

**INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLÓGICA DE SANTA
CATARINA – CÂMPUS FLORIANÓPOLIS
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA
CURSO SUPERIOR DE TECNOLOGIA EM SISTEMAS DE ENERGIA**

WALESKA KAROLINE GARCIA JUVENAL

**ANÁLISE DA APURAÇÃO DO MONTANTE DE USO DO SISTEMA DE
TRANSMISSÃO PARA AGENTES DE GERAÇÃO EÓLICA COM BASE
EM DADOS REAIS**

FLORIANÓPOLIS, 2019.

**INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLÓGICA DE SANTA
CATARINA – CÂMPUS FLORIANÓPOLIS
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA
CURSO SUPERIOR DE TECNOLOGIA EM SISTEMAS DE ENERGIA**

WALESKA KAROLINE GARCIA JUVENAL

**ANÁLISE DA APURAÇÃO DO MONTANTE DE USO DO SISTEMA DE
TRANSMISSÃO PARA GERADORES EÓLICOS COM BASE EM
DADOS REAIS**

Trabalho de Conclusão de Curso submetido
ao Instituto Federal de Educação, Ciência e
Tecnologia de Santa Catarina como parte
dos requisitos para obtenção do título de
Tecnóloga em Sistemas de Energia.

Professor Orientador:
Edison A. C. Aranha Neto, D.Eng.

FLORIANÓPOLIS, 2019.

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor.

Juvenal, Waleska Karoline Garcia

ANÁLISE DA APURAÇÃO DO MONTANTE DE USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO PARA AGENTES DE GERAÇÃO EÓLICA COM BASE EM DADOS REAIS / Waleska Karoline Garcia Juvenal ; orientação de Edison A. C. Aranha Neto. - Florianópolis, SC, 2019.

68 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (TCC) - Instituto Federal de Santa Catarina, Câmpus Florianópolis. CST em Sistemas de Energia. Departamento Acadêmico de Eletrotécnica.

Inclui Referências.

1. MUST. 2. TUST. 3. EUST. 4. Demanda Contratada.
5. Parcela de Ineficiência. I. Aranha Neto, Edison A. C. . II. Instituto Federal de Santa Catarina. Departamento Acadêmico de Eletrotécnica. III. Título.

**ANÁLISE DA APURAÇÃO DO MONTANTE DE USO DO SISTEMA DE
TRANSMISSÃO PARA AGENTES DE GERAÇÃO EÓLICA COM BASE EM
DADOS REAIS**

WALESKA KAROLINE GARCIA JUVENAL

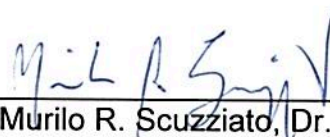
Este trabalho foi julgado adequado para obtenção do título de Tecnólogo em Sistemas de Energia e aprovado na sua forma final pela banca examinadora do Curso Superior de Tecnologia em Sistemas de Energia do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina.

Florianópolis, 05 de julho de 2019.

Banca Examinadora:



Edison A. C. Aranha Neto, Dr. Eng.



Murilo R. Scuzziato, Dr. Eng.



Rubiara C. Fernandes, Dr. Eng.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, à Deus pela vida.

Aos meus pais, Franscini Garcia e Valério Ribeiro que deram a educação e a base para formação dos meus valores e princípios éticos.

Ao meu esposo Jonas Pires da Silveira por todo apoio, incentivo e paciência no decorrer dessa caminhada.

Ao meu orientador, Prof. Dr. Edison A. C. Aranha Neto, que me guiou e auxiliou ao decorrer do projeto, não medindo esforços para alcançar o objetivo desse trabalho.

À Way2 Technology, que me deu o suporte necessário para executar esse trabalho.

Aos amigos que fiz no IFSC, que fizeram a graduação mais leve e feliz.

RESUMO

Esse trabalho tem como objetivo apresentar um estudo de caso com base no cenário real de análise qualitativa da demanda contratada de parques eólicos e apuração dos montantes ultrapassados. São apresentados os itens regulatórios da ANEEL, ONS e CCEE que embasam a problemática dos agentes de medição. A partir disso, o trabalho é direcionado ao ambiente de geração. Ao longo da história, o setor elétrico brasileiro passou por uma grande reestruturação na década de noventa e ainda vem sofrendo alterações na sua regulamentação e um dos destaques desta mudança se refere à introdução da competição na geração e comercialização. Na relação entre as geradoras e o sistema de transmissão, foi definido pelo órgão regulador brasileiro (ANEEL) que os geradores para cada ponto de conexão com a rede de transmissão devem informar o Montante de Uso do Sistema de Transmissão (MUST). A partir destes montantes são definidas as tarifas de uso da rede de transmissão, estabelecendo os encargos de transmissão a serem pagos pelas geradoras. Este trabalho apresenta uma metodologia para verificar o valor apurado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e mitigar os riscos de perda dos incentivos fiscais em função de ultrapassagens. Assim, tem-se o intuito de ressaltar a importância da otimização do contrato para evitar infrações.

Palavras-chave: MUST. Demanda Contratada. Previsão de Demanda. Procedimentos de Rede.

ABSTRACT

This work aims to present a case study based on the real scenario of qualitative analysis of contracted demand for wind farms and the calculation of the amounts exceeded. The regulatory items of ANEEL, ONS and CCEE will be presented, which support the problem of measurement agents. From this, the work will be focused on the generation environment. Throughout history, the Brazilian electric sector underwent a major restructuring in the nineties, and it has been undergoing changes in its regulation and one of the highlights of this change is the introduction of competition in generation and commercialization. In the relationship between the generators and the transmission system, the Brazilian regulator (ANEEL) has defined that the generators for each point of connection to the transmission network must inform the Transmission System Use Amount (MUST). From these amounts the tariffs for the use of the transmission network are defined, establishing the transmission charges to be paid by the generators. This work presents a methodology to verify the value obtained by the Brazilian Electric System Operator (ONS) and to mitigate the risks of loss of tax incentives due to overtaking. Thus, it is intended to emphasize the importance of optimizing the contract to avoid infractions.

Keywords: MUST. Contracted Demand. Demand Forecast. Transmission Network Procedures.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Configuração do Sistema Interligado Nacional	17
Figura 2 – Custos da Transmissão.....	19
Figura 3 – Energia Incentivada.....	23
Figura 4 – Relação do Módulo “Cálculo de Descontos TUSD/TUST” com demais módulos da regra.....	24
Figura 5 – Esquema Geral do Módulo “Cálculo de Descontos TUSD/TUST”	24
Figura 6 – Sistema de Apuração dos Montantes de Uso do Sistema de Transmissão.	27
Figura 7 – Configuração canal de comunicação.	31
Figura 8 – Sistema de Coleta de Dados de Energia.	32
Figura 9 – Representação Lacuna de um ponto de medição.....	33
Figura 10 – Representação de falha na tensão, na fase C de um TP.....	34
Figura 11 – Evento de Calibração de Medidores de SMF.....	35
Figura 12 – Eventos de sincronismo de relógio nos medidores.	36
Figura 13 – Amostra de ajustes de medição CCEE.	37
Figura 14 – Estrutura Complexo Eólico.....	43
Figura 15 – Equação do Ponto.....	44
Figura 16 – Instante de discrepância entre medidores.....	46
Figura 17 – Contestação ou deferimento SAMUST.	50
Figura 18 – Acompanhamento da apuração.	50
Figura 19 – Penalidade aplicada.....	52

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – MUST contratado	41
Tabela 2 – Apuração realizada pelo ONS.	41
Tabela 3 – Demanda ativa Máxima - Base de dados.....	48
Tabela 4 – MUST Verificado por ponto	48
Tabela 5 – Resultados da apuração.....	48
Tabela 6 – MUST Verificado ONS.....	49

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ADCEUST – Adicional de Encargo de Uso do Sistema de Transmissão

ANEEL – Agência Nacional Energia Elétrica

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CUST – Contratos de Uso Sistema de Transmissão

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

EUST – Encargo de Uso do Sistema de Transmissão

MUST – Montante de Uso do Sistema de Transmissão

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico

PdC – Plataforma de Coleta

PLD – Preço de Liquidação das Diferença

PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica

RB – Rede Básica

REN – Resolução Normativa

SCDE – Sistema de Coleta dos Dados de Energia

SE – Subestações

SEB – Sistema Elétrico Brasileiro

SIN – Sistema Interligado Nacional

SMF – Sistema de Medição de Faturamento

TUSD – Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição

TUST – Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	12
1.1	Definição do Problema	12
1.2	Justificativa	13
1.3	Objetivos	13
1.3.1	Objetivo Geral	13
1.3.2	Objetivos Específicos	14
1.4	Estrutura do Trabalho	14
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	16
2.1	Setor Elétrico	16
2.1.1	O Sistema Interligado Nacional - SIN e a Rede Básica - RB	16
2.1.2	Regulamentação do Sistema de Transmissão Brasileiro	17
2.1.2.1	<i>Os Encargos do Uso do Sistema de Transmissão – EUST</i>	18
2.1.2.2	<i>A Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão – TUST</i>	19
2.1.2.3	<i>O Montante de Uso do Sistema de Transmissão – MUST</i>	19
2.1.2.4	<i>O Contrato de Uso do Sistema de Transmissão – CUST</i>	20
2.1.2.5	<i>Incentivos fiscais para geração de energia renovável</i>	22
2.1.2.6	<i>Da Parcela de Ineficiência – PI</i>	25
2.1.2.7	<i>Das responsabilidades do ONS</i>	26
2.2	A Importância da Medição para Faturamento	29
2.2.1	O Sistema de Medição para Faturamento	29
2.2.2	Das obrigações do agente de medição	30
2.2.3	Possíveis inconsistências de medições	32
2.2.4	Da consulta dos resultados no SCDE	37
3	ESTUDO DE CASO	39
3.1	Base de dados do Sistema de Medição para Faturamento	39
3.2	O Case de Ultrapassagem de Demanda Contratada	40
3.3	Equação do ponto - SAMUST	42
3.4	Aplicação da análise dos dados	45
3.5	Dados apurados x verificado	47
3.6	Penalidades	51
4	CONSIDERAÇÕES FINAIS	54
4.1	Sugestões para Trabalhos Futuros	55
	REFERÊNCIAS	56
	APÊNDICE A – DADOS DO ESTUDO DE CASO	59

1 INTRODUÇÃO

O Setor Elétrico Brasileiro – SEB passou por uma grande reestruturação na década de noventa com a definição de seu modelo de mercado e ainda vem sofrendo alterações na sua regulamentação. Um dos pilares desta mudança se refere à introdução da competição na geração e comercialização, deixando a transmissão e distribuição com forte regulamentação econômica. Na relação entre as distribuidoras e o sistema de transmissão, foi definido pelo órgão regulador brasileiro (ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica) que as geradoras para cada ponto de conexão com a rede de transmissão devem informar o Montante de Uso do Sistema de Transmissão (MUST). A partir destes montantes são definidas as tarifas de uso da rede de transmissão, denominada de tarifas nodais, estabelecendo os encargos de transmissão a serem pagos pelas distribuidoras.

