respectiva distribuidora de energia, considerando o procedimento adotado atualmente.

Figura 11 – Relatório de disponibilidade de dados de medição.

Medidor	Telemetria(SSN)	Ip	Porta	Endereço	Telemetria(MIN)	Disponibilidades	Detalhar
MW-1701A408-02		10.100.194.21	7700	100		93,11343%	
00072210	1751188224			Sem endereço	67992171980	0,00000%	
MW-1401A234-01		10.100.23.21	7700	100		85,06944%	
MW-1805A431-02		10.100.189.151	7700	100		94,61806%	
MW-1910B244-02		10.100.45.86	7700	100		100,00000%	
MW-1711A051-02		10.100.72.34	7700	100		52,08333%	
MW-1911A065-02		10.100.179.32	7700	100		71,29630%	
00088544	89550532640016968446			Sem endereço	67992302804	100,00000%	
MW-1712A668-02		10.100.77.37	7700	100		91,78241%	
MW-1604A538-02		10.100.45.18	7700	100		95,71759%	
MW-1701A658-02		10.100.105.13	7700	100		61,28472%	
MW-1704A405-02		10.100.105.12	7700	100		61,22685%	
PT-1209A025-01		10.100.72.49	7700	100		54,57176%	
34761323		10.100.191.150	8002	2		94,27083%	
50112545		10.100.191.150	8001	1		44,15509%	

Fonte: Autor.

Este tipo de análise deve ser realizada diariamente para melhor acompanhamento da disponibilidade dos dados de medição. Identificando os medidores com disponibilidade de dados menor que 100%, é necessário verificar o período com ausência de dados. Ao detalhar a memória de massa de cada medidor, são apresentadas as informações conforme demonstrado na Figura 12, nos quais os dias com dados incompletos são indicados pelas cores vermelha e

amarela. Os medidores identificados com informações ausentes são analisados para verificar a possibilidade de coleta destes dados faltantes com base em padrões apresentados na Tabela 1, sendo classificados em “Possibilidade de Ocorrência”, “Coletar” e Não comunicando.

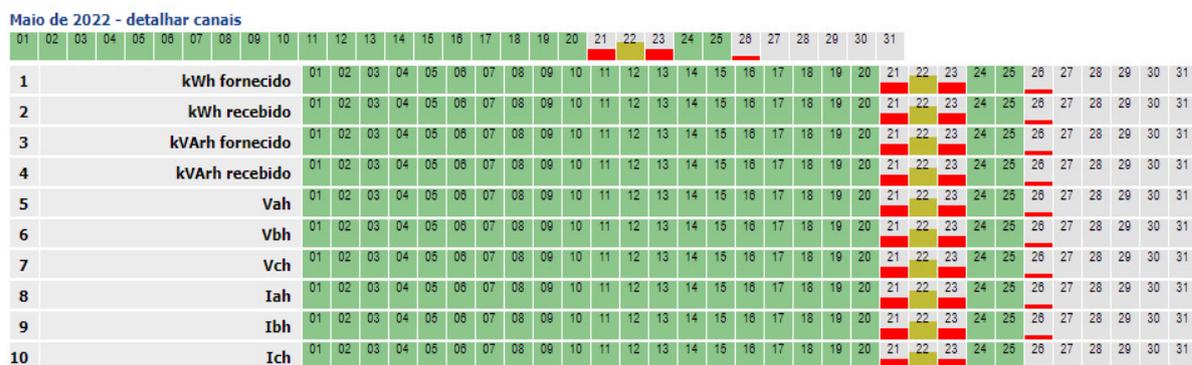
Tabela 1 – Características de classificação de lacunas na medição.

Classificação da lacuna	Padrão de início da lacuna	Padrão de fim da lacuna
Ocorrência de medição:	Horário aleatório	Horários diferentes de 23:50, 23:55 ou 00:00
Coletar:	Horário aleatório	Horários iguais a 23:50, 23:55 e 00:00
Não comunicando:	48 horas consecutivas sem dados atualizados	Sem dados após o início da lacuna

Fonte: Autor.

A Possibilidade de Ocorrência pode ser definida como falta de dados que não é possível a recuperação dessas informações, devido motivos de interrupção no fornecimento de energia e queima ou fraude no equipamento de medição. A classificação “coletar” é atribuída quando verificado que a lacuna nos dados ocorreu devido a falha momentânea na conexão com a telemedição do sistema de medição, sendo possível a coleta das informações por meio da tarefa Fenrir do Hemera, ou pelas aplicações Iris e Ladon. Não comunicando acontece quando é identificada a completa falta de dados de medição por um período maior que dois dias consecutivos até a data de referência da análise. A completa inexistência de dados em um dia é indicado pelo não preenchimento de cores, como visualizado nos dias 27 à 31 da Figura 12.

Figura 12 – Relatório detalhado da disponibilidade de dados.



Fonte: Autor.

Com base na Tabela 1, a característica da lacuna provocada por uma ocorrência de medição se inicia a qualquer horário e finaliza em horários diferentes de 23:50 (vinte e três

horas e cinquenta minutos), 23:55 (vinte e três horas e cinquenta e cinco minutos), ou 00:00 (zero hora), diferentemente da falta dos dados de medição ocasionado pelo erro na coleta, no qual a lacuna finaliza exatamente entre às 23:50 (vinte e três horas e cinquenta minutos) e 00:00 (zero hora) do dia seguinte. A justificativa para esse padrão ocorre pelo fato da telemedição ser parametrizada para enviar os dados de medição em períodos de 12 (doze) ou 24 (vinte e quatro) horas, comumente ocorrendo este envio em horários entre 23:50 (vinte e três horas e cinquenta minutos) e 00:00 (zero hora) de cada dia. Não havendo dados referentes até estes horários, há grande possibilidade de falha na transferência das informações de medição, sendo possível a coleta quando a conexão for estabilizada. A Figura 13 demonstra duas lacunas de dados em único dia, com classificações diferentes com base no horário de finalização da falta dos dados.

Figura 13 – Exemplo de padrão de lacunas de medição.

Detalhes	
Canal	VIn b
Data	04/02/2022
Leituras	142
Esperadas	288
Percentual	49,30556%
<u>Mostrar períodos de falta do canal</u>	
04/02/2022 10:55 a 04/02/2022 12:10	← Ocorrência de medição
04/02/2022 13:05 a 05/02/2022 00:00	
↑ Coletar	

Fonte: Autor.

Ao finalizar a análise da disponibilidade de dados, o analista deve encaminhar os códigos seriais dos medidores identificados com problemas de comunicação para o departamento responsável pela manutenção das telemedições. Para os medidores com ocorrências de medição, deverá ser aberto no sistema SCDE uma notificação para cada ocorrência identificada, com informações sobre a natureza da ocorrência, detalhando a data e hora de início e fim da lacuna nos dados de medição. Os medidores com possibilidade de coleta de dados de medição são inseridos nas tarefas do tipo Fenrir do Hemera para coletas agendadas, ou por meio das ferramentas Iris Manager e Ladon para coleta de dados em tempo real.

3 DESENVOLVIMENTO DA FERRAMENTA

Neste capítulo, serão apresentadas detalhadamente todas as etapas de criação do Algoritmo de Análise da Disponibilidade de Memória de Massa dos medidores do SMF (AADMM). Serão descritas todas as etapas de funcionamento desta ferramenta, incluindo a importação dos dados de medição, leitura dos dados, processamento, classificação das lacunas identificadas e a criação de um relatório em formato de planilha com informações referentes aos medidores com medições normais ou com lacunas na memória de massa. A ferramenta computacional objeto de desenvolvimento deste trabalho tem a finalidade de oferecer a mesma qualidade de análise já realizada atualmente por um analista qualificado, adicionando maior produtividade ao processo devido à grande velocidade na análise de dados de medição de centenas de equipamentos de medição.

