

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO – USP
ESCOLA DE ENGENHARIA ELÉTRICA DE SÃO CARLOS – EESC
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E DE COMPUTAÇÃO – SEL

**MELHORIAS NO PROCESSO DE DETECÇÃO DO MÁXIMO
CARREGAMENTO DE SUBESTAÇÕES E TRANSFORMADORES EM UMA
DISTRIBUIDORA DE ENERGIA ELÉTRICA**

São Carlos,
2019

GABRIEL PASCON

**MELHORIAS NO PROCESSO DE DETECÇÃO DO
MÁXIMO CARREGAMENTO DE SUBESTAÇÕES E
TRANSFORMADORES EM UMA DISTRIBUIDORA DE
ENERGIA ELÉTRICA**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à Escola de
Engenharia de São Carlos, da Universidade de São Paulo

ORIENTADOR: Prof. Dr. José Carlos de Melo
Vieira Jr.

São Carlos

2019

AUTORIZO A REPRODUÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca Prof. Dr. Sérgio Rodrigues Fontes da EESC/USP com os dados inseridos pelo(a) autor(a).

P281m Pascon, Gabriel
Melhorias no processo de detecção do máximo carregamento de subestações e transformadores em uma distribuidora de energia elétrica / Gabriel Pascon; orientador José Carlos de Melo Vieira Jr. São Carlos, 2019.

Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica com ênfase em Eletrônica) -- Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, 2019.

1. Sistema elétrico. 2. Otimização de processo de medição. 3. Regulação de distribuição. I. Título.

FOLHA DE APROVAÇÃO

Nome: Gabriel Pascon

Título: “Melhorias no processo de detecção do máximo carregamento de subestações e transformadores em uma distribuidora de energia elétrica”

Trabalho de Conclusão de Curso defendido e aprovado
em 28/11/2019,

com NOTA 6,0 (seis, zero), pela Comissão Julgadora:

*Prof. Associado José Carlos de Melo Vieira Júnior - Orientador -
SEL/EESC/USP*

Prof. Associado Rogério Andrade Flauzino - SEL/EESC/USP

*Mestre Gustavo Gonçalves dos Santos - Doutorando -
SEL/EESC/USP*

Coordenador da CoC-Engenharia Elétrica - EESC/USP:
Prof. Associado Rogério Andrade Flauzino

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	7
2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	9
2.1. Distribuição de energia elétrica no Brasil	9
2.2. ANEEL e ONS – Fiscalização na distribuição de energia elétrica	10
2.3. Regulamentação com base na ANEEL	11
2.4. Remuneração de distribuidoras de energia elétrica	12
2.5. Medidores de energia elétrica.....	16
2.6. Tipos de medição a serem expurgadas	17
3. METODOLOGIA	19
3.1. Modelo de painel para a análise gráfica da demanda	20
3.2. Mapeamento do Sistema	21
3.2.1.Aba “Integração”	23
3.2.2.Aba “Painel”	26
3.2.3.Aba “Painel TR”	27
3.2.4.Aba “Relatório”	29
3.3. Passo a passo para a realização da análise.....	30
4. RESULTADOS	34
4.1. Estudo de caso 1	34
4.2. Estudo de caso 2	37
4.3. Estudo de caso 3	39
4.4. Comparação entre o método antigo e o proposto	40
5. CONCLUSÕES.....	42
6. REFÊRENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	44

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Medição da potência aparente de uma real subestação.....	18
Figura 2. Gráfico da medição do pico da Figura 1	18
Figura 3. Ambiente desenvolvido para a detecção do máximo carregamento	20
Figura 4. Energia Aparente	22
Figura 5. Carregamento de Transformadores.....	23
Figura 6. Carregamento de Subestação	24
Figura 7. Relatório de Subestação	24
Figura 8. Relatório de Planilha.....	26
Figura 9. Análise de dados tratados de uma subestação.....	28
Figura 10. Análise de dados tratados de uma subestação	30
Figura 11. Fluxograma de funcionamento do sistema pt.1	32
Figura 12. Fluxograma de funcionamento do sistema pt.2	33
Figura 13. Fluxograma de funcionamento do sistema pt.3	34
Figura 14. Página inicial aba Painel - Interface para o início da análise da “Subestação A”;	35
Figura 15. Gráfico com zoom e medição que deve ser excluída por erro de medição - “Subestação A” com zoom em sua máxima medição.	36
Figura 16. Curva de carga da Subestação após a exclusão da medição correspondente a um erro de medição.....	37
Figura 17. Subestação A após o expurgo das medições necessárias.....	37
Figura 18. Página inicial aba Painel -Interface para o início da análise da “Subestação B”	38
Figura 19. Subestação B com zoom em sua máxima medição	39
Figura 20. Curva de carga da Subestação após a exclusão do período em que se verificou uma manobra de transferência de carga para a subestação.	39
Figura 21. Página inicial aba Painel - Interface para o início da análise da “Subestação C”	40
Figura 22. “Subestação C” com zoom em sua máxima medição.....	41

RESUMO

O setor energético é um dos principais fornecedores de recursos financeiros para o país. Desde a década de 1990 inúmeras modificações estruturais, institucionais e organizacionais ocorreram, porém, essas não foram suficientes para evitar uma crise de abastecimento observada no ano de 2001. A partir disto, surge a necessidade de se adaptar o setor elétrico, com novas propostas e visões de regulação. Atualmente, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) atua como agência reguladora, organizando todo o processo interno e externo, da produção até o consumo final de energia elétrica.

Sabe-se que perdas de energia ocorrem no decorrer dos processos de transmissão e distribuição. Partindo disto, o presente estudo teve por objetivo desenvolver um ambiente dinâmico de simples manuseio a fim de possibilitar a análise dos dados do máximo carregamento de transformadores e subestações de modo rápido e eficiente. Para tanto, propõe-se uma pesquisa baseada em estudos de caso, na qual observam-se as peculiaridades e situações encontradas em várias medições, e propõem-se melhorias em tal sistema de medidas. Os resultados obtidos permitiram otimizar o processo de medição que demandava dias de atuação do analista da concessionária distribuidora.

Palavras-Chave: Sistema Elétrico; Otimização de Processo de Medição; Regulação de Distribuição

ABSTRACT

The energy sector is one of the main providers of financial resources for the country. Since the 1990s, many structural, institutional and organizational changes have taken place. However, these were not enough to avoid a supply crisis in 2001. From this, the need arises to adapt to the electricity sector, with new proposals and regulatory visions. Currently, the Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) acts as a regulatory agency, organizing the entire internal and external process, from production to final consumption of electrical energy.

Energy losses are known to occur during the transmission and distribution processes. From this, the present study aimed to develop a dynamic environment to easily analyze the maximum load of transformers and substations. Therefore, it is proposed a research based on case studies, which observes the peculiarities and situations found in various measurements, and proposes improvements in such a measurement system. The results obtained allowed us to optimize the measurement process that typically represents high load work to the utilities' analysis.

Keywords: Electric System; Measurement Process Optimization; Distribution Regulation

1. INTRODUÇÃO

A eficiência energética é reconhecida nos vários setores de atividade, tais quais o governamental, acadêmico e o empresarial, como um mecanismo de redução de custos e impacto ambiental e incentiva, inclusive, outras melhorias, como a qualidade da energia elétrica em geral. Ela é definida pela relação entre a quantidade de energia empregada em uma determinada atividade e aquela disponibilizada para a sua realização. Para se obter a eficiência nesse setor faz-se necessária a otimização das transformações, do transporte e do uso dos recursos energéticos desde a geração até o consumo final (ARAÚJO, 2018).

Sabe-se que distribuição de energia busca atingir a diferentes tipos de consumidores, residenciais, comerciais ou industriais, de modo que chegue como: 1) baixa tensão (na qual todos os aparelhos deverão estar ligados diretamente); 2) média tensão (alimenta todos os postos de transformação) e, 3) alta tensão (fornece energia a subestações). As redes podem receber energia de várias fontes como, solar, hídrica, eólica, etc. (FERREIRA, 2018).

A remuneração de investimentos na rede de uma empresa de distribuição é regulamentada pelo governo, e refletem na conta do consumidor final. Deste modo, a compra de transformadores, assim como a construção de novas subestações devem ocorrer de maneira prudente. O carregamento de um transformador deve atingir 100% ao final de um período de 10 anos, sendo acompanhado anualmente pelos órgãos reguladores, para que a concessionária possa ter seu investimento retornado em sua totalidade. A observação do nível de carregamento de uma subestação é fundamental para a tomada de decisões de planejamento de investimentos e controle dos ativos da empresa, como a expansão e manutenção de redes. (ANEEL, 2018)

Atualmente, a análise do carregamento de transformadores se dá através da observação de medições, que são extraídas de 15 em 15 minutos, periódicas de 1 ano.

Muitas vezes, ocorrem falhas dos medidores e/ou picos de carga provenientes de eventos atmosféricos ou manobras de cargas, que são o direcionamento da carga de alguma subestação, que por algum motivo deixou de ser energizada, ou está com sobrecarga, para outra subestação, fazendo a curva de carga desta segunda subestação se elevar e não representar a real curva de carga que esta subestação atende. Portanto, tais medições devem ser expurgadas e não utilizadas na análise final anual.

Como é um volume muito grande de dados e transformadores, o processo de identificação dessas falhas de medição e expurgo destas, uma a uma, demanda muito tempo.

Partindo disto, o presente estudo busca propor o desenvolvimento de uma plataforma que possibilite um melhor aproveitamento do tempo e visualização com maior eficácia do máximo carregamento dos transformadores.

Como os investimentos de uma distribuidora de energia elétrica são considerados na fatura dos consumidores, possibilita-se um melhor planejamento de investimento e, conseqüentemente, um melhor aproveitamento destes recursos pela população.

O objetivo de pesquisa é desenvolver um ambiente dinâmico de simples manuseio a fim de possibilitar uma análise rápida e eficiente do máximo carregamento de transformadores e subestações, juntamente com uma análise de caso, observando as peculiaridades e situações encontradas em várias medições.

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

A presente seção corresponde à fundamentação do tema abordado neste trabalho reunindo elementos que corroboram para a posterior discussão.

Os itens abordados nesta seção são: 1) Distribuição de Energia Elétrica no Brasil; 2) ANEEL e Operador Nacional do Sistema (ONS) – Fiscalização na distribuição de energia elétrica; 3) Regulamentação com base na ANEEL; 4) Remuneração de distribuidoras de energia elétrica; 5) Medidores de energia elétrica; 6) Tipos de medições a serem expurgadas.

2.1. Distribuição de Energia Elétrica no Brasil

A energia elétrica é um bem essencial ao mundo moderno e está intimamente ligada ao desenvolvimento das economias e à qualidade de vida das sociedades. Nesse contexto, a disponibilização dos serviços de eletricidade aparece sempre como um tema atual e de grande relevância (SILVA, 2013).

Ao longo dos anos o sistema elétrico brasileiro vem passando por transformações, se aprimorando, sendo que, desde a década de 1990, com a privatização das companhias energéticas muito se modificou, tornando-se verticalizado. Conseqüentemente, com a crise de 2001, na qual ocorreu a necessidade de racionamento de energia, cria-se um Novo Modelo do Setor Elétrico (NMSE). Este trouxe expansão ao setor e um planejamento mais efetivo de distribuição (CPFL, 2014).

O sistema de distribuição de energia consiste em um sistema complexo, sendo impossível que este seja imune às perturbações, defeitos e falhas diversas. Desse modo, a falta de planejamento pode ocasionar a interrupção do fornecimento, e acarretar em prejuízos a todos os que consomem e fornecem essa energia (LEME et al., 2013). A fim de evitar tais transtornos, o país possui a regulação da ANEEL.

De acordo com ANEEL (2012, p.3):

Os Procedimentos de Distribuição são documentos elaborados pela ANEEL, com a participação dos agentes de distribuição e de outras entidades e associações do setor elétrico nacional, que normatizam e padronizam as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica.

Compreende-se, portanto, que a distribuição configura-se como elemento fundamental de análise frente a demanda de custos e ganhos no cenário elétrico.

2.2. ANEEL e ONS – Fiscalização na Distribuição de Energia Elétrica

Para que os serviços de distribuição de energia elétrica sejam prestados de forma adequada, a fiscalização realizada pelas Agências reguladoras verifica o cumprimento do contrato de concessão e da legislação vigente pela respectiva concessionária, observando a evolução dos padrões de segurança, regularidade e continuidade, que traduzem a qualidade do fornecimento e do atendimento ao usuário (PEDROSO; SOUSA, 2017).

Segundo Queiroz (2010, p.1):

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) possui a responsabilidade de regular a distribuição da energia elétrica, devendo criar mecanismos para mensurar a eficiência das distribuidoras, muitas vezes associando penalidades e incentivos para atingir este objetivo. Com relação às perdas técnicas, a ANEEL deve avaliar se os níveis verificados nas distribuidoras são adequados. Para tanto, é necessário conhecer os níveis de perdas técnicas das distribuidoras e desenvolver mecanismos de avaliação dos mesmos

O Brasil, em 2018, possuía 105 distribuidoras de energia elétrica, sendo 54 concessionárias e 38 permissionárias, além de 13 cooperativas de eletrização rural, que atuam sob autorização precária e estão em processo de regularização para serem concessionárias ou permissionárias (ANEEL, 2018).

De acordo com a ANEEL (2012):

As distribuidoras são empresas de grande porte que funcionam como elo entre o setor de energia elétrica e a sociedade, visto que suas instalações recebem das companhias de transmissão todo o suprimento destinado ao abastecimento no país. Nas redes de transmissão, após deixar a usina, a energia elétrica trafega em tensão que varia de 88 kV (quilovolts) a 750 kV. Ao chegar às subestações das distribuidoras, a tensão é rebaixada e, por meio de um sistema composto por fios, postes e transformadores, chega à unidade final em 127 volts ou 220 volts. Exceção a essa regra são algumas unidades industriais que

podem operar com tensões mais elevadas em suas linhas de produção e recebem energia elétrica diretamente da subestação da distribuidora (pela chamada rede de subtransmissão).