Este trabalho apresenta uma análise da metodologia aplicada para apuração do MUST, além disso foi realizado um estudo do risco para os empreendimentos geradores com a ultrapassagem de demanda contratada na regulação vigente. Contudo, a metodologia aplicada busca encontrar o ponto ótimo de equilíbrio entre a geração de energia nas usinas e o valor de contrato.

1.1 Definição do Problema

Os agentes geradores devem definir um MUST para entrada em operação da usina conectada à rede básica. O valor de contratação do MUST corresponde ao máximo valor de potência que um ponto de geração bruta irá entregar ao ponto de conexão do sistema de transmissão. A contratação do MUST é celebrada através dos Contratos de Uso do Sistema de Transmissão (CUST) e os valores são fixos.

As usinas com energia incentivada possuem alguns requisitos de operação e contratos firmados para a apuração dos montantes de uso do sistema de transmissão que quando descumpridos impactam a perda dos incentivos e em alguns casos chegam a inviabilizar o projeto.

Assim, o problema a ser estudado é em função da ultrapassagem de demanda contratada de um agente gerador com a análise de consistência dos dados e mitigação da aplicação dos encargos por ultrapassagem de MUST.

1.2 Justificativa

A questão a ser apresentada de forma didática é a estruturação dos procedimentos de uma central geradora desde a coleta dos medidores de SMF – Sistema de Medição para Faturamento até a aplicação do rateio de perdas entre os pontos envolvidos, no que diz respeito da liquidação de contratos de MUST.

O problema proposto visa conhecer os métodos aplicados pelo ONS na apuração das ultrapassagens e aplicação dos encargos a fim de mitigar os riscos dos parques geradores eólicos e propor o valor máximo de geração bruta sem ultrapassar os limites contratados.

O conhecimento adquirido sobre os processos de obtenção de dados com as informações do Sistema de Medição para Faturamento – SMF, consistência da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, consulta dos dados pelo Operador Nacional do Sistema – ONS e disponibilização das apurações representam a necessidade de apresentar de forma didática os obstáculos que o setor elétrico dispõe.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo Geral

Apresentar a estrutura da verificação de Apuração dos Montantes de Uso do Sistema de Transmissão no âmbito da geração, pelo olhar do Agente de Medição. O estudo de caso foi realizado com base em dados reais obtidos do Sistema de Medição de Faturamento do parque eólico situado no estado do Maranhão. Esse trabalho tem como objetivo apresentar uma análise qualitativa da demanda contratada junto ao ONS por geradores eólicos do Sistema Interligado Nacional sob aspectos regulatórios.

1.3.2 Objetivos Específicos

Para alcançar o propósito definido será necessário abordar os seguintes itens:

- a) Apresentar o Sistema de Medição de Faturamento;
- b) Apresentar os possíveis erros de medição que impactam no faturamento;
- c) Identificar a configuração de SMF do complexo eólico, tal como os pontos de medição líquida e bruta;
- d) Aplicar a metodologia utilizada pelo ONS para apuração do Montante do Uso do Sistema de Transmissão;
- e) Realizar a análise dos geradores em função de ultrapassagens de demanda contratada, utilizando como parâmetro a perda do incentivo fiscal da energia renovável;
- f) Analisar o valor máximo de energia produzida na geração bruta da usina para se ter o melhor rendimento da usina sem ultrapassar os valores contratados.

1.4 Estrutura do Trabalho

Entende-se que a exposição do conhecimento deve ser realizada de forma clara e concisa para melhor entendimento didático. Com isso, foi desenvolvida no Capítulo 2 a revisão da literatura contendo um breve histórico do setor elétrico brasileiro, exposição das políticas aplicadas a energia renovável, a evolução da regulamentação pertinente à transmissão, os contratos de energia e a importância da medição para faturamento.

No Capítulo 3, é apresentado o estudo de caso utilizando dados reais de usinas conectadas ao SIN para aplicação da análise de MUST. Assim, são apresentadas as informações da base de dados, o detalhamento da apuração realizada pelo ONS, análise de inconsistências de medição e a analogia entre os resultados apurados e verificados. Com isso, as devidas considerações de penalidades e encargos em função das ultrapassagens apuradas.

Por fim, no Capítulo 4 são apresentadas as considerações finais para a usina geradora situada no Maranhão, na região dos Lençóis Maranhenses e sugestões para trabalhos futuros.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 Setor Elétrico

O setor elétrico brasileiro passou por uma grande reestruturação em 1995 com o Programa Nacional de Desestatização, que realizou reformar na estruturação do setor com a criação do Ministério de Minas e Energia. Uma das principais mudanças foi a divisão em quatro segmentos: Geração, Transmissão, Distribuição e Comercialização. As atividades de Geração e Comercialização foram desregulamentadas aos poucos, a fim de se introduzir competição no mercado. No entanto, as atividades de Transmissão e Distribuição por constituírem monopólios naturais continuaram sendo consideradas como serviços públicos regulados. A base do novo modelo era constituída por três instituições, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) criada em 1996, com a função de regular as atividades do setor, o Mercado Atacadista de Energia (MAE) criado em 1998, com objetivo de organizar o mercado de energia e o Operador Nacional do Sistema (ONS) criado em 1998, responsável por centralizar a operação do sistema. Nos anos de 2003 e 2004 o Governo Federal criou a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) para planejar o setor elétrico, o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) para avaliar constantemente a segurança do suprimento de energia elétrica do país, e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) que no lugar do MAE iria organizar as atividades de comercialização da energia elétrica. (ANEEL, 2019a)

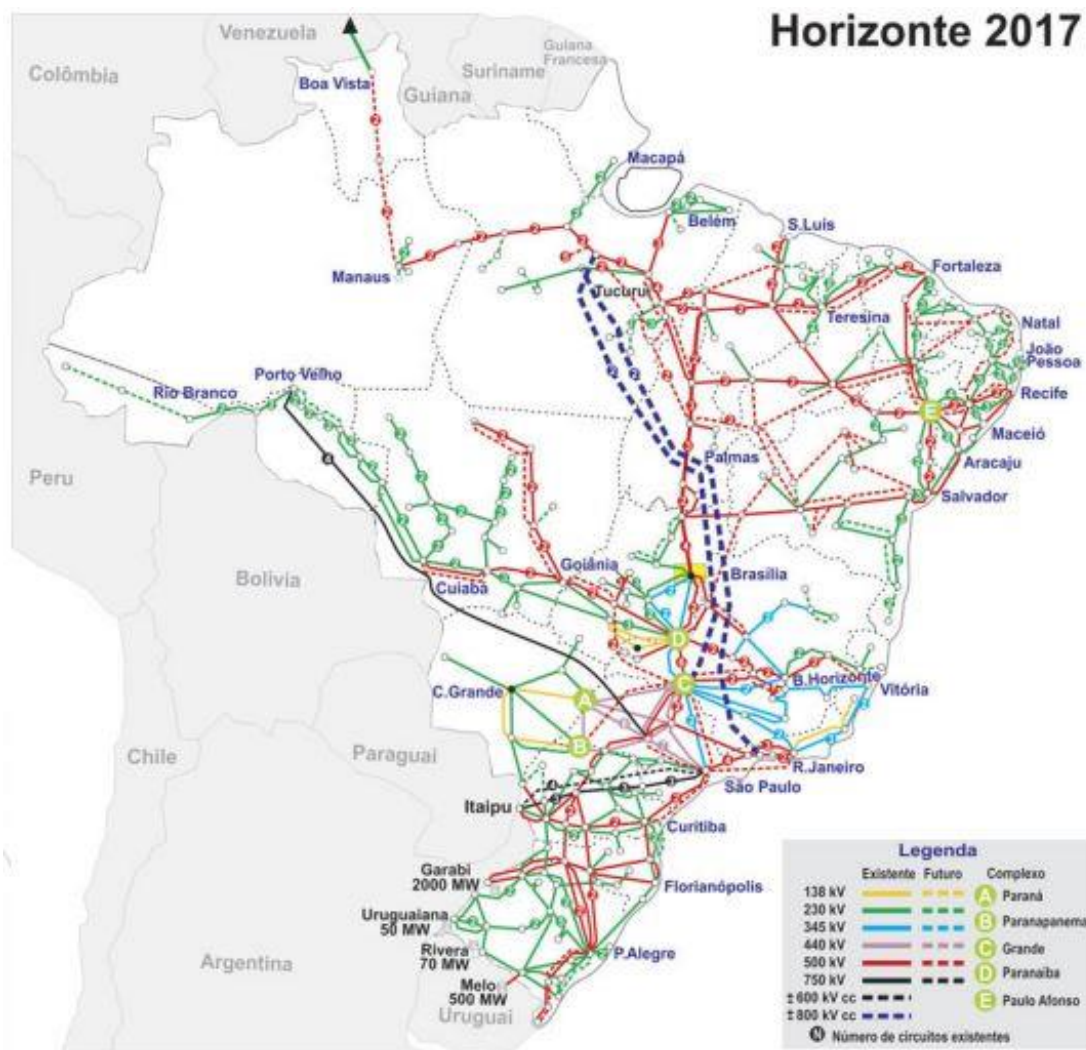
2.1.1 O Sistema Interligado Nacional - SIN e a Rede Básica - RB

O sistema brasileiro de produção, transmissão e distribuição de energia elétrica é formado por agentes (empresas) das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte. Aproximadamente, 2% da capacidade de produção de eletricidade do país ainda se encontra fora do SIN. (EPE, 2015)

O sistema de transmissão brasileiro é chamado de rede básica (RB), o qual é composta pelos ativos de conexão das usinas e eventuais interligações internacionais. A RB possui as linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação em tensão igual ou superior a 230 kV;

transformadores de potência com tensão primária igual ou superior a 230 kV e tensões secundária e terciária inferiores a 230 kV. Demais equipamentos pertencentes aos sistemas de transmissão, com tensões inferiores à 230 kV são chamados de Demais Instalações da Transmissão (DIT). O mapa do SIN pode ser visualizado na Figura 1.