O algoritmo foi desenvolvido através da linguagem de programação Python, devido a simplicidade e intuitividade da linguagem adotada para o desenvolvimento de rotinas lógicas, além de experiências anteriores no desenvolvimento de ferramentas na área de eletrotécnica e projetos de automatização durante a graduação. A ferramenta de análise utiliza o módulo Pandas para estruturação e manipulação dos dados importados, este módulo é altamente difundido na comunidade de desenvolvedores em Python por ser especializada em rotinas de processamento, análise e manipulação de dados em geral.

3.1 DADOS DE ENTRADA

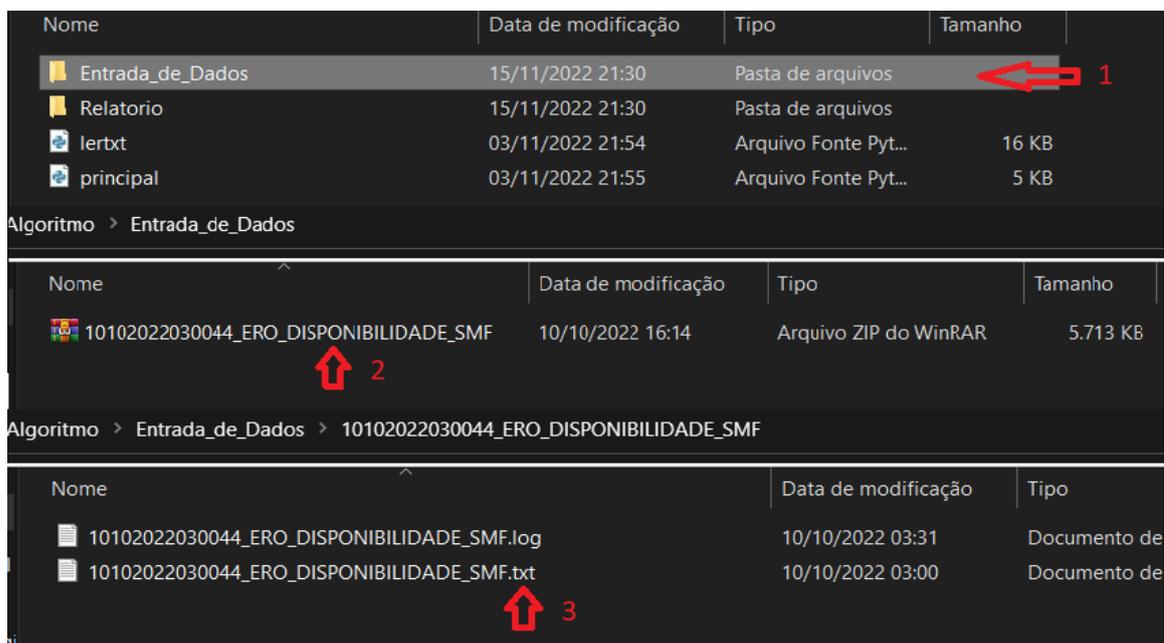
Para o funcionamento correto da ferramenta desenvolvida, são necessárias as seguintes informações para análise dos dados de medição, inseridas pelo usuário:

- Arquivo compactado exportado pela tarefa de exportação de dados de consumo do sistema Hemera;
- Data de referência da análise;
- Quantidade de dias consecutivos sem dados de medição, utilizados como parâmetro na classificação de telemetrias sem conexão (Não comunicando).

O arquivo contendo os dados de medição deverá ser inserido na pasta do algoritmo denominada de “Entrada_de_Dados”, indicado na seta 1 ilustrado na Figura 14. Na etapa seguinte, a ferramenta verifica se o arquivo de dados inserido está no padrão compactado, como

gerado pela plataforma Hemera (seta 2). Por último, o algoritmo efetua a descompactação do arquivo e realiza a importação das informações do arquivo resultante em formato TXT para início do processamento dos parâmetros de medição (seta 3).

Figura 14 – Etapas de manipulação do arquivo de exportação.



Fonte: Autor.

Após a etapa de leitura e importação do arquivo contendo os dados de medição, o algoritmo solicita ao usuário informações referentes a data de referência da análise e a quantidade de dias como parâmetro para classificação de medições sem comunicação remota. A data de referência é utilizada pelo algoritmo como data limite de análise, sendo a verificação feita a partir da 00:05 (zero hora e cinco minutos) do dia primeiro do mês de análise até a 00:00 (zero hora) da data referência inserida no algoritmo.

Utilizando a Figura 15 como exemplo, a seta 1 indica a data de referência da análise inserida pelo usuário, logo a verificação do algoritmo começará a 00:05 (zero hora e cinco minutos) do dia 01/10/2022 e será finalizada a 00:00 (zero hora) do dia 10/10/2022. Em relação a quantidade de dias como referência para classificação de telemedições sem comunicação, ao inserir a informação destacada na seta 2, o algoritmo desenvolvido entende que medidores sem dados atualizados há 48 horas (dois dias) consecutivos anteriores a data de referência, serão classificados como pontos de medição com telemedições desconectadas ou sem comunicação.

Com as informações estruturadas, o passo seguinte é a realização da análise destes dados. Cada medidor presente no *dataframe* possui sete colunas com registros de medição das grandezas EAE, EAR, ERE, ERR, Vah, Vbh e Vch identificados no título de cada coluna. O serial do medidor em análise é identificado ao lado esquerdo de cada uma destas grandezas. Nesta etapa de análise, a ferramenta realiza as seguintes ações de forma consecutiva:

1. Identificação do serial do medidor em análise. Medidores com códigos seriais finalizados em “R”, são considerados inválidos e ignorados. Esse tipo de medidor é considerado “lixo” cadastral, por serem medidores retaguarda virtuais de consumidores livres que não possuem este instrumento instalado em campo, a existência destes medidores virtuais é motivada pela obrigatoriedade do cadastro de informações de medidores retaguardas pelo sistema Hemera. Medidores virtuais não possuem dados de medição.
2. Leitura simultânea de todas as grandezas elétricas coletadas pelo medidor. Nesta etapa são realizadas as leituras simultâneas dos sete canais de medição (EAE, EAR, ERE, ERR, Vah, Vbh e Vch), integralizados a cada cinco minutos até a 00:00 (zero hora) do dia informado como referência.
3. Identificação dos dados de medição ausentes, registrando a data e hora do início e fim de cada lacuna. Os medidores com dados de medição completos, são classificados como medições normais.
4. Classificação das lacunas registradas em cada medidor válido. A classificação é realizada por meio da comparação das informações de data e hora de início e fim da lacuna identificada com regras predefinidas internamente no algoritmo desenvolvido, a lógica de comparação está apresentada na Tabela 2. Após a finalização desta etapa, inicia a análise do medidor seguinte.

Tabela 2 – Lógica de classificação de lacunas de medição.

Classificação	Lógica de início da lacuna	Lógica de fim da lacuna
Coletar	Dados de medição ausentes em horários aleatórios.	Dados ausentes até 23:50, ou 23:55 ou 00:00 do dia seguinte.
Ocorrência	Dados de medição ausentes em horários aleatórios.	Dados ausentes em horários aleatórios, exceto às 23:50, ou 23:55 ou 00:00 do dia seguinte.

Não comunicando	48 horas consecutivas ou mais sem dados de medição, anteriores a data de referência.	Lacuna não finalizada. Sem dados atualizados.
Normal	Dados completos.	Dados completos.

Fonte: Autor.

5. Ao finalizar a análise de todos os medidores inseridos na tarefa de importação de dados de medição, O algoritmo cria um *dataframe* final contendo todas as lacunas identificadas e as respectivas classificações em relação aos medidores analisados. Um exemplo deste *dataframe* está ilustrado na Figura 17, na qual são apresentadas, respectivamente, as informações das concessionárias de distribuição responsáveis pelos pontos de medição, os seriais dos medidores analisados, as classificações das lacunas de medição encontradas e o período de duração da ausência de dados.
6. Geração de um relatório em formato de planilha a partir do *dataframe* criado na etapa anterior, como apresentado na Figura 18.