Assim, tem-se que a transmissão e a distribuição de energia elétrica compreendem monopólios naturais, que são controlados por uma empresa, pois tem seus custos fixos extremamente elevados e custos variáveis baixos, assim como, por exemplo, o sistema de transporte público e saneamento básico. Desse modo, atualmente, 63 empresas são responsáveis por distribuir energia no Brasil. Tais concessionárias possuem Contrato de Concessão, emitidos pelo governo federal, a fim de que possam explorar o território brasileiro (BAJAY et al., 2018). Deve-se ressaltar que todas as concessionárias são regulamentadas pela ANEEL.

2.3. Regulamentação com base na ANEEL

Quando se pensa em regulação, a tendência natural é se concentrar no processo de definição de tarifas. Mas a regulação não se limita apenas à relação entre preço e quantidade porque há outra dimensão tão importante quanto a modicidade tarifária: a qualidade da energia (WHITE PAPER, 2014).

A ANEEL divide a regulamentação da qualidade em dois grandes blocos:

- a. A ‘qualidade do produto’, em que trata da regulação da conformidade; e
- b. A ‘qualidade do serviço’, em que trata da confiabilidade e do atendimento comercial.

De acordo com a ANEEL (2018), as principais atividades da regulação da distribuição são:

- Estabelecimento de regras e procedimentos referentes ao planejamento da expansão, ao acesso, operação e medição dos sistemas de distribuição incluindo o desenvolvimento de redes inteligentes e o gerenciamento do lado da demanda;
- Estabelecimento dos indicadores de qualidade do serviço e do produto energia elétrica;
- Regulação das condições gerais de fornecimento de energia elétrica;
- Implementação e acompanhamento da universalização do acesso à energia elétrica e;
- Implementação e aplicação da tarifa social de energia elétrica.

White Paper (2014) afirma que a regulação consiste em um desafio, pois abrange a qualidade do fornecimento, bem como a execução e fiscalização apropriada.

Somado a isto, tem-se que outro fator a ser regulado pela ANEEL remete-se à economia. De acordo com (SANTOS, 2003, p.51):

A regulação de preços refere-se àquela em que se pode especificar um preço particular em que poucas firmas pudessem se manter e com isso restringir o mercado. Pode-se regular o preço de monopólio através do estabelecimento de preço máximo; ou num determinado setor onde possam ser estabelecidos preços máximos e preços mínimos. Na prática, a regulação de preços pode ser o principal meio pelo qual a agência reguladora tem como último objetivo de restringir o lucro da indústria.

2.4. Remuneração de Distribuidoras de Energia Elétrica

As empresas Distribuidoras são responsáveis por receber a energia elétrica das Transmissoras e distribuí-la nos centros consumidores (FARINA, 2017), enquanto que a ANEEL é o órgão responsável pela fiscalização.

De acordo com o Relatório Tendências Regulatória do Setor Elétrico Brasileiro (2014, p.75):

A ANEEL foi criada com as atribuições de fixar tarifas e fiscalizar tanto a qualidade dos serviços como o cumprimento dos contratos. Em conjunto com a criação da ANEEL, foi adotado um novo modelo institucional do setor, onde é estipulada a forma de concorrência ou leilão para licitação e exploração dos potenciais hidráulicos.

Além disto, a ANEEL também é a responsável por fiscalizar e medir a energia elétrica distribuída. Assim, Andrade (2015, p.18) afirma que “várias formas de regulação são utilizadas para a fixação do preço de tarifas, podendo dividi-las em duas categorias principais: regulação por custos e por incentivos”.

Sabe-se que a procura pela energia elétrica por distribuidores e consumidores livres possui regulação interna, regida por contratos. Tal procura supre-se da energia disponibilizada no SIN - Sistema Interligado Nacional (FARINA, 2017).

Sistema Interligado Nacional consiste em um sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil, ele é um sistema hidro-termo-eólico de grande porte, com predominância de usinas hidrelétricas e com múltiplos proprietários. O SIN é constituído por quatro subsistemas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e a maior parte da região Norte (ONS, 2019).

As transmissoras que compõem o SIN transmitem energia em alta tensão. As distribuidoras trabalham com as faixas de média e baixa tensão, atendendo clientes livres e possuem concessões da distribuição da energia elétrica em cidades.

Portanto, Farina (2017, p.29) relata que:

Com a introdução de um novo modelo para o Setor Elétrico, a partir de 1995, dando ênfase a um Estado Regulador em detrimento ao Estado Empreendedor, empresas privadas foram atraídas a participar em atividades do Setor Elétrico Brasileiro.

Isso gerou um monopólio frente ao setor elétrico brasileiro. Assim, por se tratar de um monopólio natural, não existem outras empresas que disputam o mesmo cliente (exceto clientes livres), pois a detenção da distribuição da energia elétrica é só de uma empresa.

É o que confirma Ramos, Brandão e Castro (2012, p.5):

O serviço de distribuição de energia elétrica é considerado na literatura econômica como um exemplo clássico de monopólio natural. Uma atividade econômica dá origem a uma estrutura de mercado de monopólio natural quando a produção é mais eficiente do ponto de vista técnico e econômico quando há apenas uma firma atuando no segmento específico do mercado. É evidente, por exemplo, que se houvesse várias firmas a operar redes de telefonia fixa ou de eletricidade em uma mesma cidade, o investimento para construção de várias redes em paralelo e o custo de mantê-las e administrá-las seriam maiores do que em uma situação em que houvesse apenas uma firma prestando o serviço de redes.

Portanto, como os investimentos necessários para criar uma nova rede são muito altos e seus custos de manutenção baixos, a entrada de novas empresas se torna inviável.

Somado a isto, tem-se a privatização do setor energético. Na época do governo do ex-presidente Fernando Henrique Cardoso, as taxas de energia eram muito elevadas, chegando a ser consideradas como a quinta mais cara do mundo. Assim, o sistema de gerenciamento de tarifas contribui para o beneficiamento de grandes empresas, não a seus consumidores (VINICIUS NETTO; HENKES, 2015)

Assim, mantém-se um monopólio com custos elevados. De acordo com a CPFL (2014, p.160):

A ANEEL é a responsável por celebrar os contratos em nome do Poder Concedente, que indicam os direitos e deveres do concessionário, além de fiscalizar a execução do serviço prestado. As receitas recebidas pelo transmissor são compostas de encargos de uso do sistema de transmissão, pagos por todos os usuários da rede básica, incluindo geradores, distribuidoras e alguns consumidores de grande porte. Desde a reforma do setor nos anos de 1990, há livre acesso às instalações de transmissão e o sistema é operado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

Desse modo, para que não haja um controle da tarifa absoluto da empresa, órgãos do governo fiscalizam e aprovam ou reprovam investimentos na rede elétrica que são repassados aos clientes finais em suas faturas. Essa regulamentação é feita pela ANEEL que através do PRORET (Procedimentos de Regulação Tarifária), no submódulo 2.3, denominado de Base de Regulamentação Tarifária, determina a metodologia de como é calculada a Base de Remuneração Regulatória (BRR) e a Base de Anuidade Regulatória (BAR) das empresas que fornecem o serviço público de distribuição de energia elétrica.

A Base de Remuneração Regulatória (BRR) proposta pela ANEEL (2013) é composta pelos valores dos seguintes itens:

I – Ativo Imobilizado em Serviço (AIS), avaliado e depreciado (ou amortizado, conforme caso específico), considerando os seguintes grupos de contas de ativos:

- i) Terrenos – Distribuição, Geração;
- ii) Reservatórios, barragens e adutoras;
- iii) Edificações, obras civis e benfeitorias – Distribuição, Geração e;
- iv) Máquinas e equipamentos – Distribuição, Geração.

II – Intangível, considerando a conta de Servidões;

III – Almoxarifado de operação e;

IV – Obrigações especiais.

Tem-se ainda a Base de Anuidade Regulatória (BAR), esta é composta por valores equivalentes aos seguintes grupos de contas do AIS e Intangível (ANEEL, 2013):

I – Intangível – Software, Outros;

II – Terrenos – Administração;

III – Edificações, obras civis e benfeitorias – Administração;

IV – Máquinas e equipamentos – Administração;

V – Veículos e;

VI – Móveis e utensílios.

Os transformadores de subestações encontram-se na classe de Ativos Imobilizados em Serviço e sua remuneração para as distribuidoras se dá através de diversos critérios que estão descritos nos capítulos 3 e 4 do submódulo 2.3 do PRORET.

Destaca-se que a avaliação de ativos desta classe ocorre através do Método do Valor Novo de Reposição, descrito no documento como:

O Método do Valor Novo de Reposição – VNR estabelece que cada ativo é valorado, a preços atuais, por todos os gastos necessários para sua substituição por idêntico, similar ou equivalente que efetue os mesmos serviços e tenha a mesma capacidade do ativo existente. Para fins deste Submódulo, a aplicação deste método se dá pela utilização do Banco de Preços Referenciais, do Banco de Preços da Concessionária ou de Orçamento Referencial (VALOR ECONOMICO, 2019, p.x).

O valor a ser remunerado para a distribuidora passa por um índice de aproveitamento, o IAS (Índice de Aproveitamento para Subestações) considerando o aproveitamento da subestação num período de 10 anos após sua instalação, que varia de 0 a 100%, destacando a importância de um planejamento prudente e responsável.

O IAS (Índice de Aproveitamento para Subestações) é calculado pelo produto do Fator de Utilização da Subestação (FUS) e a Expectativa de Crescimento da Carga para os próximos 10 anos (ECC), ou seja,

$$IAS(\%) = FUS \times ECC \times 100 \quad (1)$$

Tem-se o FUS como a razão entre a Demanda Máxima Verificada nos últimos 2 anos (DMV) e a Potência Total Instalada em MVA (PTI):

$$FUS = \frac{DMV}{PTI} \quad (2)$$

A Expectativa de Crescimento da Carga para os próximos 10 anos (ECC) se dá por:

$$ECC = (1 + TCA_1) \times (1 + TCA_2) \times \dots \times (1 + TCA_{10}) \quad (3)$$

sendo TCA a estimativa percentual de crescimento anual de carga máxima atendida pela subestação.

Tem-se também que transformadores reservas, que são instalados a fim de garantir a estabilidade e qualidade da rede elétrica são também remunerados 100% desde que estejam disponíveis imediatamente ou em um curto período de tempo quando necessários. Sendo assim, é de grande importância a correta identificação da máxima demanda de uma subestação por parte da distribuidora para ter um cálculo apurado do IAS, uma vez que os dados também são analisados pelo órgão regulador.

2.5. Medidores de energia elétrica

A medição da energia elétrica é empregada, na prática, para possibilitar a entidade fornecedora o faturamento adequado da quantidade de energia elétrica consumida por cada usuário, dentro de uma tarifa estabelecida (MÍNGUEZ, 2007). Portanto, os medidores utilizados para a aquisição de dados calculam a demanda de energia a partir da integralização da energia medida. As medições podem ser eletrônicas ou magnéticas.

Como há uma maior disponibilidade no mercado e tem um menor custo, os medidores eletromecânicos representam a grande maior parte dos medidores no Brasil. Seu funcionamento ocorre com a interação entre os campos magnéticos das bobinas de corrente e tensão, tendo como seu princípio de funcionamento a indução, assim, gerando um movimento mecânico de rotação no disco, que por sua vez contabiliza a quantidade de energia elétrica gasta pelo usuário. Outra vantagem dos medidores eletromecânicos é a sua grande durabilidade, por volta de 25 anos.

Nos últimos anos, surgiram no mercado novos modelos de medidores, os chamados medidores inteligentes, ou *smart meters*. Esses aparelhos são capazes de enviar, via internet, para as companhias de energia elétrica, o consumo realizado pelos consumidores, e também não exigem a coleta manual dos dados do medidor.

Diante disto, tem-se que por meio do portal oficial da distribuidora é possível adquirir as medições da demanda de 15 em 15 minutos. Demandas estas que são de energia ativa enviada a rede (Dematdel), ativa recebida pela rede (Dematrec), reativa recebida pela rede (Demrrec) e reativa enviada a rede (Demredel).

Com estes dados, calcula-se a demanda aparente de cada transformador da rede através da equação 4:

$$DemAparente = \sqrt{DemAtiva^2 + DemReativa^2} \quad (4)$$

Calcula-se também a demanda aparente das subestações através da soma das demandas dos transformadores da subestação, como mostrado na equação 5:

$$DemAparente = \sqrt{\sum DemAtiva^2 + \sum DemReativa^2} \quad (5)$$

Assim, ao baixar as medições de todos os transformadores e construindo uma lista de correlação entre quais transformadores pertencem a quais subestações e suas tensões primárias e secundárias, automatiza-se o processo de cálculo da demanda aparente tanto dos transformadores quanto das subestações para, assim, ter construído, de fato, a base de dados para a análise proposta pelo trabalho.

2.6. Tipos de medições a serem expurgadas

Através do Submódulo 2.3 do PRORET, sabe-se que para o cálculo do IAS deve-se identificar a máxima demanda das subestações anualmente, porém, como é dito no item 75 do capítulo 4 “A demanda para a análise de carregamento é a máxima ocorrida para uma determinada configuração de rede, segregando-se eventuais manobras temporárias ocorridas entre transformadores e/ou subestações.” ou seja, deve-se expurgar os períodos em que foram realizadas manobras para suprirem a demanda de outras subestações, garantindo a fidelidade da real necessidade da rede.

Observa-se também que os medidores apresentam falhas e eventualmente apresentam picos de energia que de fato não ocorreram que também devem ser expurgados.

Um caso real que ilustra um acontecimento como o citado acima pode ser observado no gráfico da Figura 1, que consiste na medição da potência aparente de uma subestação real. Pode-se verificar que algumas medições aparentam ser “pulsos” o que não condiz com a real demanda do momento.