Figura 1 – Configuração do Sistema Interligado Nacional



Fonte: EPE (2017).

2.1.2 Regulamentação do Sistema de Transmissão Brasileiro

A reestruturação dos órgãos do setor veio para aprimorar a regulamentação sobre o valor relativo à prestação dos serviços de uso do sistema de transmissão. Dentre as medidas estabelecidas estão:

2.1.2.1 Os Encargos do Uso do Sistema de Transmissão – EUST

Conforme Resolução Normativa ANEEL 666/2015, os Encargos do Uso do Sistema de Transmissão – EUST são devidos por todos os usuários a partir da multiplicação entre os valores da TUST e os MUST, sendo por ponto de conexão e hora de contratação. (ANEEL, 2015)

Para cálculo do EUST relativos ao CUST permanente, é utilizado o $EUST_{PER}$, são calculados em base mensal, a partir da multiplicação das TUST homologadas pela ANEEL pelo maior valor de demanda de potência elétrica entre o contratado e o verificado por medição, independentemente do efetivo uso do sistema.

No caso dos geradores, não há posto horário associado aos parâmetros de MUST e TUST e os valores de EUST são calculados da seguinte forma:

$$EUST_{PER} = TUST \times MUST_{PER} \quad (1)$$

Para os agentes de geração de produção de energia baseada em fontes renováveis, de acordo com a regulamentação – Lei nº 9.427 de 26/12/96, Art.26º, § 1º (BRASIL, 1996), têm direito a desconto na TUST homologada pela ANEEL. Portanto, o cálculo fica:

$$EUST_{PER} = TUST_{INCENTIVADA} \times MUST_{PER} \quad (2)$$

Onde:

$$TUST_{INCENTIVADA} = [(1 - P_{Desco-G})/100] \times TUST \quad (3)$$

Sendo:

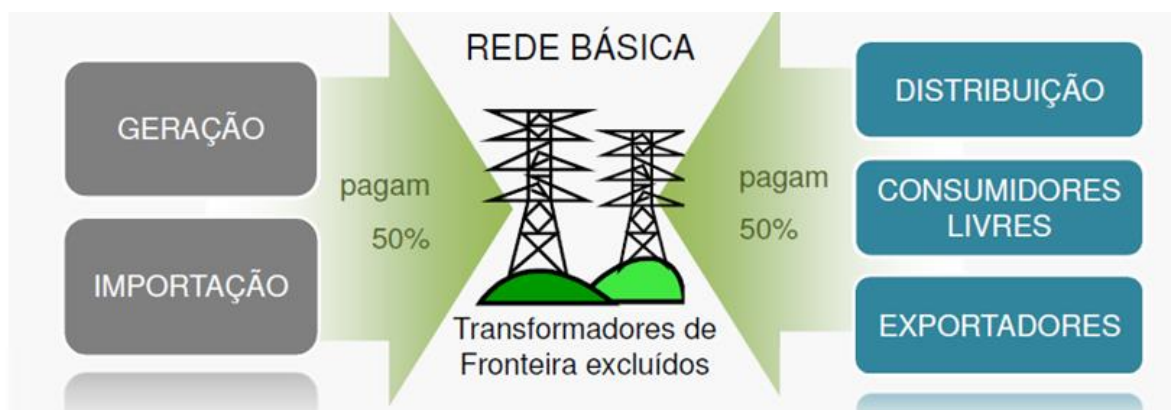
$P_{Desco-G}$: Percentual de desconto na TUST de empreendimento de geração, em função de classificação de fonte de energia incentivada por meio de regulamentação específica.

$MUST_{PER}$: Montante de Uso do Sistema de Transmissão em caráter permanente.

2.1.2.2 A Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão – TUST

A Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão é aplicada para remunerar a prestação do serviço de transmissão na RB e nas DIT em caráter compartilhado, a fim de reembolsar de forma justa as transmissoras. Os custos pelo uso da rede básica em função dos fluxos de potência, da demanda de carga e de geração de cada agente são rateados igualmente entre as partes, conforme Figura 2.

Figura 2 – Custos da Transmissão.



Fonte: Arquivo Way2 (2018).

Agentes participantes do processo da apuração mensal dos serviços e encargos de transmissão que fazem uso de energia proveniente de fontes renováveis, têm direito, a desconto na TUST homologada pela ANEEL. Mensalmente a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE disponibiliza ao ONS, os percentuais de desconto a serem aplicados para cada agente consumidor, em função dos montantes de energia comercializada oriundas das fontes referidas. (ONS, 2008b)

Os valores para utilização da TUST são provenientes da potência injetada que deve ser comprovada pelos montantes de uso contratado, referentes a unidades de geração ou consumo em operação.

2.1.2.3 O Montante de Uso do Sistema de Transmissão – MUST

O Montante de Uso do Sistema de Transmissão é o valor declarado pelo agente sendo a máxima potência elétrica injetável no sistema. No qual deve ter valor de no mínimo igual a potência instalada subtraída da mínima carga própria. Sendo que, a carga própria é formada por demandas internas da central de geração, que é

composta as perdas elétricas em instalações de uso exclusivo e por demandas de outros agentes que estejam conectados no mesmo local da produção, de mesma pessoa jurídica. (ANEEL, 2015)

Os MUST são determinados pelo maior valor entre o contratado e o verificado por medição de potência elétrica em cada ponto de conexão e horário de contratação. As diferenças entre os MUST contratados e verificados por medição são apuradas na avaliação da eficiência da contratação. O MUST contratado como reserva de capacidade está limitado à potência instalada da central de geração contratante.

Referente ao processo de descontração do MUST de um ponto de conexão, antes do fim da outorga dos usuários de geração, serão devidos os EUST associados a este ponto referentes aos 3 anos subsequentes à data de descontração ou do início de execução do CUST, caso o contrato ainda não esteja em execução.

2.1.2.4 O Contrato de Uso do Sistema de Transmissão – CUST

De maneira geral, é o contrato que estabelece as condições técnicas e as obrigações relativas ao uso da Rede Básica por um Usuário, incluindo a prestação de serviços de transmissão, sob supervisão do ONS, assim como a de serviços de coordenação e controle da operação do SIN, pelo ONS.

Os Contratos de Uso do Sistema de Transmissão – CUST são celebrados em caráter permanente por unidades geradoras diretamente conectadas à Rede Básica e por distribuidoras que deverão conter os MUST para 4 (quatro) anos civis subsequentes.

Além do contrato permanente, há a possibilidade de contratação do uso do sistema de transmissão com característica de temporário, flexível ou de reserva de capacidade mediante o uso de capacidade remanescente do sistema de transmissão por tempo determinado. Sendo necessário, de forma antecipada, avaliação da capacidade remanescente no sistema de transmissão em Parecer de Acesso. Para tal cenário será aplicado diferenças no cálculo da TUST e CUST. (ANEEL, 2015)

Dentre os contratos para uso do sistema deve ser observado algumas informações referentes a rescisão. Em caso de rescisão do CUST antes do fim da outorga dos usuários de geração, serão devidos os EUST referentes aos 3 anos subsequentes à data de rescisão ou do início de execução do CUST, caso o contrato ainda não esteja em execução.

Conforme a regulamentação vigente, o cálculo dos EUST de todos os usuários deve considerar os MUST determinados pelo maior valor entre o contratado e o verificado por medição de potência elétrica em cada ponto de conexão e horário de contratação. As diferenças registradas são denominadas Adicionais de EUST (ADCEUST) e são calculados por ponto de conexão, observando os valores de TUST e MUST.

No caso de gerador cujo CUST está associado a empreendimento de fonte incentivada, o cálculo do adicional de EUST deve ser efetuado de acordo com as regras a seguir:

Se $MUST_v \leq P_{incentivada}$

$$ADCEUST = TUST_{incentivada} \times (MUST_v - MUST_{per}) \quad (5)$$

Onde:

$MUST_v$ = maior valor de potência verificado no mês, segundo os dados de medição integralizados de 15 em 15 minutos.

$MUST_{per}$ = Valor da demanda contratada cujo contrato possui caráter permanente.

$P_{incentivada}$ = Potência máxima considerada como requisito, segundo a regulamentação vigente, para aplicação de percentual de redução na TUST.

$ADCEUST$ = Valor do adicional de encargos de uso do sistema de transmissão que leva em consideração o TUST e MUST.