Figura 17 – *Dataframe* final com resultados das análises.

```

  Empresa      Medidor      Status      Período
0      EMS      00087035      NÃO COMUNICANDO      2022/10/01 00:05:00
1      EMS      MW-1608B102-02      NÃO COMUNICANDO      2022/10/07 05:05:00
2      EMS      MW-2203A503-02      NÃO COMUNICANDO      2022/10/01 00:05:00
3      EMS      15068476      PROVÁVEL OCORRÊNCIA      2022/10/03 02:10:00 a 2022/10/03 05:20:00
4      EMS      15068618      PROVÁVEL OCORRÊNCIA      2022/10/06 17:45:00 a 2022/10/06 18:55:00
..      ...      ...      ...
243     EMS      PT-1209A011-01      NORMAL      100%
244     EMS      PT-1209A165-01      NORMAL      100%
245     EMS      PT-1210A111-01      NORMAL      100%
246     EMS      PT-1211A546-01      NORMAL      100%
247     EMS      PT-1212A110-01      NORMAL      100%
[248 rows x 4 columns]

```

Fonte: Autor.

Figura 18 – Relatório resultado das análises dos dados de medição.

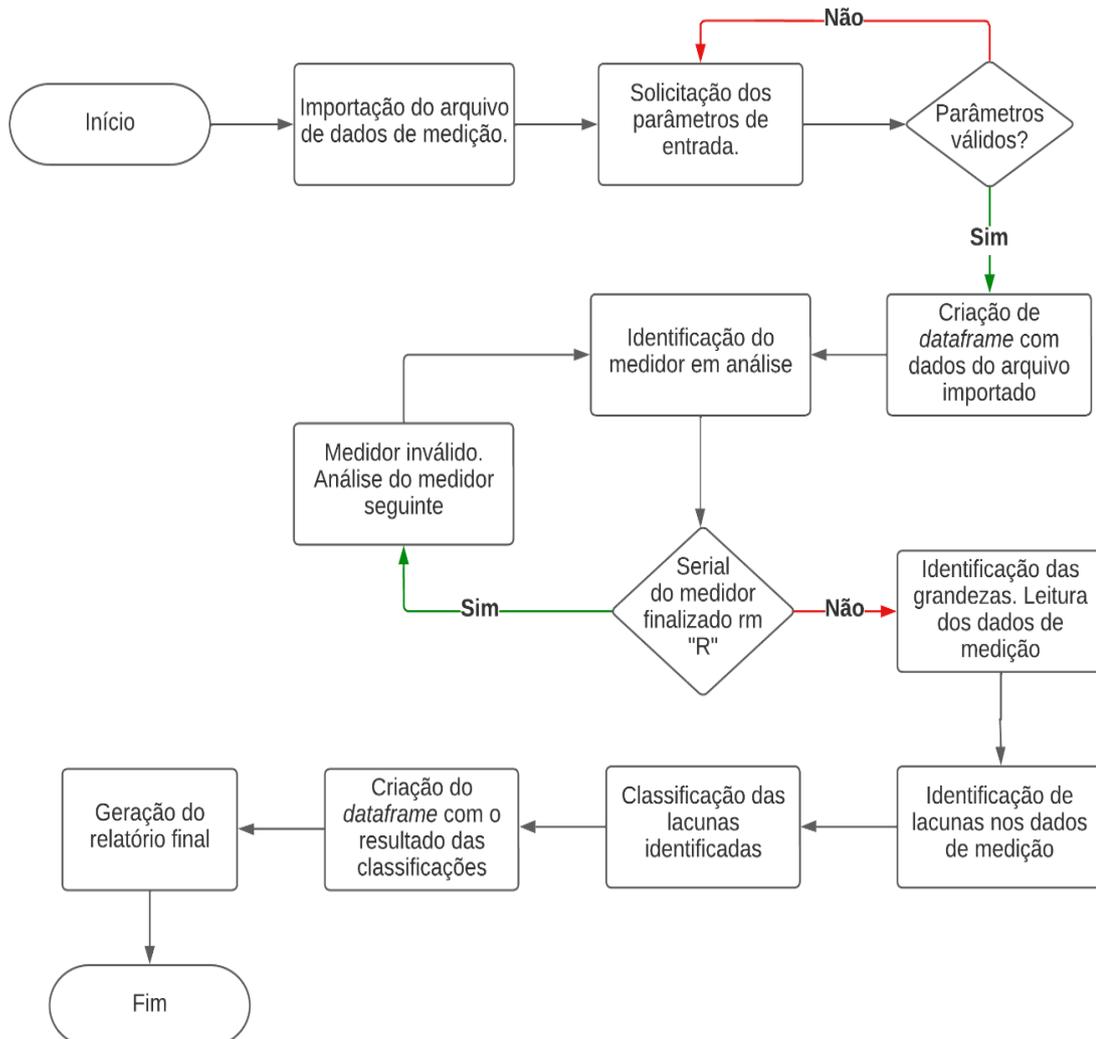
Empresa	Medidor	Status	Período
EMS	00087035	NÃO COMUNICANDO	2022/10/01 00:05:00
EMS	MW-1608B102-02	NÃO COMUNICANDO	2022/10/07 05:05:00
EMS	MW-2203A503-02	NÃO COMUNICANDO	2022/10/01 00:05:00
EMS	15068476	PROVÁVEL OCORRÊNCIA	2022/10/03 02:10:00 a 2022/10/03 05:20:00
EMS	15068618	PROVÁVEL OCORRÊNCIA	2022/10/06 17:45:00 a 2022/10/06 18:55:00
EMS	15069418	PROVÁVEL OCORRÊNCIA	2022/10/06 17:45:00 a 2022/10/06 18:55:00
EMS	MW-1410A501-01	PROVÁVEL OCORRÊNCIA	2022/10/01 00:05:00 a 2022/10/03 12:20:00
EMS	MW-1604A538-02	PROVÁVEL OCORRÊNCIA	2022/10/02 04:05:00 a 2022/10/02 04:25:00
EMS	00077421	COLETAR	2022/10/09 00:05:00 até 2022/10/10 00:00:00
EMS	00077440	COLETAR	2022/10/03 22:55:00 até 2022/10/04 00:00:00
EMS	00077440	COLETAR	2022/10/05 03:15:00 até 2022/10/06 00:00:00
EMS	00084850	COLETAR	2022/10/04 05:15:00 até 2022/10/05 00:00:00

Fonte: Autor.

Este relatório deverá ser utilizado pelo analista responsável para identificar os medidores com anomalias de disponibilidade de dados, nos quais os seriais desses medidores devem ser encaminhados às equipes técnicas para manutenção em campo, ou inseridos em rotinas de coleta de dados e, por fim, quais os pontos de medição apresentam ocorrências de medição, sendo necessário abertura de notificação via SCDE.

A Figura 19 é uma representação em formato de fluxograma de todas as etapas descritas anteriormente referentes aos dados de entrada, processamento e filtragem dos dados e geração do relatório com os resultados da análise realizada pelo algoritmo de análise da disponibilidade de memória de massa dos medidores do SMF.

Figura 19 – Fluxograma da lógica empregada no algoritmo desenvolvido.



Fonte: Autor.

3.3 PROCESSAMENTO PARALELO

Buscando otimizar o tempo de processamento e análise dos dados de medição, foi inserido neste projeto, o conceito de processamento paralelo. Este conceito pode ser definido como uma técnica que tem a função de executar eventos simultâneos, utilizando as unidades de processamento disponíveis, na execução de um programa ou ferramenta computacional, sendo bastante utilizada em aplicações de processamento de dados. (TRANSFORMAÇÃO DIGITAL, 2018).