Figura 1 - Medição da potência aparente de uma real subestação em kVA em função da data.

Através da observação dos dados da subestação da Figura 1 suspeita-se que possa ter ocorrido um erro de medição ou uma manobra no momento de pico indicado. Para constatar graficamente com melhor precisão, restringe-se a análise apenas para o período próximo do pico em questão, que pode ser observado na imagem a seguir:



Figura 2 - Gráfico da medição do pico da Figura 1

Como pode observar-se na Figura 2, há um pico na medição que não caracteriza uma evolução natural de carga, e sim um degrau, caracterizando a medição como propícia para expurgo. Com isso, contata-se a real necessidade e responsabilidade de se determinar a máxima demanda de uma subestação, não apenas identificando a maior medição no período.

3. METODOLOGIA

O presente trabalho possui delineamento metodológico baseado em estudos de caso. De acordo com Yin (2001, p.32), estudo de caso é:

Uma investigação empírica que investiga um fenômeno contemporâneo dentro de seu contexto da vida real, especialmente quando, os limites entre o fenômeno e o contexto não estão claramente definidos.

Por estudo de caso tem-se:

A estratégia preferida quando se colocam questões do tipo “como” e “por que”, quando o pesquisador tem pouco controle sobre os eventos e quando o foco se encontra em fenômenos contemporâneos inseridos em algum contexto da vida real. Pode-se complementar esses estudos de casos “explanatórios” com dois outros tipos - estudos “exploratórios” e “descritivos”. Independentemente do tipo de estudo de caso, os pesquisadores devem ter muito cuidado ao projetar e realizar estudos de casos a fim de superar as tradicionais críticas que se faz ao método (YIN, 2001, p.20).

O autor afirma ainda que “o estudo de caso contribui, de forma inigualável, para a compreensão que temos dos fenômenos individuais, organizacionais, sociais e políticos” (YIN, 2001, p.21).

3.1. Modelo de painel para análise gráfica da demanda

A fim de agilizar o processo de detecção do máximo carregamento de subestações e de seus transformadores, foi proposto o desenvolvimento de uma plataforma que torna mais dinâmico e intuitivo essa tarefa.

Na Figura 3 encontra-se um protótipo de ambiente a ser realizada essa detecção:

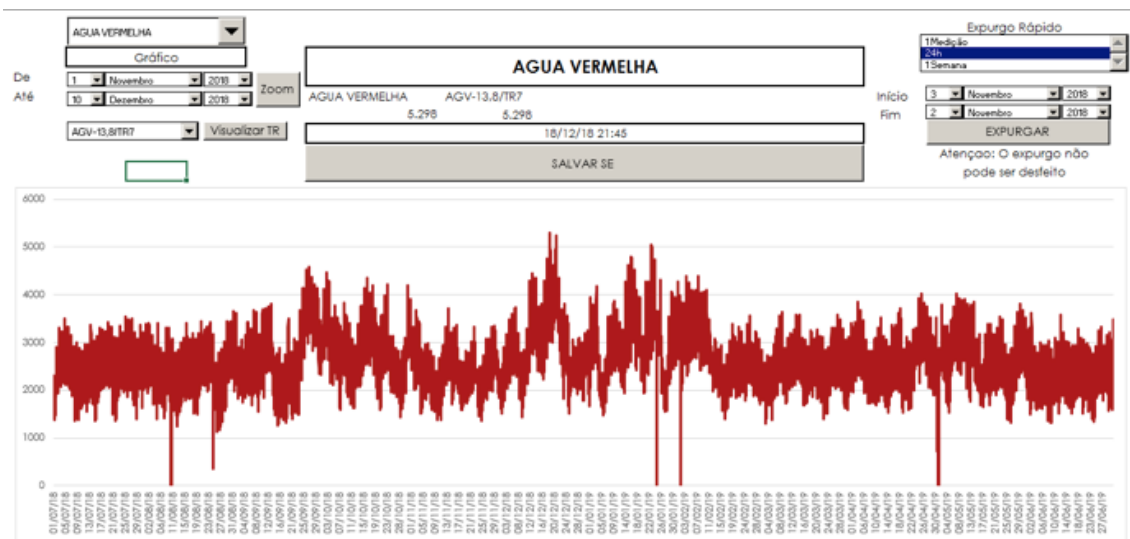


Figura 3- Ambiente desenvolvido para a detecção do máximo carregamento em kVA em função da data.

Foram desenvolvidas diversas rotinas, (programadas em VBA), que facilitam a detecção do máximo carregamento de transformadores e subestações.

Dentre outras funções, pode-se destacar a facilidade de selecionar a subestação a ser analisada, apresentando, assim que selecionada, a maior medição durante o período de um ano, e a medição de seus transformadores no instante em que a subestação apresenta o maior carregamento.

Importante frisar que as medições dos transformadores, no instante de maior carregamento das subestações, não são necessariamente as maiores medições deles próprios. Para tanto, foi desenvolvida outra rotina que mostra automaticamente quais são os transformadores presentes na subestação, e ao selecioná-los, o ambiente direciona o usuário a outra plataforma, similar a mostrada na Figura 3, porém, desta vez, para a análise do carregamento do transformador.

Apresenta-se também a opção de selecionar um intervalo a ser analisado, mostrando o período selecionado no gráfico, assim facilitando a visualização e detecção de medições a serem ou não expurgadas.

Outra funcionalidade relevante para o usuário, é a de excluir, períodos de medições de 24 horas em torno da máxima medição verificada; de uma semana em torno da máxima medição verificada; ou a sua própria máxima medição, isentando a necessidade de identificar os períodos exatos em que ela ocorre. Outra possibilidade de excluir as medições indesejadas é através da seleção do intervalo de datas que se deseja excluir e assim, com poucos cliques, realiza-se a operação de expurgo.

Após todo o processo de análise e de exclusão das medições, foi feita uma função que salva, em uma outra planilha, a medição da máxima demanda encontrada, juntamente com sua data específica, atrelado ao nome da subestação ou do transformador.

3.2. Mapeamento do sistema

O mapeamento iniciou-se a partir uma lista de transformadores de distribuição pertencentes à companhia distribuidora, na qual constam informações acerca de cada uma das subestações.

A mesma lista, gerada a partir de uma base de dados das medições das demandas dos transformadores demonstra os seguintes elementos:

- Demanda de Energia Reativa Enviada;;
- Demanda de Energia Reativa Recebida;
- Demanda de Energia Ativa Enviada;
- Demanda de Energia Ativa Recebida;

A figura 4 ilustra um exemplo de base de dados antes de ser tratada e convertida as demandas ativas e reativas em demanda aparente.

	AGI-13,8/TR1				AGI-13,8/TR2				AGV-138/TR5				AGV-13,8/TR7				ANR-13,8/TR1			
Data/Hor	DematDel	DematRec	DemreDel	DemreRec	DematDel	DematRec	DemreDel	DemreRec	DematDel	DematRec	DemreDel	DemreRec	DematDel	DematRec	DemreDel	DemreRec	DematDel	DematRec	DemreDel	DemreRec
#####	4674,251	0	529,4227	0	4738,784	0	3729,041	0	0	35379,23	0	5130,755	2490,174	0	409,9829	0	10427,69	0	2107,193	0
#####	4433,731	0	515,035	0	4503,141	0	3708,121	0	0	48917,92	0	4713,437	2282,371	0	334,6844	0	9820	0	1987,716	0
#####	4216,339	0	485,2917	0	4289,83	0	3693,924	0	0	52754,16	0	4838,503	2287,589	0	360,8817	0	9271,214	0	1873,24	0
#####	4181,231	0	508,7899	0	4255,469	0	3724,566	0	0	50533,26	0	7508,327	2303,375	0	382,0642	0	8906,388	0	1804,003	0
#####	4173,962	0	490,0488	0	4247,803	0	3698,383	0	0	51652,53	0	8494,272	2324,124	0	404,0308	0	8639,642	0	1748,347	0
#####	3960,971	0	447,2261	0	4339,489	0	3682,338	0	0	44397,56	0	10504,64	2264,213	0	351,6253	0	8374,092	0	1636,567	0
#####	3978,263	0	382,2892	0	4255,621	0	3605,304	0	0	43147	0	13859,4	2059,079	0	257,2234	0	7771,749	0	1373,064	0
#####	4507,367	0	680,1337	0	4574,097	0	3856,065	0	0	32047,5	0	12937,09	2235,887	0	339,5411	0	8142,209	0	1644,866	0
#####	5080,754	0	892,4061	0	4536,491	0	4025,936	0	0	30121,47	0	10223,06	2371,649	0	386,5421	0	8609,989	0	1897,728	0
#####	5385,854	0	1080,867	0	4437,825	0	4231,079	0	0	20025,28	0	9193,187	2381,461	0	372,027	0	9022,968	0	2064,668	0
#####	5547,6	0	1120,861	0	5596,7	0	4263,303	0	0	22579,87	0	8244,367	2423,465	0	417,6077	0	8930,49	0	2090,677	0
#####	5269,595	0	1032,244	0	5225,566	0	4209,247	0	0	22104,42	0	13834,16	2504,675	0	500,5997	0	8887,052	0	2255,457	0
#####	5423,178	0	1133,017	0	5476,493	0	4301,808	0	0	19284,48	0	13819,78	2500,593	0	499,7139	0	8790,797	0	2204,024	0
#####	5474,45	0	1173,37	0	5526,894	0	4335,157	0	0	30982,16	0	11740,91	2588,424	0	545,151	0	8630,222	0	2178,489	0
#####	5382,204	0	1114,456	0	5437,782	0	4301,066	0	0	43771,26	0	11007,01	2709,511	0	607,2271	0	8389,034	0	2100,231	0
#####	5326,47	0	1053,888	0	5384,19	0	4261,22	0	0	43567,46	0	14207,48	2570,711	0	539,9125	0	8536,351	0	2124,861	0
#####	5340,948	0	1003,601	0	5399,491	0	4230,768	0	0	33666,7	0	17494,27	2464,386	0	422,9325	0	8619,745	0	2060,652	0
#####	5643,479	0	889,3297	0	5596,538	0	4100,808	0	0	33125,7	0	20593,47	2306,27	0	262,4135	0	8775,482	0	2001,576	0
#####	6782,239	0	1022,04	0	6814,147	0	4191,446	0	0	29666,79	0	17920,88	2528,033	0	312,3888	0	10584,92	0	2295,492	0
#####	6794,892	0	1037,553	0	6827,553	0	4239,714	0	0	23902,79	0	18970,84	2641,076	0	359,4093	0	11477,35	0	2437,009	0
#####	6321,289	0	943,6904	0	6362,18	0	4156,065	0	0	35516,65	0	20332,84	2789,12	0	479,9464	0	10787,09	0	2290,955	0
#####	6055,075	0	931,0805	0	6100,972	0	4162,541	0	0	44841,78	0	18957,05	3222,875	0	743,0021	0	10217,54	0	2149,946	0
#####	5683,452	0	796,7597	0	5734,923	0	4021,125	0	0	30375,48	0	20148,17	3168,869	0	705,227	0	9973,334	0	1979,871	0
#####	5485,565	0	747,1649	0	5539,616	0	3960,175	0	0	30867,76	0	21398,52	3193,006	0	785,3168	0	9885,891	0	1891,504	0
#####	5195,145	0	739,3848	0	5251,819	0	3913,081	0	0	52929,41	0	18279,09	2983,721	0	742,0314	0	9562,241	0	1921,316	0

Figura 4. Exemplo de dados não tratados de um transformador

A figura 4 mostra a base de dados de um transformador, sendo que cada linha corresponde a 1 medição da demanda e cada coluna corresponde a demanda de energia ativa recebida, demanda de energia ativa enviada, demanda de energia reativa recebida e demanda de energia reativa enviada.

A partir destes dados, calcula-se a demanda de energia aparente do sistema, listando cliente por cliente, de transformador por transformador, através da equação 4 e de subestação por subestação, através da equação 5, gerando assim a base de dados final a ser utilizada pela planilha, ilustrada na figura 5.

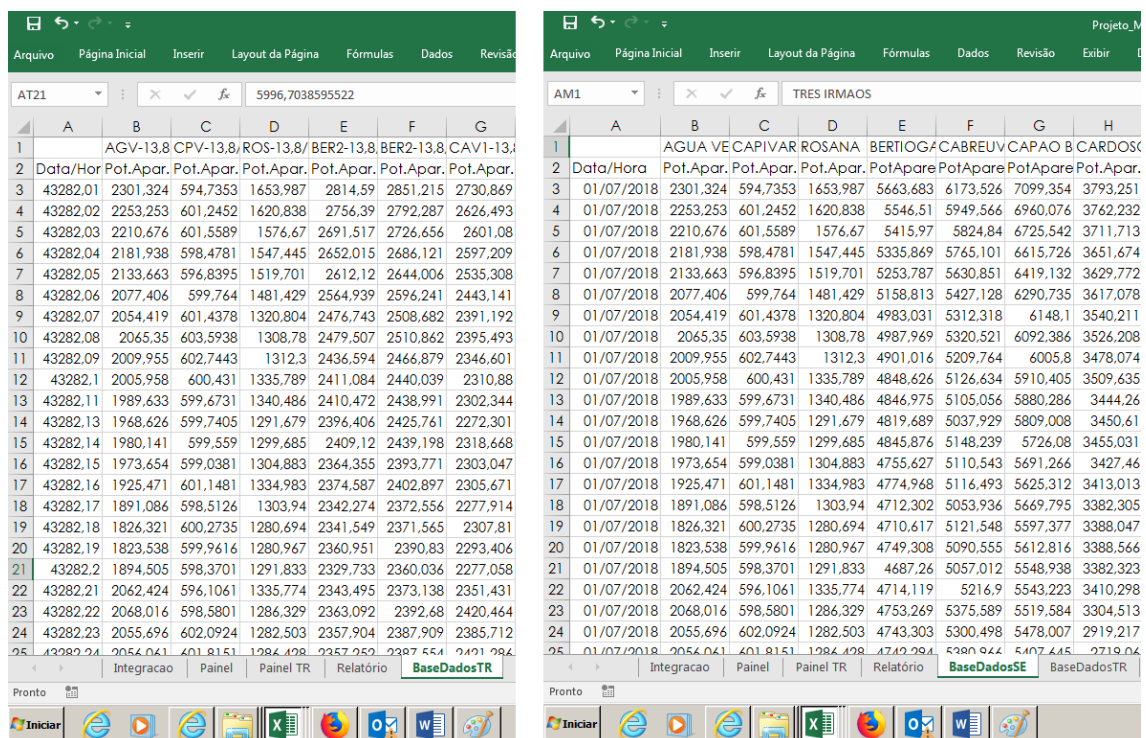


Figura 5. Exemplos de dados de transformadores e subestações tratados

A Figura 5 mostra exemplo de dados de transformadores e subestações, da esquerda para a direita, em que cada linha corresponde ao resultado do cálculo de uma medição de demanda de potência aparente. Essa será a base utilizada pelo sistema para ser feita a análise da máxima demanda de subestações e transformadores.