Se $MUST_v > P_{incentivada}$, gerador perde o direito ao desconto na TUST, portanto:

$$ADCEUST = TUST \times (MUST_v - MUST_{per}) \quad (6)$$

Na situação anteriormente em que o MUST_v é maior que P_{incentivada}, o gerador perde o direito ao incentivo à TUST e, portanto, seus EUST devem ser calculados com a TUST não afetada do desconto. Como a informação do MUST_v na apuração mensal de serviços e encargos de transmissão refere-se a mês anterior, além do ADCEUST, os EUST cobrados a menor na apuração anterior devem ser compensados retroativamente na apuração atual.

2.1.2.5 Incentivos fiscais para geração de energia renovável

Com o intuito de promover o desenvolvimento de fontes alternativas no processo de produção de energia elétrica, a legislação brasileira criou incentivos para estimular empreendedores e consumidores a investirem nesse segmento do mercado de energia. Nesse sentido, a Lei nº 9.427 de 1996, por determinação da Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel, fazer jus ao percentual de redução não inferior a 50% (cinquenta por cento) a ser aplicado às Tarifas de Uso dos Sistemas de Transmissão (TUST).

Assim, terão direito ao desconto os empreendimentos caracterizados como aqueles com base em fonte solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada, cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja, menor ou igual a 30.000 kW (trinta mil quilowatts).

De maneira simplificada e abrangente, segue imagem ilustrativa (Figura 3).

Para os empreendimentos com incentivos fiscais, há alguns procedimentos adotados para o cálculo dos descontos que serão aplicados à TUST dos agentes envolvidos oriundos de fontes incentivadas. Segue imagem abaixo com a relação entre o módulo de regras referente ao cálculo do desconto aplicado a TUST e os demais módulos. De modo simplificado, dados oriundos dos módulos “Medição Contábil”, “Contratos” e “Garantia Física” são necessários para se determinar os percentuais de desconto a serem aplicados na TUST dos agentes que participam do processo de comercialização de energia incentivada.

Figura 3 – Energia Incentivada.



Fonte: Apresentação Engie (2018).

Para os empreendimentos com incentivos fiscais, há alguns procedimentos adotados para o cálculo dos descontos que serão aplicados à TUST dos agentes envolvidos oriundos de fontes incentivadas. Segue Figura 4 com a relação entre o módulo de regras referente ao cálculo do desconto aplicado a TUST e os demais módulos. De modo simplificado, dados oriundos dos módulos “Medição Contábil”, “Contratos” e “Garantia Física” são necessários para se determinar os percentuais de desconto a serem aplicados na TUST dos agentes que participam do processo de comercialização de energia incentivada.

Para os empreendimentos de geração de fonte solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, cujo montante de uso contratado não seja superior a 30MW, o desconto mensal a ser efetivamente aplicado à TUSD/TUST deverá ser o valor estabelecido em ato específico, exceto se for violado o limite de potência injetada nos sistemas de transmissão/distribuição, situação na qual o desconto a ser aplicado deverá ser igual a zero. Em caso de ultrapassagem da demanda contratada a tarifa será igual a três vezes a tarifa de uso estabelecida para cada horário de contratação.

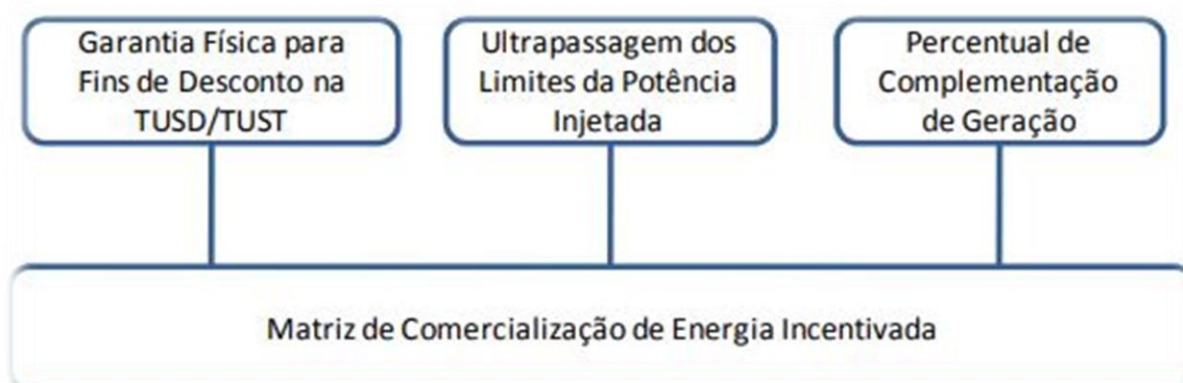
Figura 4 – Relação do Módulo “Cálculo de Descontos TUSD/TUST” com demais módulos da regra.



Fonte: CCEE (2012).

Para determinar o percentual de desconto a ser aplicado às tarifas de uso dos sistemas de distribuição e transmissão, de cada agente participante da comercialização de energia incentivada é necessário realizar o acompanhamento das etapas dispostas, conforme Figura 5.

Figura 5 – Esquema Geral do Módulo “Cálculo de Descontos TUSD/TUST”



Fonte: CCEE (2012).

2.1.2.6 Da Parcela de Ineficiência – PI

A avaliação da eficiência da contratação do uso do sistema de transmissão é contabilizada pelo ONS por meio da apuração das diferenças entre os MUST contratados e a demanda máxima medida por horário e ponto de conexão. (ONS, 2019a)

Para as centrais de geração, a tarifa de ultrapassagem será aplicada por ponto de conexão à potência injetada que for superior a 101% (cento e um por cento) do MUST contratado.

Neste mesmo cenário, será aplicada ao montante que exceder 101% do MUST contratado, tarifa de ultrapassagem igual a três vezes o valor aplicável da tarifa de uso do sistema de transmissão estabelecida para cada horário, quando se verificar ultrapassagem do mesmo montante.

Quando for registrada as ultrapassagens, o ONS apurará a parcela de ineficiência por ultrapassagem da seguinte forma.

$$PI_{U-G} = 3 \times \sum [(P_{\text{máx } i} - 1,01 \times \text{MUST}_i) \times \text{TUST}_{\text{GER}}] \quad (8)$$

Onde:

PI_{U-G} : parcela de ineficiência por ultrapassagem a ser cobrada da central de geração, em R\$, quando seu valor for maior que zero;

$P_{\text{máx } i}$: potência elétrica máxima mensal medida no ponto de conexão i , em kW;

MUST_i : MUST contratado em caráter permanente no ponto de conexão i , em kW; e

TUST_{GER} – TUST do ciclo tarifário vigente estabelecida para a central de geração, em R\$/kW.mês.

Para centrais de geração com CUST em caráter de reserva da capacidade a tarifa de ultrapassagem será à demanda que exceder 105% (cento e cinco por cento) do MUST contratado e a PI terá cálculo diferenciado.

Os valores verificados pelo ONS serão encaminhados aos agentes responsáveis até o 16º dia útil do mês seguinte ao da ocorrência para que os usuários

possam realizar a contestação em um prazo de até 10 dias úteis, sendo identificado o remanescente dos encargos de uso do sistema de transmissão e destinado à modicidade da TUST-RB.

Não será aplicada a parcela de ineficiência, quando a ultrapassagem ocorrer no período de operação em teste e durante a realização de teste solicitado pela ANEEL. (ANEEL, 2015)

Contudo, anualmente o ONS enviará à ANEEL um relatório de acompanhamento das diferenças entre o MUST contratado e o verificado por medição, ponto e usuário, referente ao ano anterior.

2.1.2.7 Das responsabilidades do ONS

O ONS no que se refere a análise de MUST tem como reponsabilidade, estabelecer as premissas, as diretrizes, critérios e as responsabilidades para apuração das variáveis medidas referentes à carga de demanda máxima não-simultânea por ponto de conexão em instalações do sistema de transmissão, para definição dos valores de MUST verificados mensalmente por ponto de conexão, a serem considerados na Apuração Mensal de Serviços e Encargos – AMSE, conforme Submódulo 15.8 do ONS.

A realização da apuração do MUST é realizada pelo ONS com recorrência mensal por ponto de conexão. O ONS disponibiliza, internamente e aos agentes, os resultados da apuração mensal do valor de MUST e as ultrapassagens de demanda verificadas por ponto de conexão.

A parcela de ultrapassagem deve ser computada pelo ONS e deve ser adotado o intervalo de 15 (quinze) minutos, para fins de integralização da demanda e detecção da ultrapassagem. (ANEEL, 2012)

O agente deve qualificar os eventos, conforme os critérios definidos nos CUST, para caracterizar os pontos que são passíveis de cobrança de adicional de encargos por ultrapassagem de demanda. No caso dos geradores, não há posto horário associado aos parâmetros de MUST, TUST e EUST.

A plataforma do ONS para apuração das diferenças entre o MUST contratado e o valor medido em cada ponto de conexão, por horário de contratação;

é realizada pelo SAMUST, o qual permite ao agente de medição realizar a contestação dos dados. Assim como, os encargos apurados para cada usuário por ponto de conexão. Tais processos que serão detalhados no decorrer do projeto com os passos utilizados para apuração do MUST, conforme premissas do ONS.

Segue Figura 6 da plataforma do SAMUST onde são realizadas as apurações e contestações.

Figura 6 – Sistema de Apuração dos Montantes de Uso do Sistema de Transmissão.