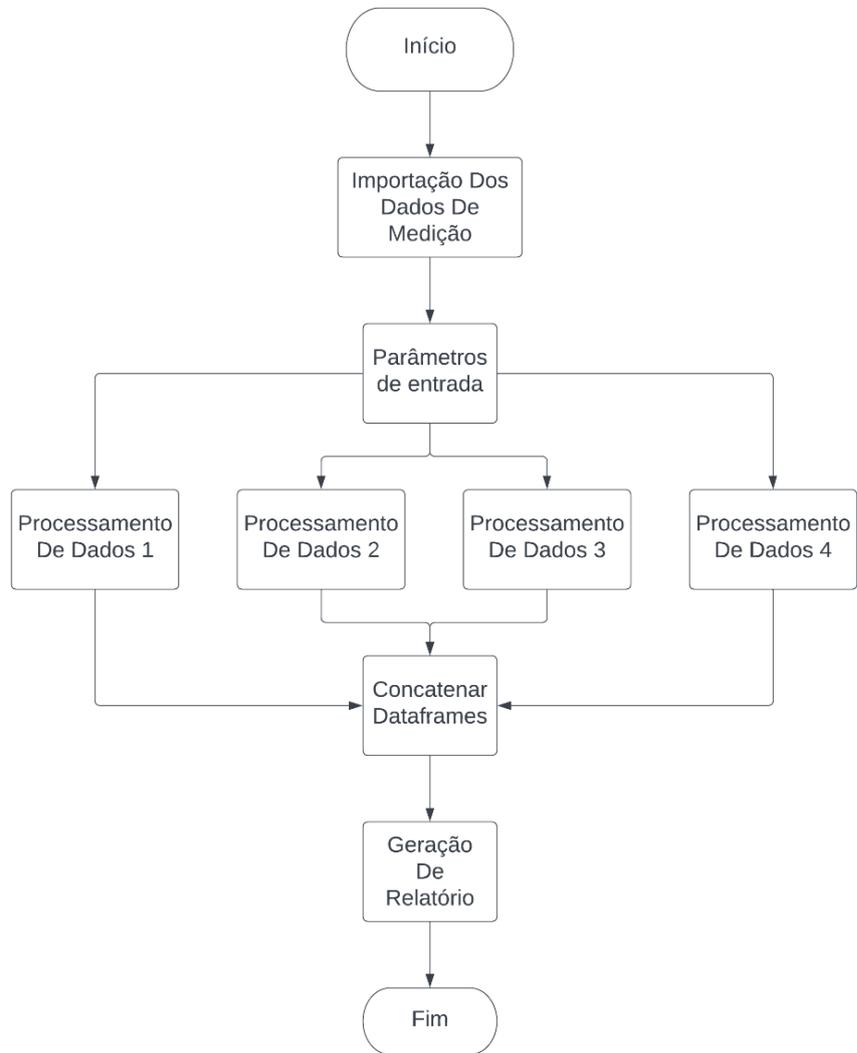
A implementação desta técnica no algoritmo de análise da disponibilidade de memória de massa se fez necessária devido ao grande volume de dados de medição processados e analisados durante a execução. A elevada quantidade de dados se justifica devido ao Grupo Energisa possuir sob seu controle onze concessionárias de distribuição de energia elétrica, no qual a quantidade de tarefas de exportação de dados de medição pode variar entre um a dez arquivos a serem analisados pela ferramenta computacional por distribuidora de energia, a depender da quantidade de medições SMF sob responsabilidade de cada concessionária.

Tratando-se do algoritmo objeto deste trabalho, a Figura 20 ilustra a execução do processamento paralelo, sendo iniciada a partir da etapa de análise dos dados de medição, descrito na seção 3.2. Ao iniciar a análise de dados, a lógica inserida na ferramenta identifica a quantidade de arquivos disponíveis para leitura, criando um processo de execução para cada um destes arquivos, limitados a quatro processos. A limitação de processos foi inserida devido ao fato de que o ganho de desempenho além de quatro processos não se mostrou significativo, e ao adicionar mais processos em execução, maior será a demanda de processamento computacional do dispositivo utilizado. Em caso de cinco ou mais arquivos importados, o algoritmo seleciona em ordem alfabética os quatro primeiros arquivos a serem processados de forma paralela e ao finalizar um dos processos executados, será iniciado o processamento do primeiro arquivo em espera, de forma consecutiva, até a finalização de todos os processamentos dos arquivos inseridos na ferramenta. Ao final dos processamentos, todos os *dataframes* criados são concatenados e convertidos no relatório com os resultados das análises.

Em testes utilizando dados de medição reais, a adoção do processamento paralelo representou em uma redução no tempo de execução do algoritmo em cerca de 50%. Ao inserir três arquivos contendo dados de medição de duas concessionárias de distribuição distintas sem o processamento paralelo, o tempo de execução foi de aproximadamente 1 (um) minuto e 40

(quarenta) segundos. Utilizando os mesmos arquivos adicionando o processamento paralelo, a execução foi concluída em aproximadamente 50 segundos em média.

Figura 20 – Fluxograma representando o processamento paralelo implementado.



Fonte: Autor.

4 AVALIAÇÃO DOS RESULTADOS

Neste capítulo serão apresentados os resultados dos testes realizados durante o desenvolvimento do algoritmo de análise da disponibilidade da memória de massa dos medidores do SMF, utilizando uma abordagem quantitativa dos resultados obtidos, visto que, serão analisados a quantidade de classificações corretas e incorretas efetuados pelo AADMM. Os testes foram realizados utilizando dados reais de medição referentes a duas concessionárias de distribuição de energia elétrica do Grupo Energisa. Visando manter o sigilo das informações, ambas as distribuidoras serão apresentadas como “Distribuidora A” e “Distribuidora B”, também não serão expostas as informações dos clientes analisados e seus dados de cadastrais.

Os resultados de avaliação da ferramenta computacional foram obtidos a partir da comparação entre as classificações das lacunas identificadas nos dados de medição realizadas pelo algoritmo desenvolvido e por um analista voluntário responsável pela verificação manual da disponibilidade dos dados de medição das duas concessionárias de distribuição em análise. As avaliações das classificações foram feitas seguindo os critérios apresentados abaixo.

- Critério 1: comparação entre as classificações realizadas manualmente pelo analista e pelo algoritmo desenvolvido. Havendo convergência nas classificações, a análise realizada pela ferramenta computacional será considerada correta. Em caso de divergência nas classificações, será verificado o critério 2;
- Critério 2: comparação das classificações divergentes realizadas pelo algoritmo, será efetuada diretamente com os arquivos de medição gerados pela tarefa de exportação de dados de medição do sistema Hemera. A análise do arquivo contendo os dados de medição é feita manualmente, verificando o mesmo intervalo de tempo e seus respectivos dados de medição dos medidores identificados pelo algoritmo. Será considerado correto a classificação realizada pelo algoritmo, quando verificada a convergência com o padrão identificado manualmente nos arquivos contendo os dados de medição. Este segundo critério foi adotado devido à grande possibilidade de divergências ao adotar o primeiro critério, motivado pela diferença de tempo entre a geração dos arquivos contendo os dados de medição e a análise realizada pelo analista voluntário. Visto que os arquivos são gerados nas primeiras horas de cada dia, enquanto a análise manual poderá ser realizada em qualquer momento do horário comercial,

podendo haver a coleta de dados por meio da tarefa de coleta Fenrir entre este intervalo de tempo;

- Critério 3: persistindo a divergência entre a classificação realizada pelo algoritmo e a característica da lacuna identificada nos dados de medição, será considerada incorreta a análise efetuada pela ferramenta computacional;
- Critério 4: serão consideradas nulas as classificações de medidores com parâmetros incorretos e informados pelo analista voluntário, como data e hora, devido ao fato de o algoritmo desenvolvido não possuir informações necessárias para identificação de tais parâmetros por meio do arquivo contendo os dados de consumo. Também são considerados nulos, para este trabalho, medidores com característica de consumidor cativo, sem a presença dos sete canais de medição de energia.

Após a apresentação dos critérios de avaliação da análise do algoritmo desenvolvido, nos tópicos a seguir serão apresentados os resultados obtidos utilizando dados reais de medição de consumidores livres referentes as Distribuidoras A e B. Dados de medidores instalados em empreendimentos de geração e medições de fronteira não foram utilizados durante os testes realizados.