As subseções a seguir mostram a lógica de funcionamento de todo o sistema, separando-o em abas e regiões.

3.2.1. Aba “Integração”

As Figuras 6 e 7 demonstram o ambiente em que os dados requisitados pela interface da Figura 3 são tratados.

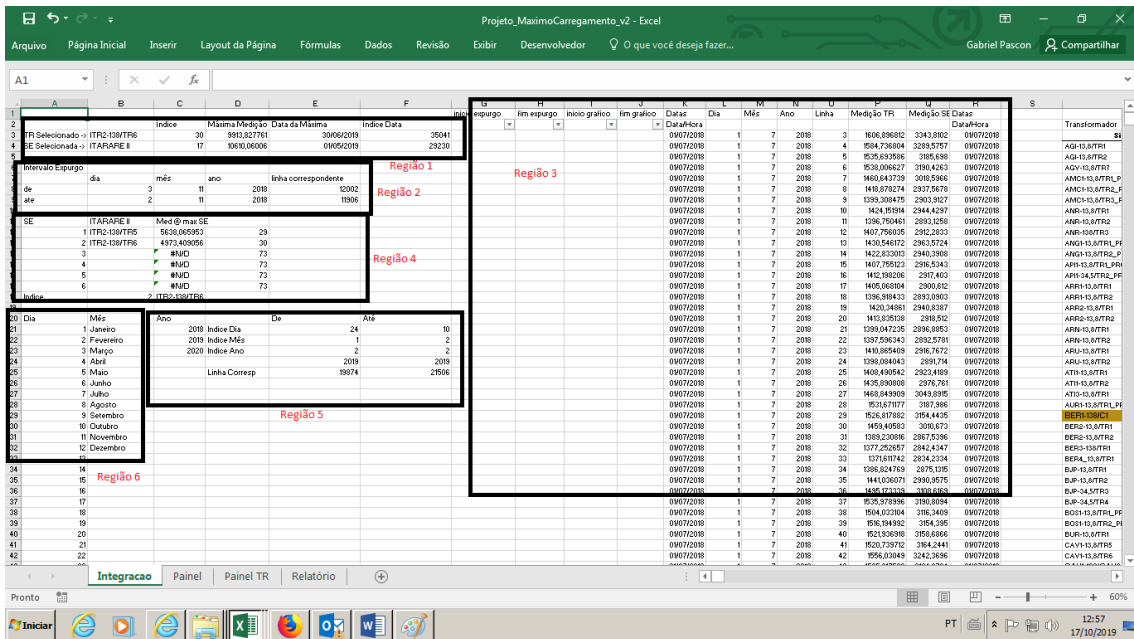


Figura 6. Aba Integração – Ambiente de tratamento de dados pt.1

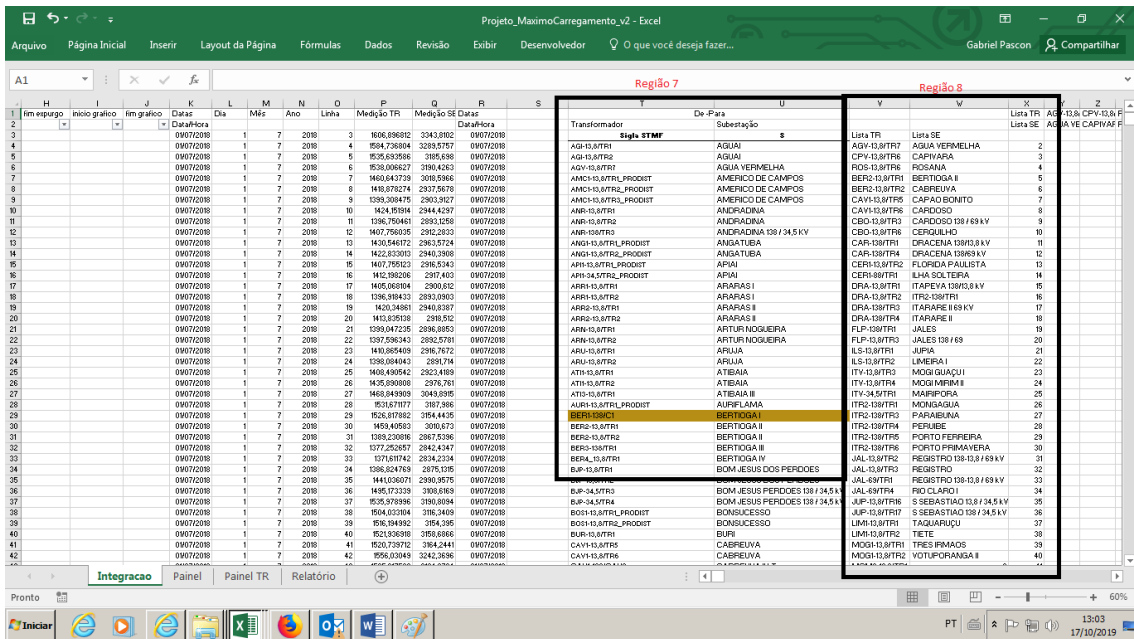


Figura 7. Aba Integração – Ambiente de tratamento de dados pt.2

Nas figuras 6 e 7 pôde-se verificar a aba “Integração”, esta remete-se em um guia de acompanhamento para a interface final do projeto, ela não precisa ficar visível ao analista, uma vez que tem a função de apoio e de fornecer os dados que a guia principal requisitará. Ela pode ser separada por alguns setores, que se dedicam a atender algumas funções específicas identificadas na figura 3:

Região 1: espaço que indica a subestação e transformador que tenham sido selecionados no ambiente de desenvolvimento da análise, exemplificada na Figura 3, a partir de uma lista com todas as subestações. Nesta mesma região, apresenta-se o valor da maior medição daquela subestação e do transformador e as datas em que estas medições ocorreram. Ressalta-se que se em algum momento a máxima demanda mostrada for excluída, a Região 1 automaticamente, aponta para a máxima medição seguinte.

Região 2: Funciona como apoio para a função de expurgo das medições. Após a análise dos picos e escolhido o período a ser excluído, nesta região são recebidos os dados do intervalo de medição que o operador deveria expurgar. Assim que esses dados são inseridos na planilha principal, o quadrante indica na região 3 qual é o intervalo selecionado na lista com todas as medições daquele local.

Região 3: Neste setor apresentam-se todos os valores das medições da subestação, SE, e do transformador, TR, selecionados, juntamente com as datas, separadas por dia, mês e ano.

Região 4: Neste espaço são listados todos os transformadores correspondentes a SE selecionada, juntamente com suas medições no instante em que ocorreu a máxima medição da subestação. Deve-se observar que o sistema aponta para a máxima medição existente no momento, ou seja, se o operador optou por excluir a máxima medição, o sistema aponta para o segundo maior pico e mostra as medições dos transformadores no instante em que estava ocorrendo este segundo maior pico.

Região 5: Espaço em que é listado o intervalo selecionado na guia principal para ajustar o período em que se deseja visualizar no gráfico, fazendo uma espécie de zoom na região em que se quer visualizar por meio de apontamento desses valores na região 3, semelhante ao que foi feito na região 2.

Região 6: Serve de apoio para que sejam apontados os valores na planilha principal de quando selecionam-se os meses, dias e anos a serem analisados na região 2 e região 5.

Região 7: mostra uma listagem com a relação de correspondência entre todos os transformadores da distribuidora, presentes na base de dados da distribuidora, e suas respectivas subestações a que pertencem.

Região 8: é construída a partir da região 7, ou seja, são os transformadores e subestações que estão, de fato, presentes na base de dados. Esses itens são apresentados na aba principal e são listados e selecionados para serem analisados. A diferença entre as regiões 7 e 8 são de que na região 7 estão listados todas as subestações da distribuidora e na região 8 estão somente as subestações que estão sendo utilizadas para fazer a análise.

3.2.2 Aba “Painel”

A Figura 8 representa o ambiente em que o usuário do sistema desenvolverá a análise do máximo carregamento das subestações.

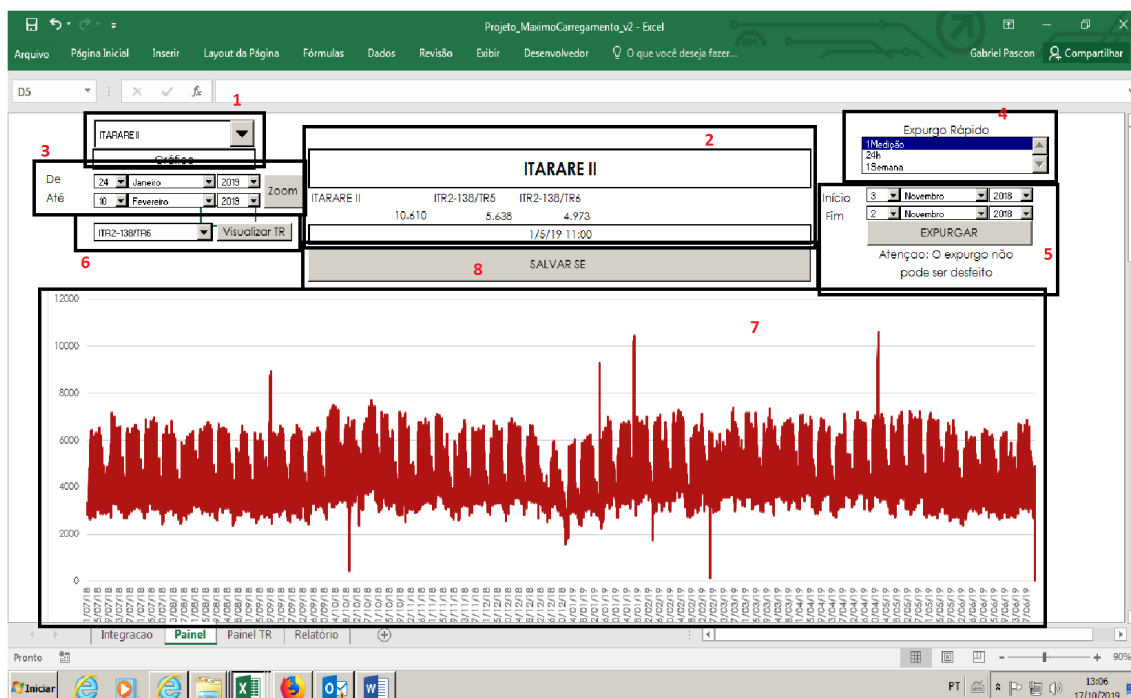


Figura 8. Aba “Painel” – Ambiente de desenvolvimento da análise

A Figura 8 apresenta a aba “Painel”, onde ocorre a análise gráfica do máximo carregamento das subestações. E ela se comunica diretamente com a aba “Integração” recebendo e enviando informações a essa. Pode-se separar a aplicação desta aba em sete regiões, que variam entre a busca e o fornecimento de dados nas abas de base de dados e de integração, bem como no funcionamento de funções, programadas em VBA, facilitando assim a análise do maior carregamento das subestações.

Região 1: Através de uma caixa de combinação, são apresentadas todas as subestações presentes na base de dados que está sendo utilizada, buscando essa informação diretamente na região 8 da aba “Integração”

Região 2: Apresenta-se o nome da subestação selecionada e, logo abaixo, mostra-se uma lista da subestação e seus respectivos transformadores, mostrando a maior medição da subestação, que está apresentada no gráfico, seguida da medição dos transformadores no momento em que ocorre essa máxima da subestação. Logo abaixo, apresenta-se a data e horário desta medição. Estas informações são buscadas nas regiões 1 e 4 da aba “Integração”

Região 3: Consiste em selecionar um intervalo de tempo a ser observado com maior detalhes, ou seja, gerando um efeito de zoom no gráfico. Seleciona-se o dia, mês e ano a partir de que se deseja observar e o dia, mês e ano do final do período que se deseja observar. Essa informação é direcionada para a região 5 da aba “integração” que aponta nos dados da região 3 daquela aba e os valores que atendem ao intervalo são projetados no gráfico da região 7 da aba “Painel”.

Região 4: é um espaço com três rotinas programadas para excluírem três diferentes períodos de intervalo de tempo ao redor da máxima medição ainda restante na base de dados, ou seja, se algum período já foi excluído, essas rotinas apontam para a nova maior medição e realiza a exclusão ao seu redor. Os períodos programados são de uma medição, ou seja, a exclusão do pico. De um dia, ou seja, as 12h antes do pico e as 12h seguintes do pico, incluindo o pico. E de uma semana, ou seja, três dias e 12h antes do pico e três dias e 12h depois, novamente, incluindo o pico. As exclusões correspondem ao período selecionado da subestação, porém, são excluídas as medições dos transformadores também, neste período.