Apuração do MUST

Maior Ultrapassagem

Agente :
Empreendimento :
Ponto Conexão :

Data / Hora : 03/07/2010 02:30
Montante Ultrapassado (MW) : 119,4267
Montante Ultrapassado (%) : 374,38

Tipo Ação: Consistir

C	C	Data / Hora	Origem	Must Verificado MW	Must Verificado (Usuário) MW	Must Atribuído MW	Valores Contratados MW				Total	Ult
							P	T	F	RC		
<input type="checkbox"/>		01/07/2010 00:15	CCEE	141.6442		141.6442	31.9000	0.0000	0.0000	0.0000	31.9000	
<input type="checkbox"/>		01/07/2010 00:30	CCEE	139.7966		139.7966	31.9000	0.0000	0.0000	0.0000	31.9000	
<input type="checkbox"/>		01/07/2010 00:45	CCEE	138.2861		138.2861	31.9000	0.0000	0.0000	0.0000	31.9000	
<input type="checkbox"/>		01/07/2010 01:00	CCEE	143.1518		143.1518	31.9000	0.0000	0.0000	0.0000	31.9000	
<input type="checkbox"/>		01/07/2010 01:15	CCEE	143.8416		143.8416	31.9000	0.0000	0.0000	0.0000	31.9000	
<input type="checkbox"/>		01/07/2010 01:30	CCEE	139.6253		139.6253	31.9000	0.0000	0.0000	0.0000	31.9000	
<input type="checkbox"/>		01/07/2010 01:45	CCEE	141.1848		141.1848	31.9000	0.0000	0.0000	0.0000	31.9000	
<input type="checkbox"/>		01/07/2010 02:00	CCEE	143.2757		143.2757	31.9000	0.0000	0.0000	0.0000	31.9000	
<input type="checkbox"/>		01/07/2010 02:15	CCEE	138.8131		138.8131	31.9000	0.0000	0.0000	0.0000	31.9000	
<input type="checkbox"/>		01/07/2010 02:30	CCEE	140.1624		140.1624	31.9000	0.0000	0.0000	0.0000	31.9000	

Evento(s) 1 a 10 de 2592 -- Página 1 de 260

Agrupar por: 10 Eventos

Consistir Salvar Exportar Cancelar Voltar

Fonte: SAMUST (2016).

Para obtenção dos MUST_v, por ponto de conexão e por horário são apuradas as demandas/injeções em cada ponto de conexão contratado pelos agentes de geração conectados à rede básica.

O processo de apuração pelo ONS se dá com a seguinte ordem:

- Conversão dos dados de energia integralizada em 5 minutos (kWh) de cada ponto de medição em valores de potência média equivalente, que corresponde a:

$$PM_{15} = 4 \times [(PM_{5,CANAL_G1} + PM_{5,CANAL_G2} + PM_{5,CANAL_G3}) - (PM_{5,CANAL_C1} + PM_{5,CANAL_C2} + PM_{5,CANAL_C3})] / 1000 \quad (9)$$

Onde:

PM_{15} – Potência média em 15 minutos para um dado ponto de medição, em MW.

$PM_{5,CANAL_C,i}$ – Energia medida no canal consumo (C) de um dado ponto de medição para um dos três “i” períodos de 5 minutos dentro dos 15 minutos correspondentes, em kWh.

$PM_{5,CANAL_G,i}$ – Energia medida no canal geração (G) de um dado ponto de medição para um dos três “i” períodos de 5 minutos dentro dos 15 minutos correspondentes, em kWh.

- b) No caso de vigência do horário de verão, o instante de tempo será deslocado. No primeiro dia de vigência do horário de verão, o valor correspondente ao primeiro horário será deixado em branco, deslocando-se os valores para a hora seguinte. Quando do fim do horário de verão, será considerado o maior valor entre o referente ao vigésimo quarto horário e o da hora excedente daquele dia para cada um dos quatro períodos de 15 minutos;
- c) Os pontos de conexão e seus respectivos MUST a serem considerados na apuração de que trata esta Rotina Operacional têm por base o CUST do agente usuário;
- d) O preenchimento de lacunas de 5 minutos com dados de 1 hora com base em estimativa.

As ações do ONS quanto ao cadastro das informações dos CUST:

Quando do recebimento pelo ONS de um CUST ou aditivo de CUST assinado pelo agente, as informações referentes a pontos de conexão válidos, MUST contratados e horário de ponta, são registradas no Sistema de administração dos Contratos de Transmissão – SACT para posterior uso pelo SAMUST. (ONS, 2019a)

2.2 A Importância da Medição para Faturamento

O objetivo desta seção é apresentar os principais desafios relacionados a medição de faturamento no que tange a confiabilidade e consistência dos dados perante a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.

Os procedimentos e boas práticas descritas neste capítulo são vigentes nos cadernos da CCEE “Coleta e ajuste de medição”, nos Procedimentos de Rede do módulo 12 do ONS bem como na regulação vigente.

2.2.1 O Sistema de Medição para Faturamento

A participação da medição na implantação das usinas é para fundamental para o sucesso do projeto pois é com o Sistema de Medição para Faturamento – SMF que se realiza todo o acompanhamento e apuração da energia a ser faturada. Devido a tal importância, a medição possui especificidades que acarretam no acompanhamento em tempo real e até mesmo em processos que garantam a consistência dos dados que são disponibilizados ao órgão regulador, a CCEE.

O SMF é composto por medidores de energia, identificados como principal e retaguarda que contém as mesmas características, por transformadores de potencial e de corrente, por canais de comunicação entre os agentes e a CCEE, bem como o sistema de coleta de dados de medição para faturamento.

Os dados obtidos através da coleta do SMF são utilizados para:

- a) Apuração dos EUST, bem como para cálculo da eficiência do CUST;
- b) Aplicação da contabilização e liquidação da energia elétrica pela CCEE;
- c) Questões operacionais de despacho;
- d) Cálculo do fator de potência e perdas de transformação;
- e) Acompanhamento de relatórios e consistência da medição;
- f) Envio ao ONS para apuração do MUST.

Os medidores de SMF são coletados através da Plataforma de Coleta – PdC, de empresas de telemedição de energia e pela própria CCEE e disponibilizados na plataforma do SCDE – Sistema de Coleta de Dados de Energia, para que os

usuários representantes dos agentes de medição possam realizar o acompanhamento dos dados e relatórios que são atualizados de forma diária.

A memória de massa dos medidores constitui os fluxos de energia, correspondentes aos canais de energia ativa para quadrantes de geração e consumo, energia reativa para geração e consumo, demandas, tensão e corrente nas três fases. Estes possuem integração padrão de 5 minutos e podem conter os registros de medições instantâneas (potências, fator de potências, frequências).

A disponibilização dos dados para CCEE pode ser realizada em duas configurações:

- a) Via coleta ativa – Na qual o SCDE realiza acesso aos medidores diariamente no intervalo da 00h até 10h envia um único comando para coletar a memória de massa do dia anterior. Neste caso, o canal de comunicação previamente estabelecido precisa estar ativo para que não haja erro na tentativa.
- b) Via coleta passiva - é realizada por Unidade Central de Coleta de Medição - UCM do agente responsável pelo SMF, que coleta os dados dos medidores, converte-os em arquivo XML, que são enviados via ClientSCDE, durante o intervalo de coleta estabelecido pela CCEE.

2.2.2 Das obrigações do agente de medição

Os Agentes de medição são responsáveis por manter estabelecido e monitorar o *link* de comunicação do SCDE até os medidores, visto que a CCEE pode executar inspeção lógica, ou seja, validar os dados de memórias de massa e dos parâmetros de programação dos medidores dos SMF.

A infração na inspeção lógica é caracterizada quando constatadas três tentativas fracassadas e consecutivas de acesso a qualquer um dos medidores do ponto de medição dentro de um mesmo mês civil.

A infração na coleta de dados de medição pelo SCDE é caracterizada pela ausência de dados por períodos maiores que setenta e duas horas, ininterruptas, ou cento e vinte horas alternadas para o mês de apuração.

A configuração real de infraestrutura para comunicação da CCEE aos medidores de SMF está representada na Figura 7.

Figura 7 – Configuração canal de comunicação.

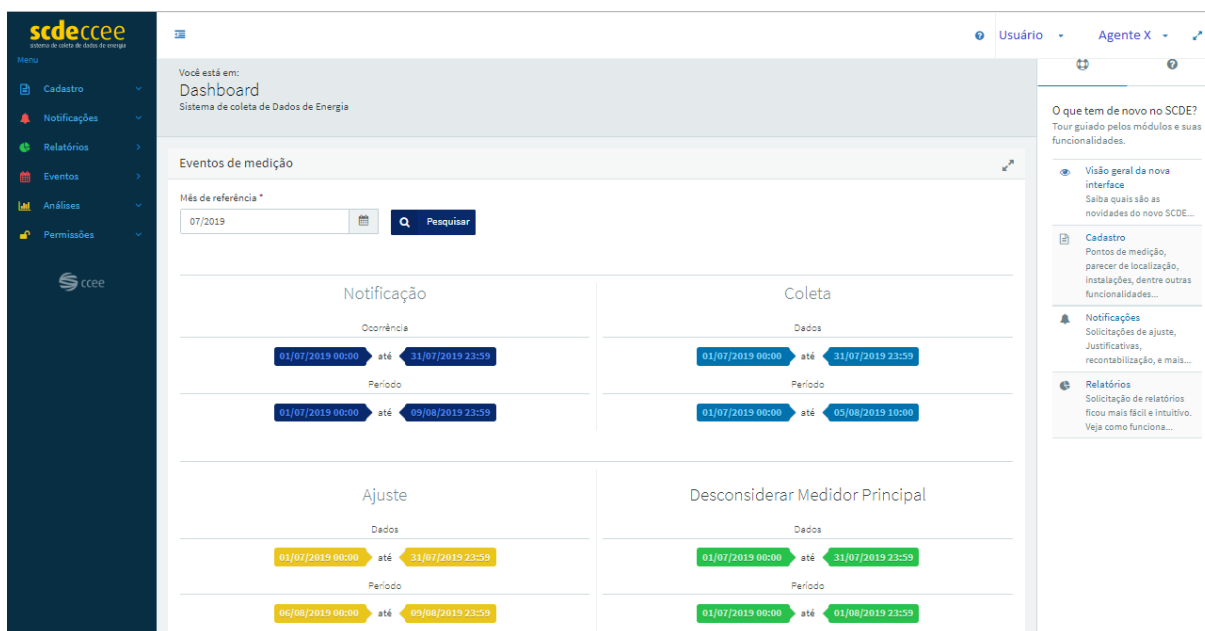


Fonte: Way2 Technology (2019).