4.1 RESULTADOS – DISTRIBUIDORA A

A Distribuidora A possui cerca de 479 medidores cadastrados na tarefa de exportação de dados de medição do Hemera, sendo a maior empresa de distribuição de energia em análise neste trabalho. Observando que entre os medidores analisados existem 428 (quatrocentos e vinte e oito) medidores com dados válidos, 4 (quatro) medidores identificados manualmente como duplicados e 47 (quarenta e sete) medidores com características de consumidor cativo (sem canais de medição de energia injetada), classificados como nulos durante a verificação manual realizada pelo analista voluntário.

Para avaliação das análises realizadas pelo algoritmo referente aos pontos de medição da Distribuidora A, foram utilizados dados de medição exportados em cinco dias distintos do mês de outubro de 2022. A Tabela 3 representa os resultados obtidos durante a avaliação dos resultados das classificações realizadas pelo projeto desenvolvido, obedecendo os critérios descritos anteriormente.

Os valores apresentados na Tabela 3 referem-se a correta ou incorreta classificação realizada pelo AADMM dos medidores do SMF, de acordo com as lógicas descritas na Tabela 2, utilizando arquivos contendo informações de medição gerados pelas tarefas de exportação de dados de medição do sistema supervisorio Hemera. Foram realizadas 2.427 (dois mil quatrocentos e vinte e sete) classificações ao longo dos 5 (cinco) dias de análises, 2.190 (dois mil cento e noventa) classificações foram consideradas corretas, pois atenderam ao primeiro ou segundo critério de avaliação dos resultados, correspondendo a 90,23% do total das classificações realizadas, ou 99,91% das classificações válidas (excluindo as classificações nulas).

Vale destacar que um único medidor pode apresentar duas ou mais lacunas nos dados de medição, conforme ilustrado na Figura 13 da seção 2.5.4. As quatro situações de duplicidade nos equipamentos de medição foram descartadas do estudo, pois apresentavam dados vazios. Devido a estes motivos, a soma de análises diárias poderá ser maior ou menor quando comparada com a quantidade de medidores cadastrados.

Apenas duas classificações realizadas pela ferramenta foram consideradas incorretas, devido ao fato de não convergirem com a análises efetuadas pelo analista voluntário e pelas verificações dos períodos analisados diretamente nos arquivos contendo os dados de medição. As classificações incorretas representam 0,08% de todas as análises realizadas e 0,09% das classificações válidas e serão detalhadas na seção 4.3. Por fim, foram contabilizadas 235 (duzentos e trinta e cinco) classificações nulas, enquadradas no quarto critério de avaliação dos resultados, representando 9,68% de todas as análises efetuadas pelo algoritmo desenvolvido.

Tabela 3 – Avaliação das classificações das lacunas de medição, Distribuidora A.

Data da Análise	Corretas	Incorretas	Nulas	Válidas	Total/dia
04/10/2022	428	1	47	429	476
06/10/2022	435	0	47	435	482
10/10/2022	446	0	47	446	493
17/10/2022	435	0	47	435	482
24/10/2022	446	1	47	447	494
Total	2190	2	235	2192	2427

Fonte: Autor.

4.2 RESULTADOS – DISTRIBUIDORA B

A Distribuidora B possui 286 (duzentos e oitenta e seis) medidores cadastrados para classificação de lacunas nos dados de medição pelo AADMM, sendo 252 (duzentos e cinquenta e dois) equipamentos verificados, nos quais 230 (duzentos e trinta) medidores apresentaram dados válidos, 22 (vinte e dois) medidores possuíam dados nulos, devido ao fato de possuírem características de medição de clientes cativos (identificados manualmente), ou equipamentos de medição com defeitos apontados pelo analista voluntário. Por fim, foram identificados 34 (trinta e quatro) ocasiões de medidores retaguardas virtuais, sendo excluídos do estudo de forma automática pelo algoritmo e não contabilizados nos resultados finais. O AADMM efetuou 1.051 (mil e cinquenta e uma) classificações de disponibilidade de dados de medição ao longo de quatro dias distintos durante o mês de outubro de 2022, os resultados das avaliações são apresentados na Tabela 4.

Como apresentado na Tabela 4, foram contabilizadas 947 (novecentos e quarenta e sete) classificações corretas, correspondendo a 90,10% das análises totais e 99,79% das classificações válidas, atendendo ao primeiro ou segundo critério de avaliação dos resultados. Duas classificações incorretas foram identificadas, representando 0,19% das classificações totais e 0,21% das análises válidas, estas classificações serão descritas detalhadamente na seção 4.3. Por fim, 102 (cento e duas) classificações foram anuladas ao se enquadrarem no quarto critério de avaliação dos resultados das classificações, representando 9,71% de todas as verificações. Ressaltando que um único medidor, sendo válido ou não, poderá apresentar mais de uma lacuna identificada, por esse fato, o número de análises válidas ou nulas poderá ser maior que a quantidade de medidores válidos ou inválidos.

Tabela 4 – Avaliação das classificações das lacunas de medição, Distribuidora B.

Data da Análise	Corretas	Incorretas	Nulas	Válidas	Total/dia
03/10/2022	231	1	23	232	255
04/10/2022	236	0	23	236	259
05/10/2022	234	1	25	235	260
10/10/2022	246	0	31	246	277
Total	947	2	102	949	1051

Fonte: Autor.

4.3 ESTUDOS DE CASOS COM INCONSISTÊNCIAS

Serão descritos detalhadamente todos os quatro casos no qual foram identificadas análises incorretas realizadas pelo Algoritmo de Análise da Disponibilidade de Memória de Massa dos medidores do SMF, comparando com as verificações realizadas pelo analista voluntário e com as verificações manuais dos arquivos contendo os dados de medição dos respectivos medidores em estudo, com base nos critérios de avaliação dos resultados descritos neste capítulo.

4.3.1 Medidor Serial 86593

Avaliando especificamente a classificação realizada pelo AADMM durante a verificação nos dados de medição do medidor número 86593, sob a responsabilidade da Distribuidora A, foi identificado uma divergência na classificação quando comparado com verificação manual realizado pelo analista voluntário. O AADMM não identificou nenhum intervalo com ausência nos dados de medição, classificando-o como “NORMAL”, ilustrado na Figura 21 na coluna “Status”, contudo, a verificação do analista voluntário realizado no dia 24/10/2022, apontou uma ausência de dados de medição do dia 23/10/2022, apresentado na coluna “Classificação Analista”, apontando uma possível coleta destes dados faltantes.

Figura 21 – Classificação divergente, medidor 86593.

Medidor	Status	Período	Classificação Analista
86593	NORMAL	100%	coletar - 23

Fonte: Autor.

Ao existir a divergência entre estas classificações, foi aplicado o segundo critério de avaliação das análises realizadas pelo AADMM. Desta forma, foi verificado de forma manual diretamente no arquivo gerado pelo Hemera, os dados de medição referente ao medidor em análise, então foi identificado a ausência de dados nos canais de tensão de fase Vah, Vbh e Vch, com início às 21:40 (vinte e uma horas e quarenta minutos) do dia 23/10/2022, sem a normalização destas informações posteriormente, como destacado em vermelho na Figura 22.

Ao permanecer a divergência entre a classificação realizada pelo algoritmo e o padrão identificado nos dados de medição, adotou-se o terceiro critério de avaliação dos resultados, verificando a incorreta classificação da lacuna nos dados de medição a partir do AADMM. Para solucionar este erro, foram alterados alguns parâmetros de identificação dos dados ausentes

diretamente no código fonte da ferramenta computacional, sendo o ajuste bem-sucedido e posteriormente classificando corretamente a lacuna analisada, como destacado na Figura 23.

Figura 22 – Identificação da lacuna nos dados de medição.