Região 5: Consiste em selecionar um intervalo específico que o analista julgar que deve ser excluído. Seleciona-se o dia, mês e ano a partir de que se deseja excluir e o dia, mês e ano do final do período que se deseja excluir. Essa informação é direcionada para a região 2 da aba “Integração” que aponta nos dados da região 3 daquela aba e os valores que atendem ao intervalo são excluídos da base de dados, tanto os valores das medições da subestação quanto dos transformadores correspondentes da mesma.

Região 6: Através de uma caixa de combinação, são listados todos os transformadores que correspondem à subestação selecionada na região 1, buscando essa informação diretamente na região 4 da aba “Integração”. Quando o botão “Selecionar TR” é pressionado, o operador é direcionado a aba “painel TR” onde será feita a análise do transformador.

Região 7: Essa região corresponde ao gráfico gerado através dos dados da subestação selecionada na região 1. Estes dados correspondem aos valores presentes na região 3 da aba “Integração”

Região 8: O botão salvar SE copia para a aba “Relatório” o valor das medições mostradas na região 2 da aba “Painel”

3.2.3 Aba “Painel TR”

A aba “Painel TR”, da Figura 9, apresenta o ambiente de análise do máximo carregamento dos transformadores da subestação selecionada na aba “Painel”, descrita na subseção 3.2.2.

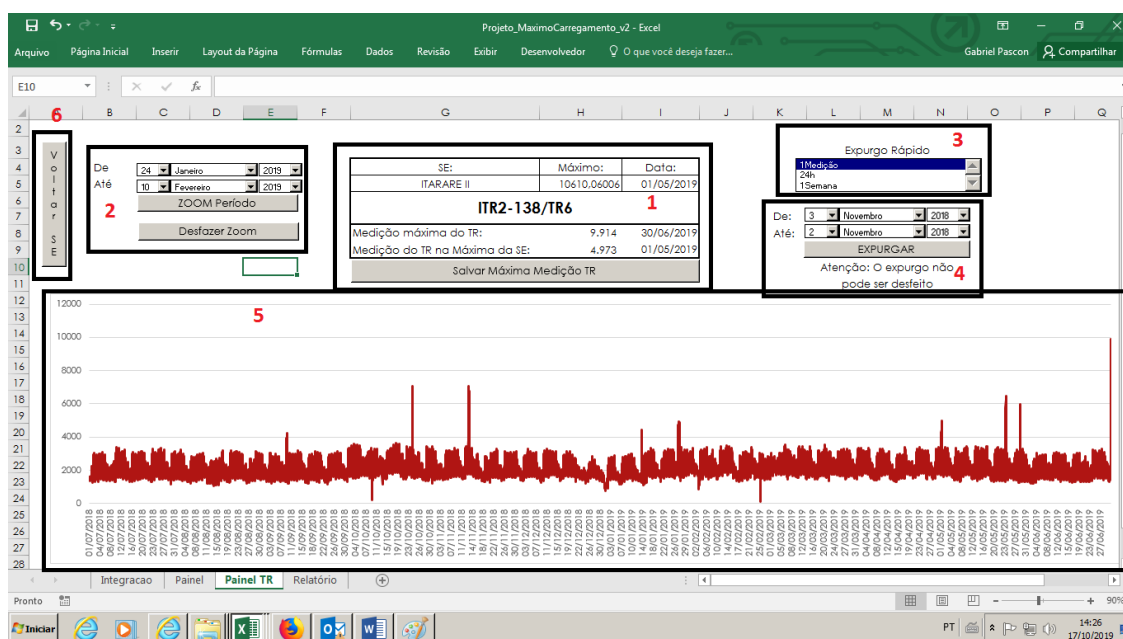


Figura 9. Aba “Painel TR” – Ambiente de desenvolvimento da análise

Com a análise e expurgo das medições da subestação, deve-se analisar os transformadores que constituem as mesmas, procurando seus máximos, selecionando-os, na região 6 da aba “Painel”. Com essa seleção, o sistema direciona o usuário ao ambiente apresentado na Figura 9, a aba “Painel TR”.

Região 1: Apresenta-se na região central o nome do transformador selecionado na região 6 da aba “Painel”. Logo acima apresenta-se informações retiradas da região 2 da aba “Painel”, como o nome da subestação que o transformador pertence, juntamente com o máximo carregamento da mesma e a data em que a medição ocorre. Abaixo apresenta-se informações retiradas das regiões 1 e 4 da aba “Integração”, como a medição do transformador no momento em que a máxima medição da subestação ocorreu e a máxima medição do transformador, se analisando-o sozinho. O botão “Salvar Maxima Medicao TR” consiste em copiar para a aba “relatório” a medição do máximo valor restante do transformador assim como a data em que ela ocorreu.

Região 2: Consiste em selecionar um intervalo de tempo a ser observado do transformador com maior detalhe, ou seja, gerando um efeito de zoom no gráfico. Seleciona-se o dia, mês e ano a partir de que se deseja observar e o dia, mês e ano do final do período que se

deseja observar. Essa informação é direcionada para a região 5 da aba “integração” que aponta nos dados da região 3 daquela aba e os valores que atendem ao intervalo são projetados no gráfico da região 5 da aba “Painel TR”.

Região 3: É um espaço com 3 rotinas programadas para excluírem 3 diferentes períodos ao redor da máxima medição do transformador ainda presente na base de dados, ou seja, se algum período já fora excluído, essas rotinas apontam para a nova maior medição e realiza a exclusão ao seu redor. Os períodos programados são de 1 medição, ou seja, a exclusão do pico; de 1 dia, ou seja, as 12h antes do pico e as 12h seguintes do pico, incluindo o pico; e de uma semana, ou seja, 3 dias e 12h antes do pico e 3 dias e 12h depois, novamente, incluindo o pico.

Região 4: Consiste em selecionar um intervalo específico que o analista julgar que deve ser excluído. Seleciona-se o dia, mês e ano a partir de que se deseja excluir e o dia, mês e ano do final do período que se deseja excluir. Essa informação é direcionada para a região 2 da aba “integração” que aponta nos dados da região 3 daquela aba e os valores que atendem ao intervalo são excluídos da base de dados do transformador selecionado.

Região 5: Essa região corresponde ao gráfico gerado através dos dados do transformador selecionado na região 6 da aba “Painel”. Estes dados correspondem aos valores presentes na região 3 da aba “integração”.

Região 6: O botão “Voltar SE” ao ser selecionado, direciona o operador para a aba “Painel”, para que assim ele possa escolher o próximo transformador a ser analisado ou ir para a análise da próxima subestação.

3.2.4 Aba “Relatório”

A aba “Relatório” representada na Figura 10 apresenta um espaço onde os máximos carregamentos identificados, tanto de transformadores, quanto de subestações são salvos.

Máximo SE 1						Máximo TR 2		
SE	Máximo	Data	TR	Máximo	Data	TR	Máximo	Data
AGUA VERMELHA			AGV-13.8/TR7			AGV-13.8/TR7		
CAPIVARA			CPV-13.8/TR6			CPV-13.8/TR6		
ROSANA			ROS-13.8/TR6			ROS-13.8/TR6		
BERTIOGA II			BER2-13.8/TR1			BER2-13.8/TR1		
CABREUVA			BER2-13.8/TR2			BER2-13.8/TR2		
CAPAO BONITO			CAV1-13.8/TR5			CAV1-13.8/TR5		
CARDOSO			CAV1-13.8/TR6			CAV1-13.8/TR6		
CARDOSO 138 / 69 kV			CBO-13.8/TR3			CBO-13.8/TR3		
CERQUILHO			CBO-13.8/TR6			CBO-13.8/TR6		
DRACENA 138/13.8 kV			CAR-138/TR1			CAR-138/TR1		
DRACENA 138/69 kV			CAR-138/TR4			CAR-138/TR4		
FLORIDA PAULISTA			CER1-13.8/TR2			CER1-13.8/TR2		
ILHA SOLTEIRA			CER1-88/TR1			CER1-88/TR1		
TAPEVA 138/13.8 kV			DRA-13.8/TR1			DRA-13.8/TR1		
TR2-138/TR1			DRA-13.8/TR2			DRA-13.8/TR2		
TARARE II 69 kV			DRA-138/TR3			DRA-138/TR3		
TARARE II			DRA-138/TR4			DRA-138/TR4		
JALES			FLP-138/TR1			FLP-138/TR1		
JALES 138 / 69			FLP-13.8/TR3			FLP-13.8/TR3		
JUPIA			ILS-13.8/TR1			ILS-13.8/TR1		
JIMEIRA I			ILS-13.8/TR2			ILS-13.8/TR2		
MOGI GUAÇU I			ITV-13.8/TR3			ITV-13.8/TR3		
MOGI GUAÇU II			ITV-13.8/TR4			ITV-13.8/TR4		

Figura 10. Aba “Relatório” – ambiente onde são salvos os máximos carregamentos

Se todos os transformadores e subestações que constituem a base de dados foram analisados, a aba “Relatório” estará completamente preenchida e pronta para ser auditada pela ANEEL.

Região 1: Nela constam os valores das medições e suas respectivas datas das análises feitas das subestações. São os valores exportados pelo botão “Salvar SE” da aba “Painel”.

Região 2: Nela estão os valores das máximas medições e suas respectivas datas dos transformadores que foram exportados da aba “Painel TR” através do botão “Salvar Maxima Medicao TR”.

3.3. Passo a passo para a realização da análise

Com o entendimento do funcionamento do sistema, para a realização da análise e identificação do máximo carregamento de subestações e transformadores, o operador deve seguir as seguintes etapas:

- A. Na aba “Painel” seleciona-se a subestação que vai ser analisada;
- B. O analista deve observar o gráfico e observar a máxima medição, se ele julgar que é um valor que haja a possibilidade de não ser real deve utilizar a função zoom para aproximar a medição e seu entorno;
- C. Se julgar que tal medição deve ser excluída, selecionar o intervalo, ou o expurgo rápido ideal, e excluir as medições;
- D. Repetem-se os passos B e C até que a máxima medição, em erros ou manobras seja encontrada;
- E. Salvar a medição ao clicar no botão “Salvar SE”;
- F. Ainda na aba “Painel” seleciona-se agora o transformador correspondente da subestação que se deve analisar;
- G. O analista deve observar o gráfico e observar a máxima medição, se ele julgar que é um valor duvidoso deve utilizar a função zoom para aproximar a medição e seu entorno;
- H. Se julgar que deve ser excluída, selecionar o intervalo, ou o expurgo rápido ideal, e excluir as medições;
- I. Repetem-se os passos G e H até que a máxima medição, em erros ou manobras seja encontrada;
- J. Salvar a medição através do botão “Salvar Máxima Medição TR”;
- K. Retorna-se a aba “Painel” ao clicar no botão “Voltar SE”;
- L. É escolhido um outro transformador e repete-se os passos de G a K até finalizar a análise de todos os transformadores daquela subestação;
- M. Torna-se ao passo A até que todas as Subestações sejam analisadas.

As figuras 11, 12 e 13 correspondem ao fluxograma do passo a passo de como fazer a análise do máximo carregamento de subestações e transformadores. As 3 imagens correspondem a um único fluxograma que fora dividido em 3 partes para melhor visualização do leitor