Para os procedimentos de comercialização de energia alguns prazos devem ser observados para a garantia de entrega e disponibilização dos dados consistentes a CCEE. Com isso, os processos que dizem respeito ao envio das medições ao SCDE devem ocorrer até o MS+3du (terceiro dia útil do mês seguinte).

No caso do registro de eventuais anormalidades no SMF a CCEE deve ser notificada e se tal ocorrência interferir na consistência dos dados, o agente pode cadastrar notificações do tipo “Desconsiderar Medidor Principal” ou até mesmo incluir um ajuste de medição, a partir do MS+4du é iniciado o processo de correção dos dados, que segue até o MS+7du. Ambos os processos devem seguir o calendário da CCEE representado na Figura 8.

Figura 8 – Sistema de Coleta de Dados de Energia.



Fonte: SCDE (2019).

Garantir a consistência das medições é de suma importância para que o agente gerador receba de forma correta os montantes efetivos de sua energia produzida ao decorrer do mês.

2.2.3 Possíveis inconsistências de medições

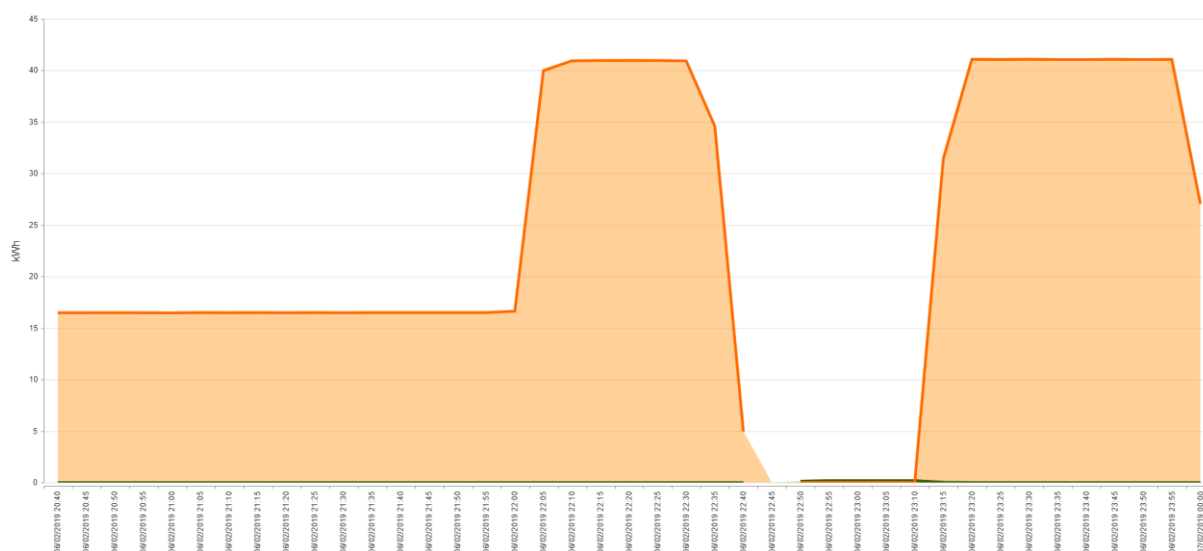
Com a experiência adquirida no mercado de trabalho no que tange a operação do SMF, com a realização do acompanhamento dos processos que mitigam a inconsistência das medições é possível traçar os principais tipos de ocorrências de medição que implicam no faturamento da geradora caso as devidas correções não sejam aplicadas.

Os ajustes de medição mais recorrentes para reprocessamento dos dados no SCDE são:

Falha de comunicação - Quando no período de coleta de medição, compreendido até o MS+3du às 10h, ainda existem medições faltantes ou não enviadas à CCEE deve ser realizado o ajuste de medição. Os motivos dessa indisponibilidade podem ser devido a falha na comunicação com os medidores in loco ou queima de equipamentos de telecomunicação.

Desligamento dos medidores – Neste caso ocorre quando há um desligamento geral dos equipamentos em campo e com isso há perda de dados. O resultado disso é representado na Figura 9 com um período com lacunas de medição, as quais devem ser devidamente tratadas. A CCEE realiza a estimativa automática dos dados quando o período sem dados é de até três registros de tempo, 15 minutos.

Figura 9 – Representação Lacuna de um ponto de medição.

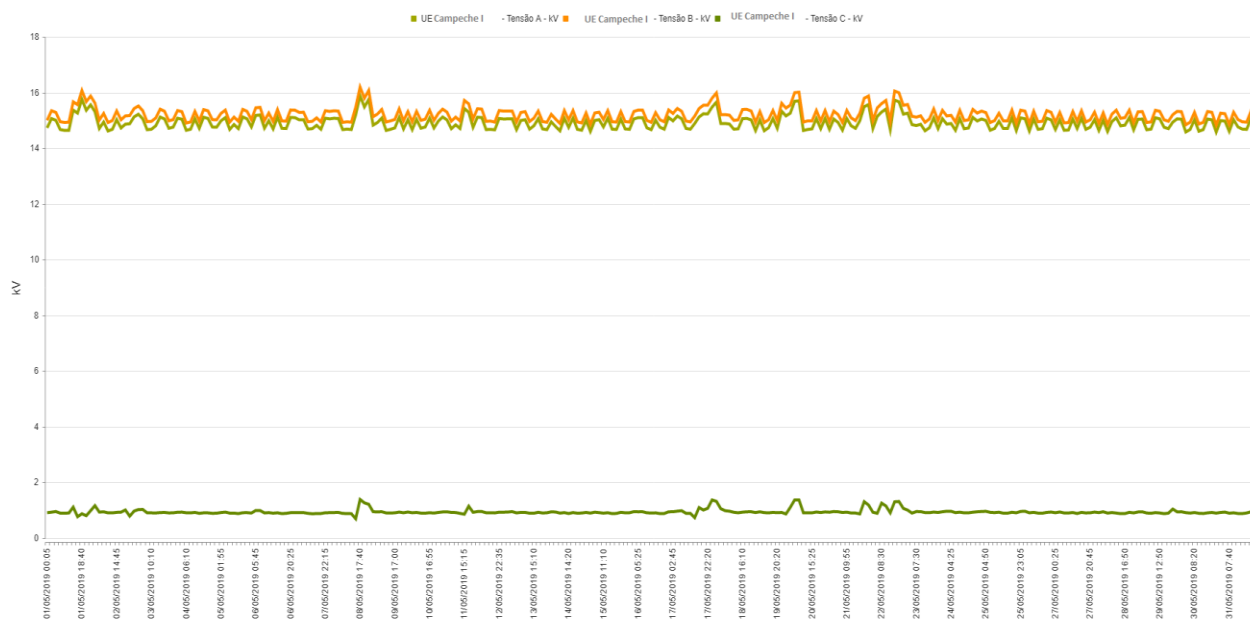


Fonte: Arquivo Way2 (2019).

Queima de fase de TP/TC – Para esse tipo de ocorrência, com o auxílio do monitoramento de SMF é possível identificar se as fases de tensão e corrente estão consistentes ou há alguma avaria. Tais inconsistências nas fases de tensão e corrente podem resultar em perda de receita de um terço da energia gerada. Para corrigir esse tipo de inconsistência deve ser realizada a análise dos dados e aplicado um fator de correção e apresentar o detalhamento técnico à CCEE na submissão do ajuste de medição.

A Figura 10 mostra uma ocorrência real de queima de fase que caso não seja realizado ajuste de medição implicada diretamente no faturamento e cumprimento do contrato de energia, principalmente nos cenários de leilão de energia.

Figura 10 – Representação de falha na tensão, na fase C de um TP.

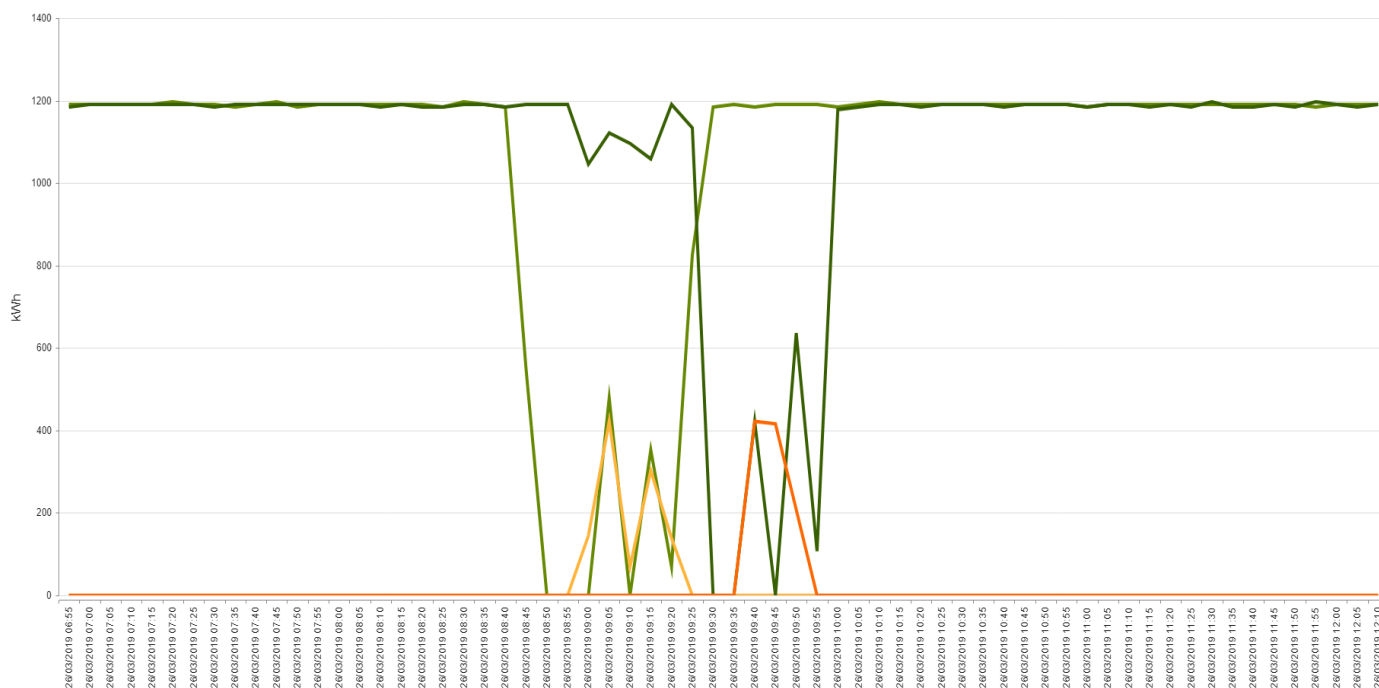


Fonte: Arquivo Way2 (2019).