DATA/Hora	00086593-EAE	00086593-EAR	00086593-ERE	00086593-ERR	00086593 - Vah	00086593 - Vbh	00086593 - Vch
2022/10/23 21:25:00	16,38000	0,00000	0,08400	0,00000	9,52500	9,58750	9,55000
2022/10/23 21:30:00	13,86000	0,00000	2,43600	0,00000	9,53750	9,57500	9,55000
2022/10/23 21:35:00	13,60800	0,00000	2,60400	0,00000	9,53750	9,58750	9,56250
2022/10/23 21:40:00	13,94400	0,00000	2,18400	0,00000			
2022/10/23 21:45:00	16,04400	0,00000	0,16800	0,00000			
2022/10/23 21:50:00	14,02800	0,00000	2,52000	0,00000			
2022/10/23 21:55:00	12,60000	0,00000	2,85600	0,00000			
2022/10/23 22:00:00	14,28000	0,00000	2,10000	0,00000			
2022/10/23 22:05:00	16,38000	0,00000	0,25200	0,00000			
2022/10/23 22:10:00	12,51600	0,00000	2,94000	0,00000			
2022/10/23 22:15:00	14,02800	0,00000	2,52000	0,00000			
2022/10/23 22:20:00	13,27200	0,00000	2,77200	0,00000			
2022/10/23 22:25:00	15,96000	0,00000	0,25200	0,00000			
2022/10/23 22:30:00	13,44000	0,00000	2,60400	0,00000			
2022/10/23 22:35:00	13,77600	0,00000	2,60400	0,00000			
2022/10/23 22:40:00	12,68400	0,00000	2,85600	0,00000			
2022/10/23 22:45:00	14,61600	0,00000	1,26000	0,00000			
2022/10/23 22:50:00	14,11200	0,00000	2,18400	0,00000			
2022/10/23 22:55:00	12,51600	0,00000	2,85600	0,00000			
2022/10/23 23:00:00	14,53200	0,00000	1,59600	0,00000			
2022/10/23 23:05:00	13,94400	0,00000	1,93200	0,00000			
2022/10/23 23:10:00	12,85200	0,00000	2,60400	0,00000			
2022/10/23 23:15:00	12,68400	0,00000	3,27600	0,00000			
2022/10/23 23:20:00	11,42400	0,00000	3,78000	0,00000			
2022/10/23 23:25:00	12,43200	0,00000	3,78000	0,00000			
2022/10/23 23:30:00	11,17200	0,00000	4,28400	0,00000			
2022/10/23 23:35:00	12,01200	0,00000	3,94800	0,00000			

Fonte: Autor.

Figura 23 - Classificação do medidor 86593 após correção.

Medidor	Status	Período
00086593	COLETAR	2022/10/23 21:40:00 até 2022/10/24 00:00:00

Fonte: Autor.

4.3.2 Medidor Serial 10300004

Verificando a classificação efetuada pelo AADMM com base nos dados de medição do medidor número 10300004, sob a responsabilidade da Distribuidora B, percebeu-se uma divergência quando comparada com a classificação descrita pelo analista voluntário. No qual o algoritmo apontou uma normalidade nas medições, contudo, o analista verificou durante a análise do dia 03/10/2022, a necessidade de coletar os dados de medição referentes ao dia 01/10/2022, conforme apresentado na Figura 24.

Figura 24 – Classificação divergente, medidor 10300004.

Medidor	Status	Período	Classificação Analista
10300004	NORMAL	100%	coletar 1

Fonte: Autor

Adotando o mesmo procedimento realizado no estudo de caso anterior, utilizou-se o critério 2 para avaliação desta classificação, no qual foi efetuado a verificação dos dados de medição no arquivo gerado pela tarefa de exportação de dados de medição do Hemera. A partir desta verificação, foi identificado no dia 01/10/2022, um único intervalo com dados faltantes referente ao horário de 00:05 (zero hora e cinco minutos), com ausência de informações nos canais de energia injetada ativa e reativa (EAR e ERR, respectivamente), além dos canais de tensão de fase Vah, Vbh e Vch, ilustrados na Figura 25. Após este intervalo, houve a normalização na coleta dos dados de medição. Ao identificar a divergência entre a classificação realizada pelo AADMM e o padrão da lacuna nos dados de medição, aplicou-se o terceiro critério de avaliação das classificações realizadas pela ferramenta computacional desenvolvida, atestando a incorreta análise efetuada pelo AADMM.

Figura 25 – Identificação do intervalo com ausência de dados de medição.

DATA/Hora	10300004-EAE	10300004-EAR	10300004-ERE	10300004-ERR	10300004 - Vah	10300004 - Vbh	10300004 - Vch
2022/10/01 00:05:00	1747,2000		76,8000				
2022/10/01 00:10:00	1728,0000	0,0000	76,8000	0,0000	6720,0000	6720,0000	6720,0000
2022/10/01 00:15:00	1747,2000	0,0000	76,8000	0,0000	6735,0000	6735,0000	6720,0000
2022/10/01 00:20:00	1708,8000	0,0000	19,2000	0,0000	6735,0000	6720,0000	6690,0000
2022/10/01 00:25:00	1708,8000	0,0000	96,0000	0,0000	6720,0000	6705,0000	6690,0000
2022/10/01 00:30:00	1708,8000	0,0000	76,8000	0,0000	6705,0000	6720,0000	6705,0000
2022/10/01 00:35:00	1689,6000	0,0000	76,8000	0,0000	6720,0000	6720,0000	6705,0000

Fonte: Autor

Após a identificação da classificação incorreta realizada pelo algoritmo, o ajuste realizado no AADMM para o caso apresentado na seção 4.3.1, também solucionou esta classificação incorreta. Contudo, verificando o padrão da lacuna, com início e finalização da ausência dos dados em 00:05 (zero hora e cinco minutos), pode-se afirmar que esta lacuna apresenta característica de provável ocorrência de medição no dia primeiro de outubro, conforme a Tabela 1 e apresentada na Figura 26 após a correção no código fonte.

Figura 26 - Classificação do medidor 10300004 após correção.

Medidor	Status	Período
10300004	PROVÁVEL OCORRÊNCIA	2022/10/01 00:05:00 a 2022/10/01 00:05:00

Fonte: Autor

4.3.3 Medidor Serial 88494

A análise realizada pelo algoritmo desenvolvido utilizando como base os dados do medidor com serial 88494 de responsabilidade da Distribuidora A, resultou em uma

classificação incorreta por não identificar a ausência de dados de medição no dia 03/10/2022 apontada pelo analista voluntário, como ilustrado na Figura 27.

Figura 27 - Classificação divergente, medidor 88494.

Medidor	Status	Período	Classificação Análisis
88494	NORMAL	100%	coletar - 3

Fonte: Autor

A ferramenta apontou a completa disponibilidade dos dados, contudo analisando manualmente as informações diretamente no arquivo de exportação, foi identificado uma lacuna nos dados coletados pelo medidor com início às 21:20 (vinte e uma horas e vinte minutos) nos canais de energia ativa e reativa recebida (EAR e ERR, respectivamente). No intervalo de tempo seguinte, os dados de tensão (Vah, Vbh e Vch) ficaram indisponíveis, não retornando à normalidade posteriormente, destacado na Figura 28.

Figura 28 - Identificação da lacuna nos dados do medidor 88494.

DATA/Hora	00088494-EAE	00088494-EAR	00088494-ERE	00088494-ERR	00088494 - Vah	00088494 - Vbh	00088494 - Vch
2022/10/03 21:05:00	9,24000	0,00000	1,98000	0,00000	18,41250	18,46250	18,38750
2022/10/03 21:10:00	4,47000	0,00000	0,87000	0,00000	18,57500	18,61250	18,53750
2022/10/03 21:15:00	4,47000	0,00000	0,87000	0,00000	18,57500	18,62500	18,53750
2022/10/03 21:20:00	4,47000		0,87000		18,57500	18,61250	18,53750
2022/10/03 21:25:00	4,50000		0,87000				
2022/10/03 21:30:00	4,47000		0,87000				
2022/10/03 21:35:00	4,56000		0,84000				
2022/10/03 21:40:00	4,44000		0,87000				
2022/10/03 21:45:00	4,50000		0,87000				
2022/10/03 21:50:00	4,50000		0,87000				
2022/10/03 21:55:00	4,53000		0,84000				
2022/10/03 22:00:00	4,50000		0,87000				
2022/10/03 22:05:00	4,53000		0,84000				
2022/10/03 22:10:00	4,50000		0,84000				
2022/10/03 22:15:00	4,53000		0,84000				
2022/10/03 22:20:00	4,53000		0,87000				
2022/10/03 22:25:00	4,53000		0,84000				
2022/10/03 22:30:00	4,53000		0,84000				
2022/10/03 22:35:00	4,53000		0,84000				
2022/10/03 22:40:00	4,50000		0,87000				
2022/10/03 22:45:00	4,56000		0,84000				

Fonte: Autor

Devido as divergências entre a classificação realizada pelo AADMM e as verificações realizadas pelo analista voluntário e pela análise manual no arquivo contendo os dados de medição, foi adotado o terceiro critério de avaliação, sendo considerada uma classificação incorreta efetuada pelo algoritmo de desenvolvido. Por fim, as modificações realizadas

anteriormente no código fonte do AADMM também solucionaram o erro na identificação da lacuna deste medidor, conforme destacado na Figura 29.