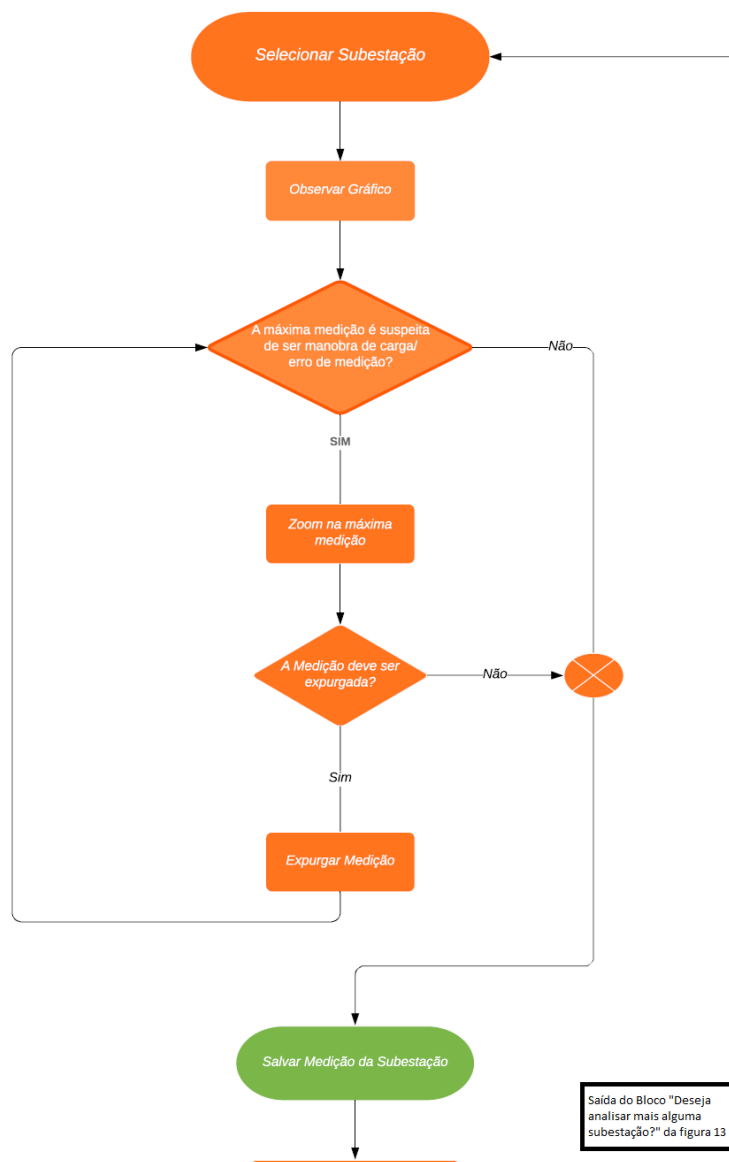


Figura 11. Fluxograma de funcionamento do sistema parte1

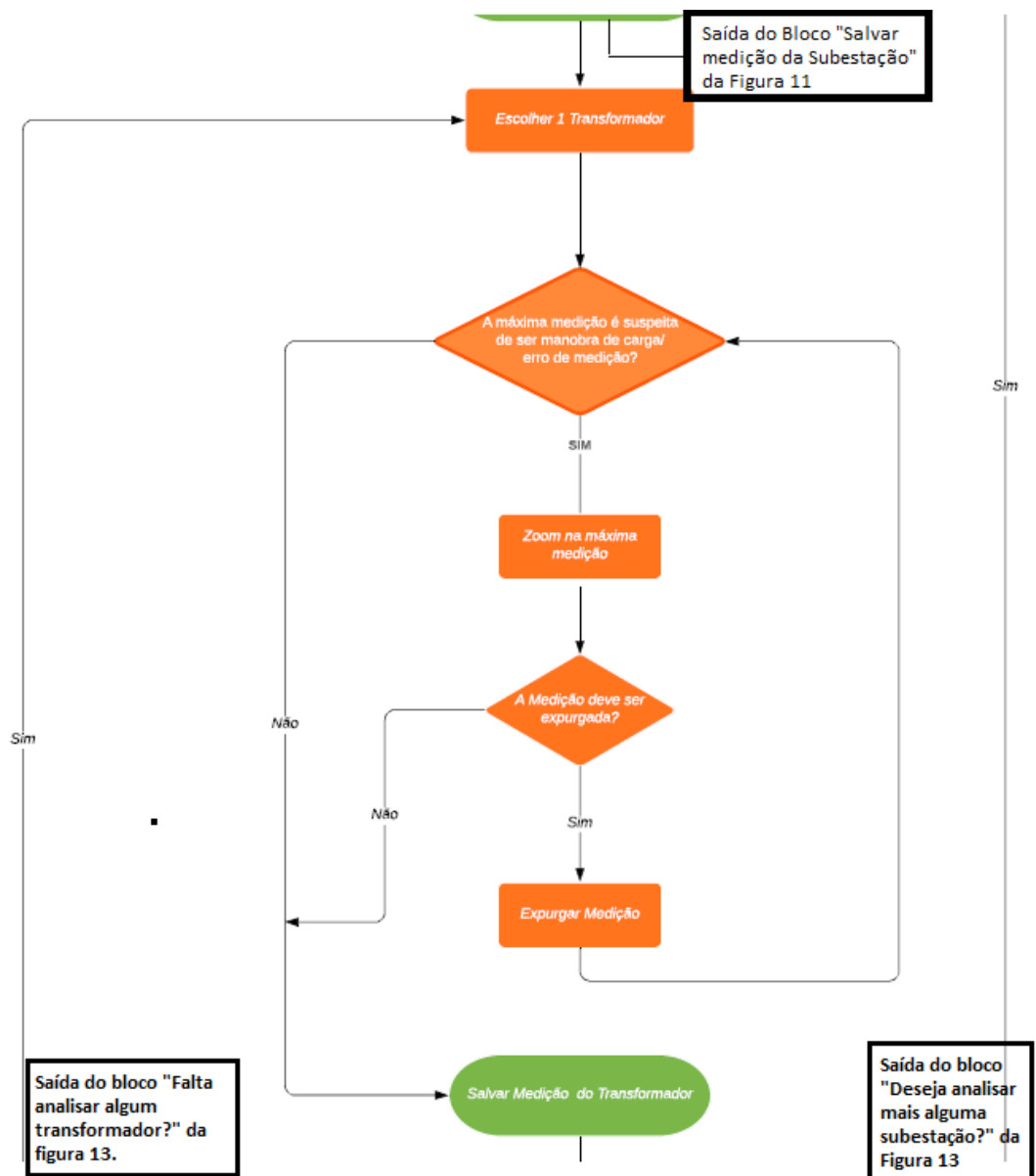


Figura 12. Fluxograma de funcionamento do sistema parte 2

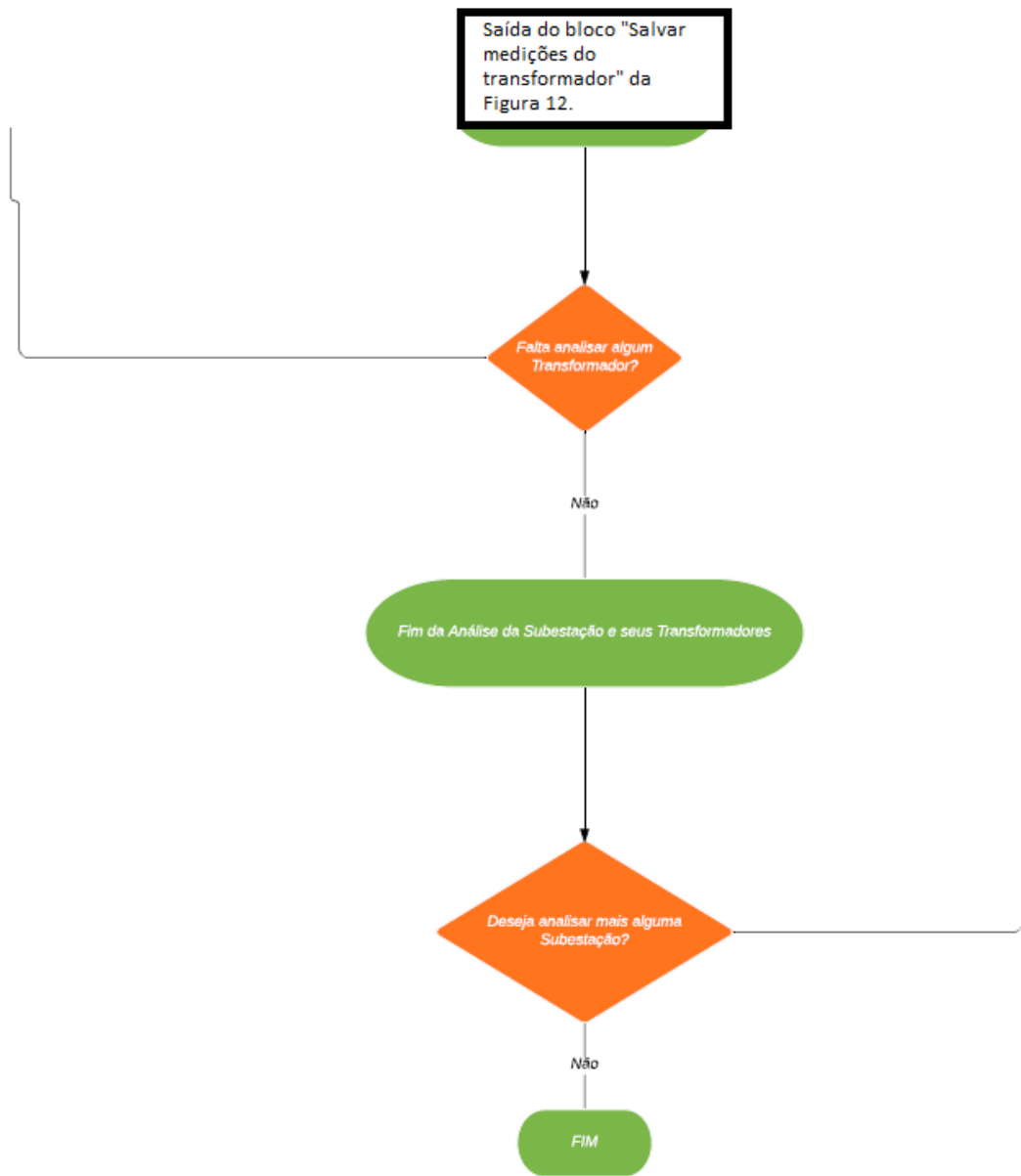


Figura 13. Fluxograma de funcionamento do sistema parte 3

4. RESULTADOS

A partir da análise realizada anteriormente, tem-se os seguintes resultados listados abaixo. Foram utilizados nomes fictícios para análise dos estudos de caso, a fim de preservar os distribuidores.

4.1. Estudo de caso 1

Estuda-se um caso em que a subestação apresenta alguns picos atípicos do comportamento de carregamento da subestação, como mostrado na Figura 14.

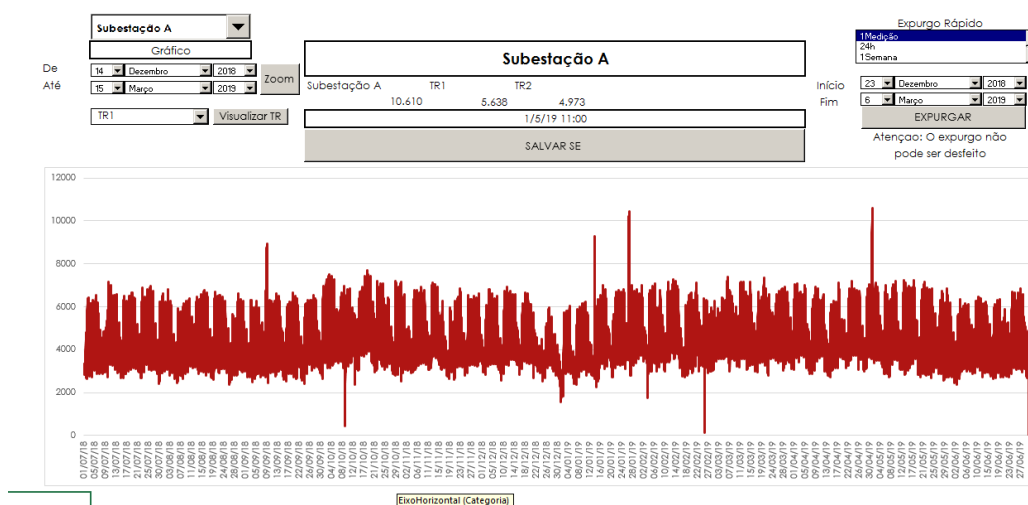


Figura 14 . Página inicial aba Painel - Interface para o início da análise da “Subestação A”;

Ao selecionar a “Subestação A” logo observa-se o gráfico da curva de carga desta subestação. A curva, em seu mais alto ponto apresenta um comportamento atípico do que ocorre ao seu redor, assim, pode-se analisar que a curva de carga reflete padrões de consumo que não possuem variações drásticas em pequenos períodos.

A fim de que não houvesse dúvidas acerca da máxima medição e, se a mesma deveria ou não ser expurgada, realizou-se o intervalo de visualização do gráfico, de modo a apresentar um efeito de *zoom* em torno da máxima medição, data esta que está indicada acima do botão “Salvar SE”. A Figura 15 listada abaixo demonstra o proposto.

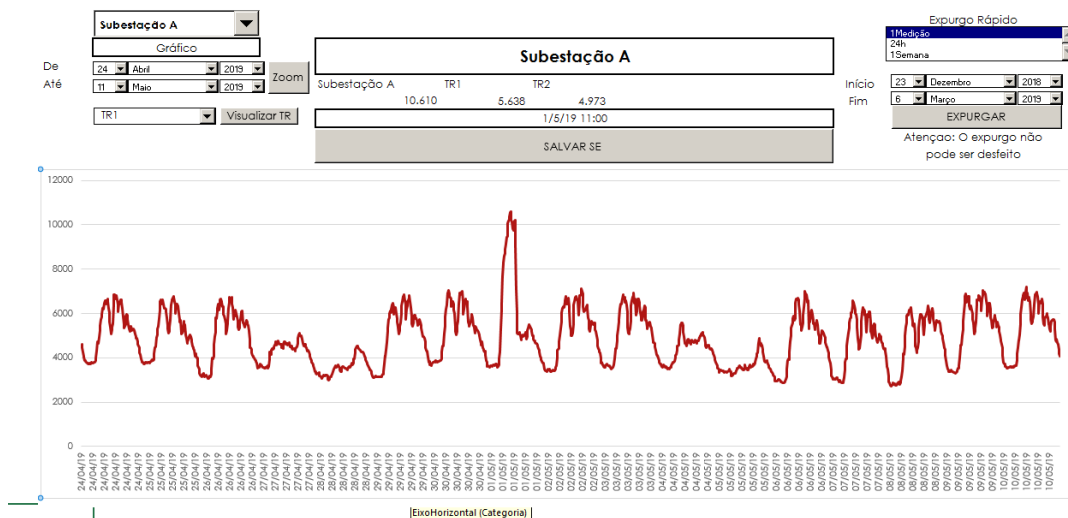


Figura 15. “Subestação A” com zoom em sua máxima medição.

A partir do gráfico apresentado na Figura 15, pode-se observar com um menor intervalo de tempo, que a medição representada demonstra um pico fora dos padrões esperados, o que sugere ser um erro de medição, e, portanto, a medição apontada não corresponde com o máximo de carregamento da subestação.

Após a verificação de que o ponto deve, de fato, ser expurgado, observa-se o intervalo de tempo que esse pico ocorreu e, seleciona-se seu intervalo na função expurgo, a fim de que ele realmente seja excluído.

Observando o gráfico resultante, têm-se picos de medições que se aproximam do máximo e que ainda não apresentam o mesmo comportamento do que os de sua região, sendo necessário repetir o processo até que se conclua a medição para os pontos 1, 2 e 3 indicados na Figura 15.