Calibração de medidores – Conforme Submódulo 12.3 do ONS, os medidores de SMF devem ter manutenção preventiva a cada dois anos e ser calibrador com recorrência de cinco anos. Desta forma, todos os medidores passam por esse tipo de procedimento e as medições devem ser analisadas para que as inconsistências do momento de calibração não sejam contabilizadas. Tal ocorrência pode resultar em perda de energia na contabilização ou até mesmo ultrapassagem de demanda contratada. A Figura 11 exemplifica o instante em que os medidores principal e retaguarda foram calibrados.

Na Figura 11 o esperado para geração é resultante pela linha em comportamento *flat* porém no instante de calibração há um redução da geração e aumento do consumo (linhas laranjas e amarelo). Portanto, foi necessário ajuste de medição para consistência dos dados sem perdas.

Figura 11 – Evento de Calibração de Medidores de SMF.



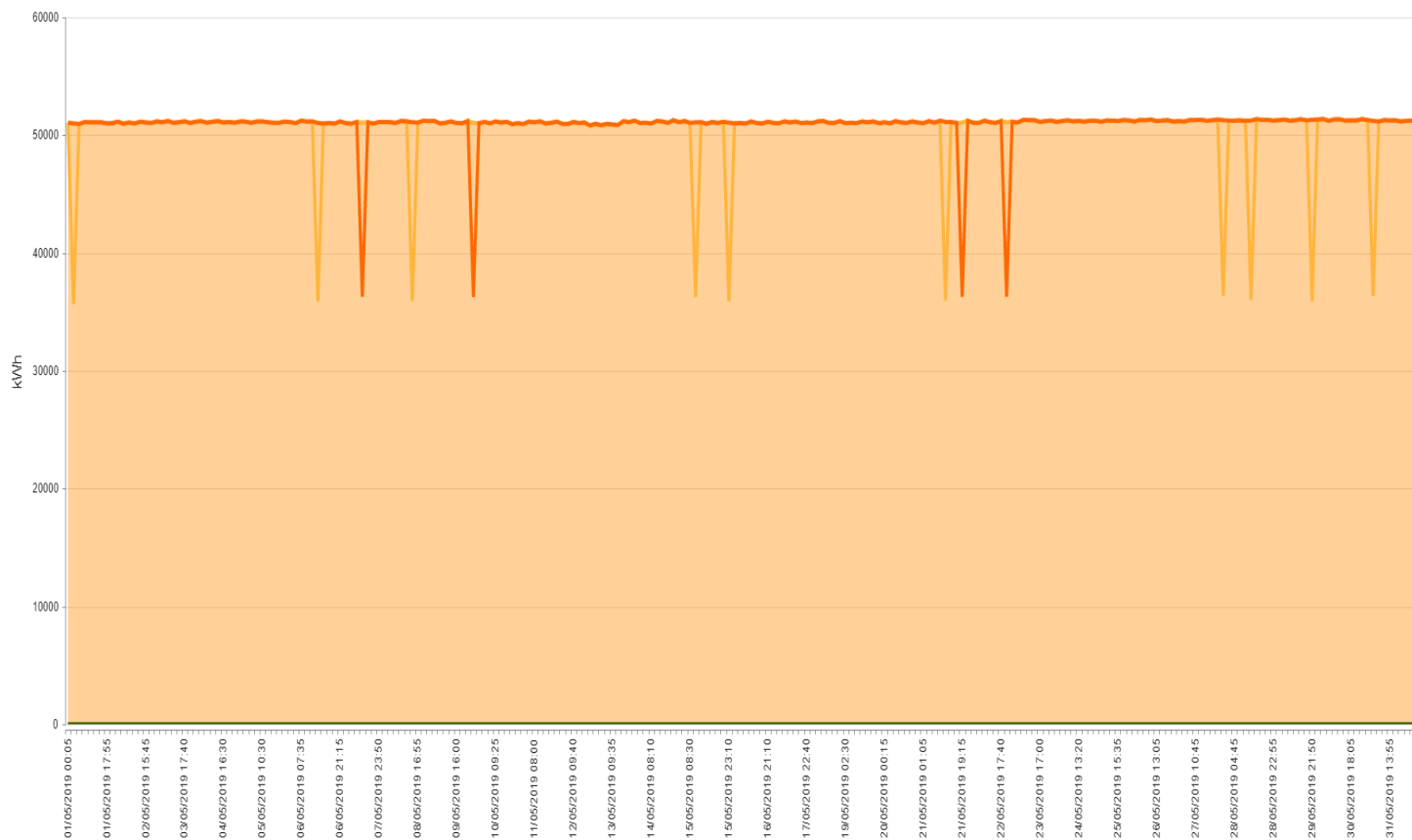
Fonte: Arquivo Way2 (2019).

Sincronismo de relógio – Conforme regulamentação, é de responsabilidade do agente de medição manter os relógios dos medidores sincronizados e os dados consistentes. No entanto, tal ação pode ter impactos no registro de energia no instante de sincronização devido ao deslocamento da energia no tempo e necessita de ferramentas auxiliares para identificar possíveis inconsistências.

De forma geral, os medidores de energia podem ter seus relógios sincronizados de forma automática com auxílio de equipamento de GPS, local, com a frequência da linha ou de forma remota via Ethernet, ambos podem ser configurados para execução do sincronismo. Apesar de ser uma ação de pouca complexidade os resultados dessa configuração podem refletir em valores na casa de milhões de reais para um complexo eólico. A Figura 12 representa tal variação nos dados de uma usina.

Os valores em área representam os dados já corrigidos enquanto que os dados em linha são referentes aos dados originais dos medidores principal e retaguarda. Caso o ajuste de medição não fosse executado a diferença da energia ativa que não seria contabilizada seria de 216,52 MWh devido aos eventos.

Figura 12 – Eventos de sincronismo de relógio nos medidores.

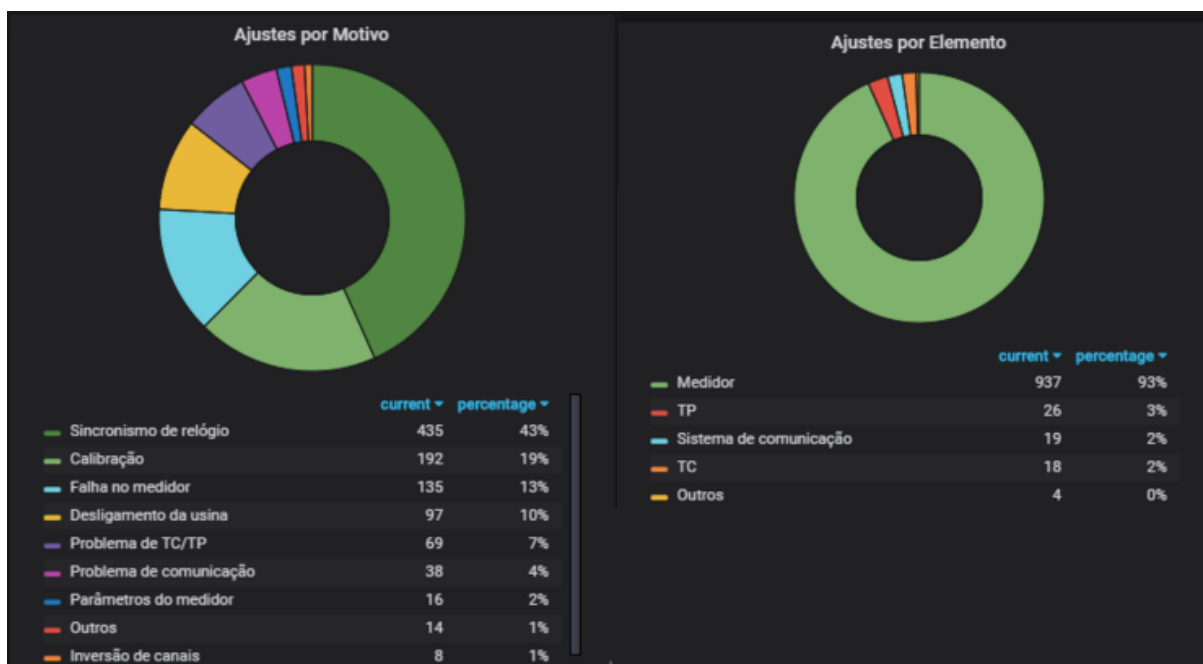


Fonte: Arquivo Way2 (2019).

Nos procedimentos de comercialização que contempla o Submódulo 2.1 – Coleta e ajuste de dados de medição possui os métodos sugeridos pela CCEE para correção de dados inconsistentes, dos quais os principais foram mencionados neste capítulo.

Como breve histórico dos montantes de ajustes de medição realizados por uma empresa especializada em telemedição de energia, segue um gráfico da quantidade de ajuste por tipo e elemento (Figura 13).