Figura 29 - Classificação do medidor 88494 após correção.

Medidor	Status	Período
00088494	COLETAR	2022/10/03 21:20:00 até 2022/10/04 00:00:00

Fonte: Autor

4.3.4 Medidor Serial PT-1006A163-01

Durante a análise nos dados do medidor com serial PT-1006A163-01 de responsabilidade da Distribuidora B, o algoritmo identificou uma lacuna nos dados de medição no dia 04/10/2022, classificando-o como uma possibilidade de coleta, ilustrado na Figura 30. Porém, ao comparar com o apontamento do analista voluntário, verificou-se a divergência entre as análises.

Figura 30 - Classificação divergente, medidor PT-1006A163-01.

Medidor	Status	Período	Classificação Analista
PT-1006A163-01	COLETAR	2022/10/04 23:20:00 até 2022/10/05 00:00:00	normal - oc 4/5

Fonte: Autor

Ainda de acordo com a Figura 30, o AADMM identificou a ausência de dados de medição referentes aos canais EAE, EAR, ERE e ERR, iniciando as 23:20 (vinte e três horas e vinte minutos) do dia 04/10/2022 e finalizando a 00:00 (zero hora) do dia 05/10/2022 com característica de possibilidade de coleta descrita como “COLETAR”. Contudo, o apontamento do analista identificou uma possível ocorrência de medição, abreviada de “OC”, entre os dias 4 e 5 de outubro de 2022. Devido a diferença entre as duas classificações, se fez necessário analisar manualmente os dados de medição presentes no arquivo exportado do Hemera.

Ao realizar esta análise diretamente no arquivo, foi identificado uma lacuna nos dados de medição do medidor PT-1006A163-01 com início às 23:20 (vinte e três horas e vinte minutos) do dia 04/10/2022, como apontado pelo algoritmo, porém com horário de finalização a 00:40 (zero hora e quarenta minutos) do dia 05/10/2022, assumindo característica de ocorrência de medição, como destacado na Figura 31.

Como informação adicional, medidores com seriais alfanuméricos (presença de letras e números), como exemplo deste medidor em análise, são identificados como modelos da linha ION da fabricante Schneider Electric, instalados apenas em clientes integrantes do ACL. Estes

medidores apresentam sete canais de medição de grandezas elétricas, porém os canais de tensão de fase Vah, Vbh e Vch não são compatíveis com a tarefa de exportação de dados de medição do sistema Hemera, não sendo disponibilizados nos arquivos contendo os dados de medição em formato de texto. O algoritmo possui a função para identificar esse tipo de medidor com base no código serial, ignorando os canais de tensão de fase com objetivo de não identificar falsas lacunas nos dados de medição devido à ausência dos canais de tensão.

Figura 31 - Identificação da lacuna nos dados do medidor PT-1006A163-01.

DATA/Hora	PT-1006A163-01-EAE	PT-1006A163-01-EAR	PT-1006A163-01-ERE	PT-1006A163-01-ERR
2022/10/04 23:00:00	101,6348	0,0000	0,0000	4,9083
2022/10/04 23:05:00	101,6580	0,0000	0,0000	4,9046
2022/10/04 23:10:00	101,6182	0,0000	0,0000	4,7690
2022/10/04 23:15:00	64,1560	0,0000	0,0000	2,9749
2022/10/04 23:20:00				
2022/10/04 23:25:00				
2022/10/04 23:30:00				
2022/10/04 23:35:00				
2022/10/04 23:40:00				
2022/10/04 23:45:00				
2022/10/04 23:50:00				
2022/10/04 23:55:00				
2022/10/05 00:00:00				
2022/10/05 00:05:00				
2022/10/05 00:10:00				
2022/10/05 00:15:00				
2022/10/05 00:20:00				
2022/10/05 00:25:00				
2022/10/05 00:30:00				
2022/10/05 00:35:00				
2022/10/05 00:40:00				
2022/10/05 00:45:00	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
2022/10/05 00:50:00	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
2022/10/05 00:55:00	0,0000	0,1571	0,0000	1,0467

Fonte: Autor

Devido a divergência entre as classificações realizadas pelo algoritmo, pelo analista e pela verificação manual do arquivo contendo os dados de medição, foi adotado o terceiro critério de avaliação das classificações realizadas pelo AADMM, considerando incorreta a análise realizada pela ferramenta computacional. Contudo, esta classificação incorreta pode ser justificada pelo fato de que a data de referência desta análise em específico foi definida como 05/10/2022, logo o algoritmo realizou a análise dos dados de medição até a 00:00 (zero hora) do dia de referência, coincidindo com o horário de finalização da lacuna identificada pelo algoritmo. Concluindo que neste caso, o algoritmo classificou a lacuna identificada de forma equivocada devido a limitação de horário da data de referência inserida no algoritmo, a análise realizada no dia 10/10/2022 identificou corretamente esta mesma lacuna, conforme destacado

na Figura 32. Será necessário o desenvolvimento de uma lógica aprimorada para o parâmetro da data de referência, visando evitar erros nas classificações em situações semelhantes.

Figura 32 - Classificação correta realizada em 10/10/2022.

Medidor	Status	Período	Classificação Analista
PT-1006A163-01	PROVÁVEL OCORRÊNCIA	2022/10/04 23:20:00 a 2022/10/05 00:40:00	normal - oc

Fonte: Autor

5 CONCLUSÃO

O desenvolvimento do Algoritmo de Análise da Disponibilidade de Memória de Massa dos medidores do SMF (AADMM) possibilitou aplicação de conceitos interdisciplinares adquiridos durante a graduação em um contexto real de análise de dados de medição dos agentes participantes do ACL. Temas referentes às disciplinas de Lógica de Programação, Eletricidade Básica e Gerenciamento de Energia Elétrica foram fundamentais para realização deste trabalho.

A ausência de dados de medição de consumidores livres, geradores de energia elétrica e medições de fronteira, pode ocasionar penalidades e multas impostas pela CCEE e reguladas pela ANEEL aos agentes de medição, sendo na grande maioria das ocasiões as concessionárias de distribuição de energia elétrica locais. Com o objetivo de aumentar a agilidade na identificação de lacunas nos dados de medição, foi sugerido o desenvolvimento de uma ferramenta computacional capaz de efetuar esta função de maneira automatizada.

O AADMM foi desenvolvido com base na linguagem de programação Python, utilizando conceitos de análise de dados e processamento paralelo, visando manter a confiabilidade da análise e diminuindo o tempo de execução da verificação da disponibilidade dos dados medição dos medidores do SMF de forma significativa. Foram realizadas 3.478 (três mil quatrocentos e setenta e oito) análises durante os testes de desempenho do algoritmo desenvolvido, sendo 3.141 (três mil cento e quarenta e uma) análises válidas, utilizando dados de medição de 765 (setecentos e sessenta e cinco) medidores sob responsabilidade de duas empresas concessionárias de distribuição do Grupo Energisa.