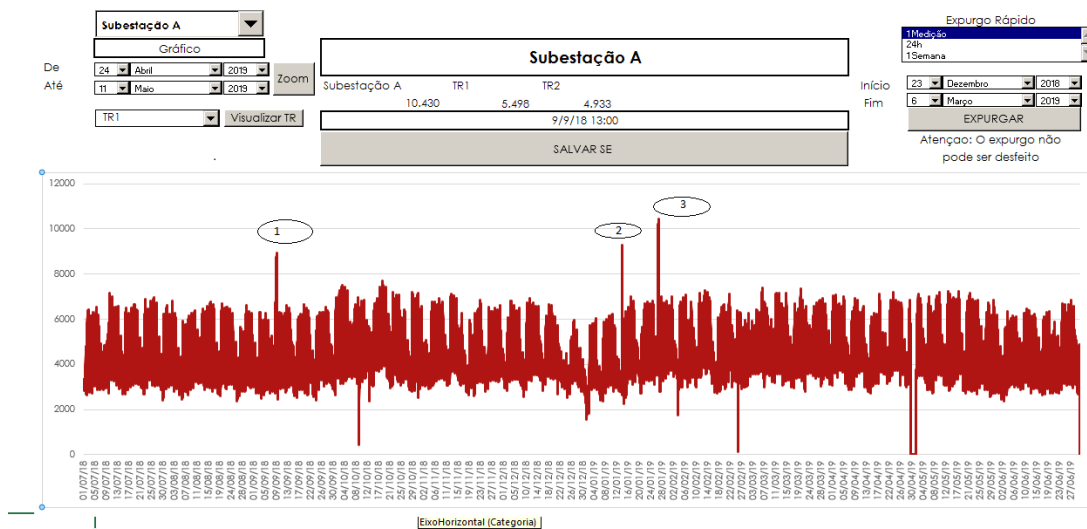


Figura 16. Curva de carga da Subestação após a exclusão da medição correspondente a um erro de medição.

A Figura 17 apresenta o gráfico da demanda da Subestação A após a exclusão das medições dos pontos 1, 2 e 3 da Figura 15.

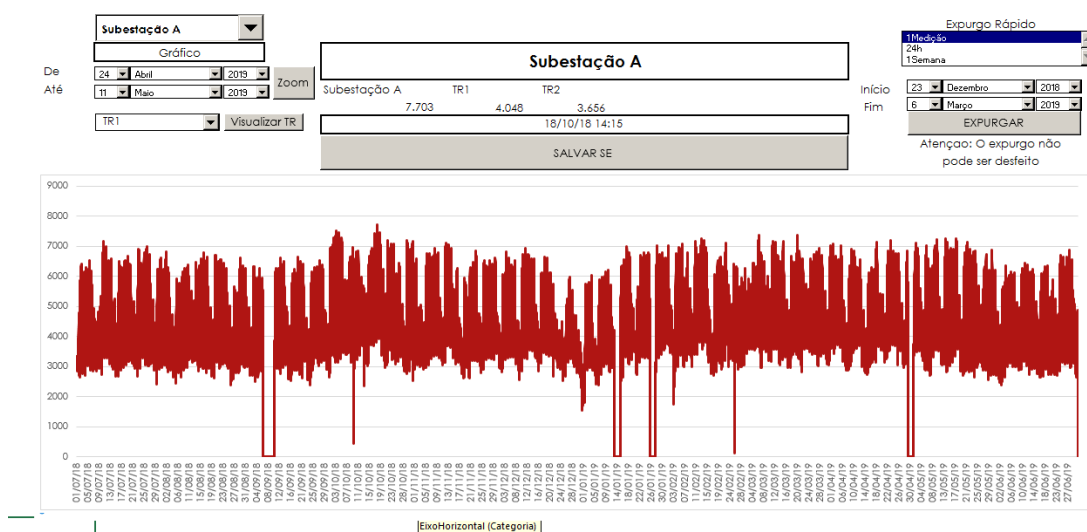


Figura 17. Subestação A após o expurgo das medições necessárias

Ao ocorrer as exclusões, novamente realiza-se uma observação da curva de carga do período completo e, aponta-se a máxima medição, desta vez, correspondente com o máximo mais representativo.

Portanto, após a exclusão dos pontos em que se apresentavam os erros de medição, o sistema aponta a medição real do máximo carregamento do transformador.

4.2. Estudo de caso 2

Estuda-se um caso em que a subestação apresenta picos atípicos do comportamento verificado de carregamento de carga da subestação, e uma elevação constante, caracterizando, além de picos atípicos de medição como estudo de caso 1, mas também uma possível manobra de carga, como mostrado na Figura 18.

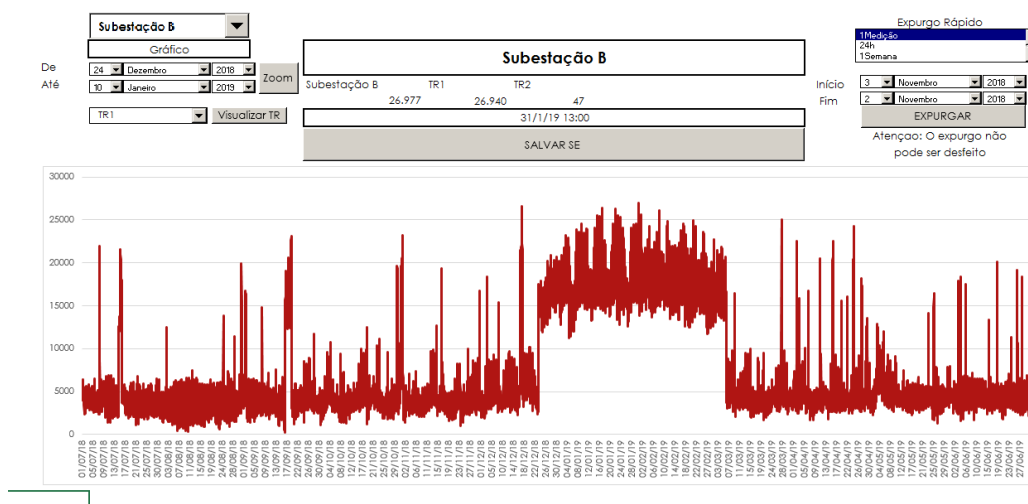


Figura 18. Página inicial aba Painel -Interface para o início da análise da “Subestação B”

Ao selecionar a “Subestação B”, logo observa-se o gráfico da curva de carga desta subestação. Nota-se que, para o ponto mais alto da curva de carga em determinado período analisado, assim como no ESTUDO 1, desconfia-se de que esse não representa a medição de maior carga da subestação.

A fim de investigar se a qualidade da medição, tem-se a necessidade de reduzir o período de análise da subestação de modo que nas proximidades do pico sejam verificadas e aplicar um zoom em sua região, como mostrado na figura 19.

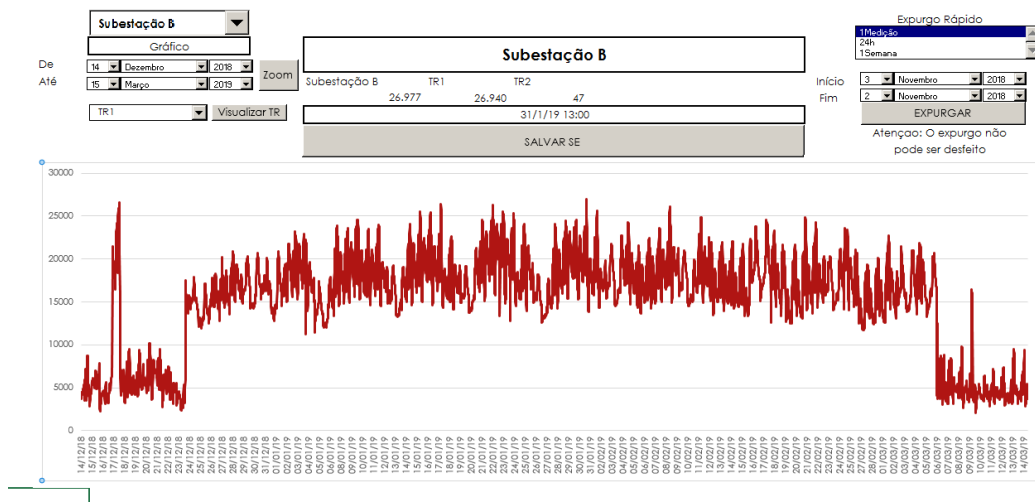


Figura 19. Subestação B com zoom em sua máxima medição

Ao analisar a região do ponto que foi indicado como o pico de carga, verifica-se que em um determinado período, a carga aumenta de maneira considerável, o que leva a concluir que a carga de algum outro ponto foi transferida para essa subestação. Portanto, depois de um intervalo curto de dias, o padrão de consumo dessa subestação voltou aos padrões gráficos que já ocorriam anteriormente a essa “manobra”.

Desse modo, para uma correta análise da curva de carga desta subestação e observação do ponto de pico de carga, deve-se selecionar o período em que é possível observar essa elevação de carga que supostamente corresponde a uma manobra e, na função expurgo, excluí-la, para que assim possa ser analisada novamente a curva completa e, verificar se o ponto de carga máximo, após a exclusão do período de manobra, é a máxima real do local alimentado pela subestação.

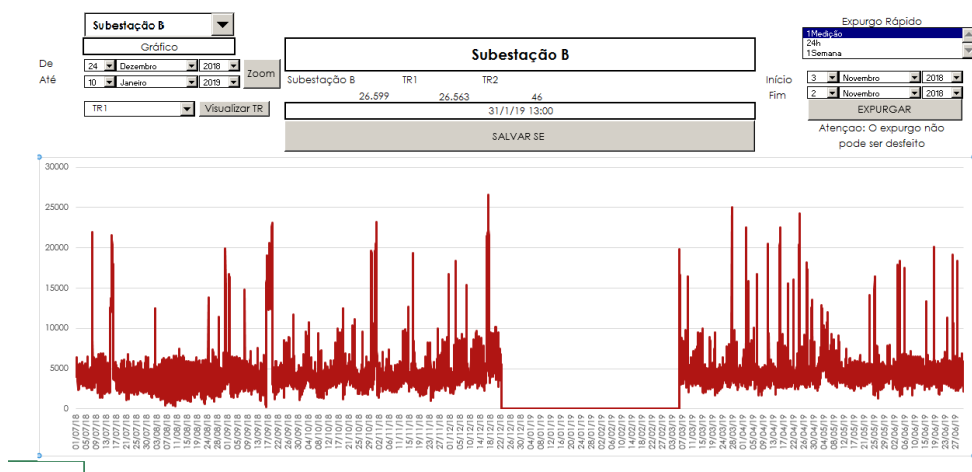


Figura 20. Curva de carga da Subestação após a exclusão do período em que se verificou uma manobra de transferência de carga para a subestação.

Consequentemente, com a observação do gráfico resultante observa-se que os picos de medições que se aproximam do máximo apresentam um comportamento similar ao do CASO 1, sendo necessário realizar o mesmo tipo de análise do caso citado repetidas vezes até ser encontrado o máximo real.

4.3. Estudo de caso 3

Estuda-se um caso em que a subestação apresenta um pico atípico do comportamento de carregamento de carga da subestação, como mostrado na Figura 21.

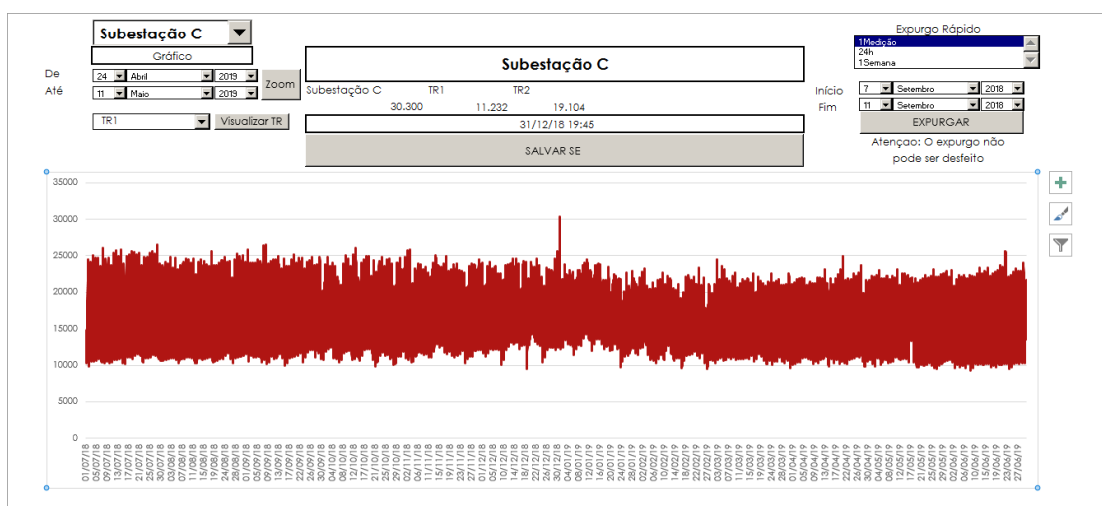


Figura 21. Página inicial aba Painel - Interface para o início da análise da “Subestação C”

Ao selecionar a “Subestação C” logo observa-se o gráfico da curva de carga desta subestação. A partir disto, tem-se que o pico de maior magnitude no gráfico desta subestação, desconfia-se de um erro de medição. Novamente, diminui-se o período em que os dados são analisados para o intervalo de tempo próximo a este ponto para averiguar sua autenticidade, como na figura 22.

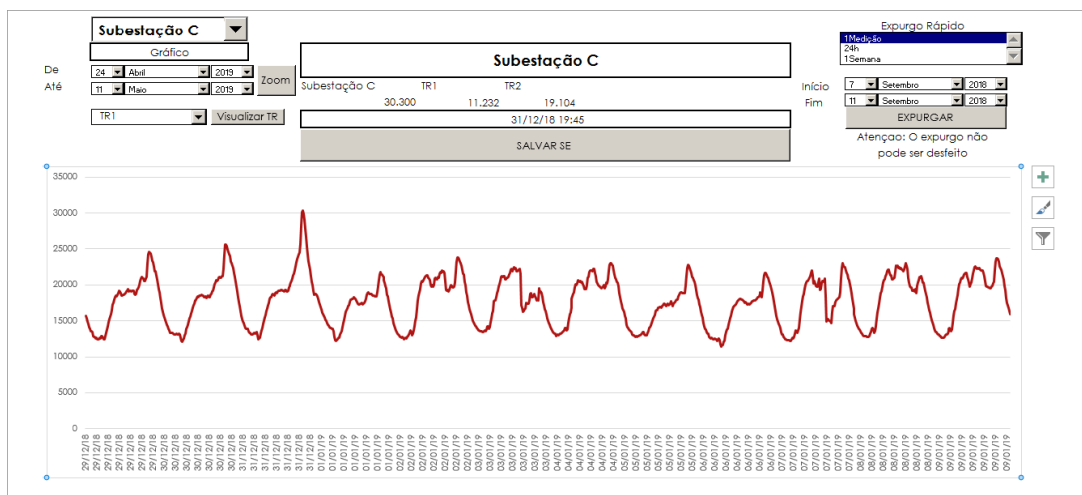


Figura 22. “Subestação C” com zoom em sua máxima medição

Após observar o entorno do ponto de máxima demanda que era apontado pela interface, nota-se um comportamento um pouco mais acentuado do que o usual, porém não caracterizando uma manobra de transferência ou erro de medição. A priori, estima-se que este pico ocorrera provavelmente por ser na data de *réveillon*, sendo assim, essa medição, primeiramente apontada, corresponde, de fato com o máximo da subestação.

4.4. Comparativo entre o método antigo e o proposto

O processo inicia-se através da listagem dos transformadores de distribuição que a companhia detém e em quais subestações estes se localizam.

Com a mesma base de dados no formato em que é mostrado na Figura 4, ou seja, constituída pelas demandas de energia ativa enviada, ativa recebida, reativa enviada e reativa recebida. Com esses dados é calculada a demanda de energia aparente de cada transformador com a equação 4.

A demanda de energia aparente das subestações são calculadas como um outro elemento separado através junção das energias de seus transformadores com a equação 5.

Após a montagem da base, gerava-se o gráfico da energia aparente de uma subestação em uma nova aba e analisava-se se havia ou não pontos suspeitos de terem que ser expurgados. Caso o analista julgasse que havia medições suspeitas, ele deveria voltar a aba em que haviam as medições, encontrar a coluna em que era correspondente a subestação analisada, ir até o ponto de medição em que o pico estava e gerar um novo gráfico, agora selecionando apenas o intervalo em que se encontrava essa medição.

Caso o analista constate que a medição corresponda a uma que se deva ser expurgada, ele deve tornar a aba com as medições e excluir o período inválido. Em seguida, deve iniciar o processo de gerar o gráfico completo novamente e repetir as instruções até que não existam mais pontos duvidosos e assim descobrir qual é a máxima medição da subestação.

Após a análise da subestação ele deve analisar os transformadores da subestação da mesma maneira em que foi analisado a subestação em si.

Deve-se atentar que o período analisado é de 1 ano, sendo que cada medição é obtida de 15 em 15 minutos, resultando em 35040 medições por transformador e por subestação, o que torna esse trabalho de buscar a medição manualmente muito demorado e ineficiente.

Durante esse processo, diversas dificuldades surgiam pela falta de dinamicidade do processo, o que o tornava muito lento, principal motivação para a realização deste trabalho.

5. CONCLUSÕES.

O presente trabalho teve por objetivo desenvolver um ambiente dinâmico de simples manuseio, a fim de possibilitar a análise dos dados do máximo carregamento de transformadores e subestações de modo rápido e eficiente.

Para tanto, propõe-se uma pesquisa baseada em estudos de caso, na qual observam-se as peculiaridades e situações encontradas em várias medições, e propõe-se melhorias em tal sistema de tratamento de dados.

Dentre os resultados obtidos através da elaboração do ambiente dinâmico de análise do carregamento de transformadores e subestações é possível destacar:

- A empresa gastava recursos humanos, tecnológicos e financeiros de maneira pouco eficiente.
- A fluidez para a demonstração dos resultados gera economia de tempo caso haja alguma contestação dos órgãos reguladores.
- Geração entregas mais confiáveis.
- Redução da possibilidade de ocorrer erros na detecção do máximo carregamento.
- Detenção de maior controle sobre as informações.
- Redução da necessidade de retrabalho.

Foi possível observar que um trabalho que demorava em média 2 meses para ser realizado, pode ser feito em uma semana. Chega-se a essa conclusão pois em um cenário de 150 subestações e 350 transformadores, são feitas 500 análises. Se dentro deste cenário, 60% das medições não necessitam de expurgo, o que representaria 300 análises em que, utilizando o novo ambiente de análise, o operador deveria apenas fazer o pressionamento do botão de salvar. Se for considerado 30 segundos para a realização de cada uma desta operação, o operador demoraria 150 minutos para a realização desta parte do trabalho. Se os 40% das medições restantes, ou seja, se 200 análises apresentassem necessidade de expurgo, a partir da realização de testes, uma subestação com alguns expurgos, no novo método proposto, demora por volta de 5 minutos para ser analisada, o que acarreta numa carga horária de trabalho de 1000 minutos para esta etapa, totalizando, para a realização do trabalho completo, por volta de 1150 minutos, ou, aproximadamente 20 horas.

Ou seja, o trabalho que havia demorado 8 semanas, para um analista cuja carga horária é de 30 horas semanais, totalizando 240 horas trabalhadas, a implantação deste método, acarretaria numa economia de 220 homem-hora por ano para a empresa, uma vez que este trabalho é realizado anualmente.

Sugere-se continuidade da pesquisa, a fim de otimizar e dinamizar o tempo de atuação do analista a realização de um ambiente como este para o acompanhamento do fator de potência nas fronteiras entre as distribuidoras e as transmissoras, trabalho o qual atualmente é feito de maneira análoga a da detecção de máximo carregamento de transformadores e subestações antes do desenvolvimento da ferramenta desenvolvida neste trabalho.

Ressalta-se a necessidade de investimento acadêmico na área, a fim de novas pesquisas e publicações que contribuam, uma vez que a literatura ainda é escassa.

6. REFERÊNCIAS

ANDRADE, M.E.M.C. **Desafios na mensuração dos ativos para a formação das tarifas no setor de distribuição de energia elétrica: diagnóstico e propostas de equacionamento**. 2015. 214f. Tese [Doutorado em Ciências] Departamento de Contabilidade Atuária. Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade. Universidade de São Paulo, São Paulo, 2015.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica (Brasil). **Atlas de energia elétrica do Brasil**. In: Agência Nacional de Energia Elétrica. – Brasília: ANEEL, 2002. 153 p.

_____. **Tendências regulatórias do setor elétrico brasileiro**. 2014. Disponível em: <http://www.provedor.nuca.ie.ufrj.br/estudos/reltec9.pdf> Acesso em: 05 out 2019.

_____. **Características gerais**. Energia no Brasil e no mundo. 2012. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/arquivos/pdf/atlas_par1_cap1.pdf Acesso em: 15 out 2019.

_____. **Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET**. Disponível em <http://www.aneel.gov.br/procedimentos-de-regulacao-tarifaria-proret>. Acesso em 11 de Setembro de 2019

_____. **Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET**. Disponível em http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2015686_Proret_Submod_2_3_V5.pdf Acesso em 20 de Setembro de 2019

_____. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST**. 2012. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Modulo1_Revisao_6.pdf Acesso em: 01 out 2019.

_____. **Regulação dos Serviços de Distribuição**. 2018. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/regulacao-da-distribuicao?p_p_id=101_INSTANCE_nHNpDfkNeRpN&p_p_lifecycle=0&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-2&p_p_col_count=4 Acesso em: 12 out 2019.

ARAÚJO, F.C. **Sistema de monitoramento do consumo elétrico residencial com utilização de medidores de energia elétrica com comunicação sem fio para medição e verificação em programas de eficiência energética**. 2018. 73f. Dissertação [Mestrado em Engenharia Elétrica] Programa de Pós-Graduação da Engenharia Elétrica. Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação (FEEC). Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2018.

BAJAY, S. et al. Geração distribuída e eficiência energética Reflexões para o setor elétrico de hoje e do futuro. **International Energy Initiative – IEI Brasil**, 2018.

CPFL. **Características dos sistemas elétricos e do setor elétrico de países e/ou estados selecionados**. In: Panorama e análise comparativa da tarifa de energia elétrica do Brasil com tarifas praticas em países selecionados, considerando a influência do modelo institucional vigente. 2014.

ELEKTRO. **Energia ativa e reativa**. s/d. Disponível em: <https://www.elektro.com.br/seu-negocio/energia-ativa-e-reativa> Acesso em 20 out 2019.

ENGELÉTRICA. **Manual de correção do fator de potência**. 2011. Disponível em: <http://www.engeletrica.com.br/fatordepotencia-manual-fatordepotencia.html> Acesso em: 20 out 2019.

FARIMA, C.M. **Remuneração e produtividade do trabalho no segmento de distribuição de energia elétrica**. 2017. 100f. Dissertação [Mestrado em Economia] Programa de Pós-graduação Stricto Sensu em Economia do Setor Público. Universidade de Brasília, Brasília, 2017.

FERREIRA, J.T.V. **Redes de Distribuição de Energia Elétrica de Média e Baixa Tensão**. 2018. 173f. Relatório de Estágio [Mestrado em Engenharia Eletrotécnica] Especialização em Automação e Comunicações em Sistemas de Energia. Instituto Superior de Engenharia de Coimbra, 2018.

LAPA, C.; SAIDEL, M.A.; DI SANTO, K.G. Importância da medição de energia para a eficiência energética. S/D. **Medição e eficiência energética**. Disponível em: http://www.cck.com.br/artigos/palestras/importancia_medicao.pdf Acesso em: 21 out 2019.

LEME, D.M. et al. **Sistema de proteção da rede de distribuição de energia elétrica**. 2013. 77f. Monografia [Bacharelado em Engenharia Elétrica] Universidade São Francisco, Itatiba, 2013.

LINHARES, M.S. **Desenvolvimento de multimedidor eletrônico de energia elétrica**. 2015.77f. Relatório de Trabalho de Conclusão de Curso [Engenharia de Controle de Automação] Universidade de Caxias do Sul, Caxias do Sul, 2015.

MACHADO, M.C.N. **Fiscalização das Distribuidoras de Energia Elétrica com a aplicação da ferramenta de Gestão da Qualidade Ciclo PDCA**. Disponível <https://repositorio.unifei.edu.br/xmlui/handle/123456789/552>. Acesso em 21 de Setembro de 2019.

MINGUEZ, A. **Medidores de energia ativa: funcionamento, práticas usuais, principais ensaios e análise das fraudes comuns**. 2007. 80f. Projeto de Conclusão de Curso [Engenharia Elétrica] Departamento de Engenharia Elétrica. Escola Politécnica. Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2007.

NICOLAU, C.T. **Medição de Energia Elétrica: impactos da mudança tecnológica no setor jurídico de uma concessionária distribuidora de energia elétrica.** 2013. 84f. Dissertação [Mestrado em Metrologia] Programa de Pós-Graduação em Metrologia. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro - PUC-Rio, 2013.

OLIVEIRA, P.B.A. **Medição de energia reativa.** S/d. disponível em: <https://sites.google.com/site/punarobley/medidor-de-energia-reativa> Acesso em: 20 out 2019.

_____. **Medição de cargas trifásicas.** S/D. Disponível em: <https://sites.google.com/site/punarobley/gallery> Acesso em: 20 out 2019.

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. **O sistema interligado nacional.** 2019. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin> Acesso em: 05 out 2019.

OZUR, F.S.; PEREIRA, T.H.; CORREA, J.A.S. Controle de demanda de energia elétrica. **e-xacta**, Belo Horizonte, v. 4, n.3, p. 191-202, 2011.

PEDROSO, T.; SOUSA, T. Desafios da Regulação e Fiscalização dos Serviços de Distribuição no Setor Elétrico Brasileiro. IN: **THE 12th LATIN-AMERICAN CONGRESS ON ELECTRICITY GENERATION AND TRANSMISSION - CLAGTEE 2017.**

QUEIROZ, L.M.O. **Estimação e análise das perdas técnicas na distribuição de energia elétrica.** 2010. 161f. Tese [Doutorado em Engenharia Elétrica] Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação. Universidade Estadual de Campinas – UNICAMP, 2010.

RAMOS, D.S.; BRANDÃO, R.; CASTRO, N.J. Por que o preço da energia varia ente as distribuidoras? 2012. 40f. **Texto de Discussão do Setor Elétrico – GESEL – Grupo de Estudos do Setor Elétrico – UFRJ**, 2012.

SANTOS, C.S. **A regulação da distribuição de energia elétrica brasileira: relações entre agencias e a qualidade dos serviços de concessionárias.** 2003. 224f. Tese [Doutorado em Administração] Escola de Administração da Universidade Federal da Bahia, 2003.

SILVA, R.O. **Remuneração do serviço de distribuição de energia elétrica no Brasil: a situação das Obrigações Especiais e dos Ativos Totalmente Depreciados.** 2013. 84f. Dissertação [Mestrado Profissional em Regulação e Gestão de Negócios] Departamento de Economia. Universidade de Brasília, Brasília, 2013.

VINICIUS NETTO, D.; HENKES, J.A. Sistema de geração e distribuição de energia por parte do operador nacional do sistema brasileiro – ONS o pêndulo do desenvolvimento. **R. gest. sust. ambient.**, Florianópolis, v. 3, n. 2, p.339 - 362, out. 2014/mar.2015.

WHITE PAPER. **Qualidade do fornecimento de energia elétrica: confiabilidade, conformidade e prestação.** 2014. Disponível em: http://www.acendebrasil.com.br/media/estudos/2014_WhitePaperAcendeBrasil_14_Qualidade_Fornecimento_Energia_Rev_0.pdf Acesso em: 15 out 2019.

YIN, Robert K. **Estudo de caso: planejamento e métodos.** In: _____; trad. Daniel Grassi - 2.ed. -Porto Alegre : Bookman, 2001.