Durante a exposição dos resultados obtidos nos testes realizados, foram demonstrados que todos os objetivos propostos foram atendidos com êxito. O AADMM finalizou a análise dos dados de medição de ambas as distribuidoras de energia de forma simultânea em um tempo médio de 50 (cinquenta) segundos, diminuindo de forma significativa o tempo de execução deste processo quando comparado com o procedimento manual realizado atualmente. Foram realizadas 3.137 (três mil cento e trinta e sete) classificações corretas, correspondendo a 99,87% das classificações válidas. Após as correções realizadas no código fonte do AADMM, 3.140 (três mil cento e quarenta) classificações foram efetuadas corretamente, representando 99,97% do total das classificações válidas realizadas pelo algoritmo, sendo constatando a confiabilidade nas classificações realizadas pelo Algoritmo de Análise da Disponibilidade de Memória de Massa dos medidores do SMF.

5.1 PONTOS DE MELHORIA

Durante a realização dos testes com o AADMM, foi verificada a possibilidade de melhorias no desenvolvimento do algoritmo, na tentativa de otimizar o desempenho do processamento e análise dos dados de medição e melhorar a experiência do usuário ao manusear a ferramenta computacional. Entre as ideias de melhorias identificadas, estão:

- Otimização da lógica de programação, visando a diminuição no tempo de processamento dos dados;
- Aprimorar as lógicas de programação para identificar padrões de ausência de dados de medição, com objetivo de diminuir a quantidade de erros nas classificações das análises;
- Desenvolver uma versão executável sem a necessidade da instalação do Python no equipamento a ser utilizado o algoritmo.
- Desenvolver uma interface visual para melhorar a experiência do usuário.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). **NBR 14519**. Medidores eletrônicos de energia elétrica (estáticos) - Especificação. Rio de Janeiro: maio, 2000.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Resolução Normativa Aneel n. 1.000**, 7 dez. 2021. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20211000.pdf>>. Acesso em: 28 out. 2022.

BRASIL. **Lei n. 9.074, de 7 de julho de 1995**. Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9074cons.htm>. Acesso em: 22 out. 2022.

BRASIL. **Lei n. 10.848, de 15 de março de 2004**. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis nºs 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências. 2004a. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/l10.848.htm>. Acesso em: 21 out. 2022.

BRASIL. **Decreto n. 5.163, de 30 de julho de 2004**. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. 2004b. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5163.HTM>. Acesso em: 22 out. 2022.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Conheça as instituições do setor elétrico brasileiro e as competências de cada uma**. Brasília, 2021. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/conheca-as-instituicoes-do-setor-eletrico-brasileiro-e-as-competencias-de-cada-uma>>. Acesso em: 15 out. 2022.

CAS Tecnologia. **Plataforma Hemera**. [2022?] Disponível em: <<https://www.castecnologia.com.br/produtos-e-solucoes/plataforma-hemera/#toggle-id-5-closed>>. Acesso em: 02 nov. 2022.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE). **Sobre Nós**. [2022?]. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/web/guest/sobrenos>>. Acesso em: 22 out. 2022.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE). **Módulo 00 – Preço de Liquidação das Diferenças**. 2022. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/documents/80415/919404/00%20-%20Pre%C3%A7o%20de%20Liquida%C3%A7%C3%A3o%20das%20Diferen%C3%A7as_2022.5.0.pdf/641747b6-d906-da4c-3798-35a1fd4dae99>. Acesso em: 28 out. 2022.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE). **Submódulo 6.1 – Penalidades de medição e multas**. 2022. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/documents/80415/919498/6.1%20-%20Penalidades%20de%20medi%C3%A7%C3%A3o%20e%20multas_v4.0.pdf/d104d6b6-6309-7a0b-6b0f-1e66d655e7f3>. Acesso em: 30 out. 2022.

CAS TECNOLOGIA. **Plataforma Hemera**. [202?]. Disponível em: <<https://www.castecnologia.com.br/produtos-e-solucoes/plataforma-hemera/>>. Acesso em: 10 dez. 2022.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Balanco Energético Nacional 2022**. 2022. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-675/topico-638/BEN2022.pdf>>. Acesso em: 17 out. 2022.

ENERGISA. **Norma de Distribuição Unificada NDU – 002**. Jun. 2019. Disponível em: <<https://www.energisa.com.br/Documents/Normas%20t%C3%A9cnicas/NDU%20002%20-%20Fornecimento%20de%20Energia%20El%C3%A9trica%20em%20Tens%C3%A3o%20Prim%C3%A1ria.pdf>>. Acesso em: 03 jan. 2023.

ENERGISA. **Norma de Distribuição Unificada NDU – 001**. Out. 2020. Disponível em: <<https://www.energisa.com.br/Documents/Normas%20t%C3%A9cnicas/NDU%20001%20-%20Fornecimento%20de%20energia%20el%C3%A9trica%20a%20edifica%C3%A7%C3%B5es%20individuais%20ou%20agrupadas%20at%C3%A9%203%20unidades%20consumidoras.pdf>>. Acesso em: 03 jan. 2023.

INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGIA, QUALIDADE E TECNOLOGIA (INMETRO), **Aula 3 - Conceitos Técnicos da Metrologia**, out. 2020. Disponível em: <<https://repositorio.enap.gov.br/bitstream/1/6687/5/M%C3%B3dulo%203%20Conceitos%20T%C3%A9cnicos%20em%20Metrologia.pdf>>. Acesso em: 18 dez. 2022.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). **Integração Eletroenergética**. 2010. Disponível em: <https://www.ons.org.br/sites/multimedia/Documentos%20Compartilhados/dados/dados_relevantes_2010/0401_integracao_eletroenergetica.html>. Acesso em: 17 fev. 2023.

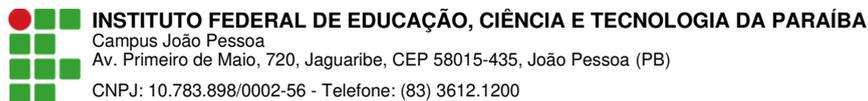
OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). **O Sistema Interligado Nacional**. [2022a?]. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>>. Acesso em: 12 out. 2022.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). **Sistemas Isolados**. [2022b?]. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/sistemas-isolados>>. Acesso em: 25 out. 2022.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). **Submódulo 2.14 – Requisitos mínimos para o Sistema de Medição para Faturamento**. 2022. Disponível em: <https://apps08.ons.org.br/ONS.Sintegre.Proxy/ecmprsite/ecmfragmentsdocuments/Subm%C3%B3dulo%202.14-RQ_2022.10.docx_327120d5-e044-40d8-ba2f-1ec7066124ca.pdf>. Acesso em: 20 out. 2022.

TANSFORMAÇÃO DIGITAL, **Conceitos de Big Data: o que é processamento paralelo?**. 19 jul. 2018. Disponível em: <<https://transformacaodigital.com/dados/conceitos-de-big-data-o-que-e-processamento-paralelo/>>. Acesso em: 14 nov. 2022.

VIEIRA, Caroline. HI Tecnologia. **Conheça 4 vantagens de utilizar um sistema SCADA**. 2021. Disponível em: <<https://www.hitecnologia.com.br/conheca-4-vantagens-de-utilizar-um-sistema-scada/>>. Acesso em: 22 out. 2022.



Documento Digitalizado Ostensivo (Público)

TCC - Carlos Alberto Rodrigues Filho

Assunto: TCC - Carlos Alberto Rodrigues Filho
Assinado por: Carlos Filho
Tipo do Documento: Anexo
Situação: Finalizado
Nível de Acesso: Ostensivo (Público)
Tipo do Conferência: Cópia Simples

Documento assinado eletronicamente por:

- **Carlos Alberto Rodrigues Filho, ALUNO (20162610009) DE BACHARELADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA - JOÃO PESSOA**, em 02/03/2023 19:50:10.

Este documento foi armazenado no SUAP em 02/03/2023. Para comprovar sua integridade, faça a leitura do QRCode ao lado ou acesse <https://suap.ifpb.edu.br/verificar-documento-externo/> e forneça os dados abaixo:

Código Verificador: 764810
Código de Autenticação: f5a1f481dd