Figura 13 – Amostra de ajustes de medição CCEE.



Fonte: Arquivo Way2 (2019).

Como parte do estudo de caso apresentado no Capítulo 3, os dados do SMF consistentes são de grande importância para entender quais os possíveis erros apresentados durante o processo de análise da apuração de ultrapassagem de demanda contratada pelo ONS. Sendo que o ONS realiza a consulta das medições na plataforma da CCEE com integralização da memória de massa, ou seja, 5 minutos com referência ao mês anterior para que seja realizado os cálculos descritos no próximo capítulo.

2.2.4 Da consulta dos resultados no SCDE

Para acompanhamento dos registros, o monitoramento da coleta deve ser feito por meio de consultas realizadas diretamente no SCDE, por meio dos módulos de Análise e Relatórios, onde o agente pode realizar a consulta das medições faltantes, completas ou com hora fora de tolerância através da disponibilização dos relatórios da CCEE.

Para fins de conclusão dos processos de fechamento de mês, a CCEE analisa até MS+8du todas as solicitações de ocorrência de manutenção e o ajuste de

dados realizados pelos agentes. As notificações com ajustes de dados aprovadas pela CCEE ficam disponíveis para consulta, até MS+9du, através de relatório Ajuste de Dados de Medição no SCDE.

Portanto, todas as medições estão consolidadas até o MS+9du e estes dados que são os oficialmente faturados podem ser consultados no módulo de relatórios do SCDE, através do relatório de Origem de Dados da Coleta que apresenta as horas ajustadas ou notificadas. Os relatórios diários da CCEE, Medidas Consolidadas ou Análises não apresentam tais valores corrigidos e por isso os montantes de energia contabilizados e enviados ao ONS devem ser referentes ao relatório final.

3 ESTUDO DE CASO

O estudo de caso em questão tem por objetivo apresentar as informações relevantes a serem aplicadas na determinação da problemática de ultrapassagem de demanda contratada e as equações utilizadas para cálculo de verificação do MUST de um complexo eólico.

Todos os processos e procedimentos utilizados neste capítulo foram embasados nos procedimentos e normas vigentes, conforme descritos no Capítulo 2.

3.1 Base de dados do Sistema de Medição para Faturamento

A base de dados aplicada no estudo de caso é baseada em dados reais do Sistema de Medição para Faturamento de um Complexo Eólico - constituído por três pontos de medição correspondentes à usinas conectadas ao SIN por um mesmo ponto de conexão. Por motivo de sigilo, os nomes dos empreendimentos ou códigos de referência dos pontos de medição não são divulgados.

Com intuito de realizar o melhor aproveitamento da base de dados obtida, a análise realizada terá como referência o mês de abril de 2019, iniciando em 01/abril às 00:15h até 30/abril às 23:59:59h. São utilizados os dados de potência ativa - demanda ativa, ou seja, contemplam o canal de geração subtraído do canal de consumo de mês integral na base de 15 minutos em MW.

No Apêndice A são apresentados os dados de demanda ativa das três geradoras, sendo que cada geradora possui dois circuitos, totaliza seis pontos de medição bruta. Para simplificar a análise são considerados os três pontos de medição que totalizam os dois circuitos das usinas. Além dos pontos de geração bruta, há os pontos de conexão no nível n1 e n2 e o somatório dos pontos de geração.

De forma a melhorar a apresentação dos dados é realizado um agrupamento dos valores máximos de demanda ativa registrados durante o mês de apuração.

3.2 O Case de Ultrapassagem de Demanda Contratada

O ONS realiza mensalmente a consulta dos dados dos medidores de faturamento via plataforma do SCDE e envia a apuração dos MUST aos agentes de medição, conforme descrito nos capítulos anteriores. Para obtenção dos MUSTv, por ponto de conexão e por horário são apuradas as demandas/injeções em cada ponto de conexão contratado pelos agentes de geração conectados à rede básica, utilizando a metodologia descrita no item 2.1.2.7.

No cenário que está sendo utilizado houve a notificação do agente responsável pelos pontos de medição sobre a ultrapassagem de demanda contratada dos três parques.

O ONS realiza a apuração dos montantes e os valores apurados são dispostos na planilha que é enviada ao agente e cuja nomenclatura é “SAGIC_UltrapassagemDemanda_data_pontodemedição”.xls. Tal arquivo disponibiliza os instantes de ultrapassagem, a origem dos dados, o montante verificado, o montante ultrapassado (%) e os valores de contrato.

Na Tabela 1 estão dispostos os valores contratados de demanda por ponto, assim como a tolerância do MUST que é de 1% no que seria o limite máximo para que o agente não seja penalizado com a Parcela de Ineficiência por Ultrapassagem.

Com os resultados disponibilizados, no arquivo do SAMUST, segue Tabela 2 que mostra de forma unificada e resumida os montantes apontados pelo ONS com ultrapassagens.

Vale ressaltar que todas os registros fora de tolerância foram registrados no mesmo instante, o que gerou uma certa desconfiança pela consistência dos dados.

Tabela 1 – MUST contratado

UE Gerador I	
MUST Contratado (MW)	Tolerância Ultrapassagem (%)
26,6	1

UE Gerador II	
MUST Contratado (MW)	Tolerância Ultrapassagem (%)
29,25	1

UE Gerador III	
MUST Contratado (MW)	Tolerância Ultrapassagem (%)
23,94	1

Fonte: Elaboração própria (2019).

Tabela 2 – Apuração realizada pelo ONS.

UE Gerador I	
MUST Máximo (MW)	Montante Ultrapassado (%)
35,027	4

UE Gerador II	
MUST Máximo (MW)	Montante Ultrapassado (%)
30,488	15

UE Gerador III	
MUST Máximo (MW)	Montante Ultrapassado (%)
27,515	32

Fonte: Elaboração própria (2019).

É possível notar que todos os MUST Máximo do mês ultrapassaram os valores de contratos apresentados anteriormente. Além disso, com a apuração efetuada os geradores perderiam o direito ao desconto na TUST e registrariam a Parcela de Ineficiência por Ultrapassagem.

Com a apuração operacional apresentada, os agentes tiveram 10 dias úteis para realizar as análises e identificar possíveis inconsistências para que pudesse ser realizada a contestação das ultrapassagens para os períodos apurados.

Nas Tabelas 1 e 2 estão os dados máximos que não atendem a tolerância, mas ao todo ocorreram 4 registros fora do limite, sendo dois deles em UE Gerador I. Lembrando que os valores apurados no TUST, MUST e CUST são executados em cima do maior valor de demanda ativa verificado.

3.3 Equação do ponto - SAMUST

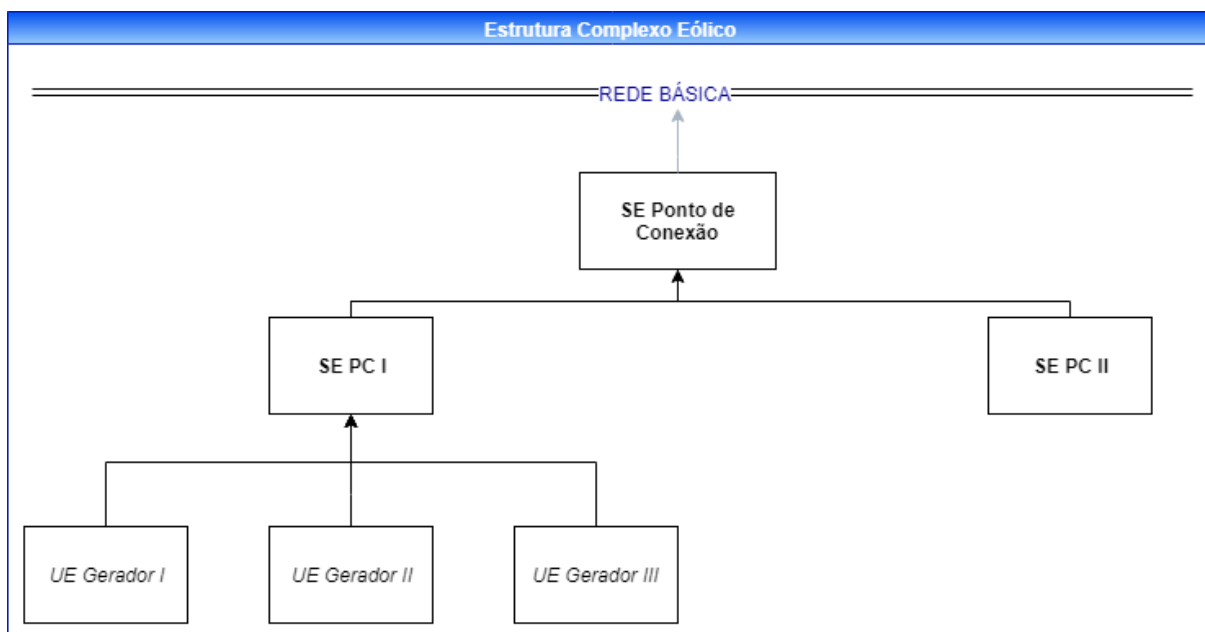
A equação do ponto é definida com base no CUST firmado entre os agentes geradores. Com base nos contratos e contabilização o ONS realiza a definição de relacionamentos entre os pontos de medição do SMF com os pontos de conexão dos empreendimentos para efeito de cálculo de MUST.

As informações constantes nos CUST devem estar registradas no Sistema de Administração dos Contratos de Transmissão – SACT para utilização do SAMUST no processo de apuração.

A apuração do ONS leva em consideração a estrutura organizacional do complexo, com relação aos pontos que estão conectados no mesmo local de ligação com a rede básica. Portanto, é importante saber como é a estrutura do fluxo de energia das usinas para entender o cálculo aplicado pelo ONS.

A Figura 14 apresenta a configuração do complexo utilizado no estudo de caso.

Figura 14 – Estrutura Complexo Eólico.



Fonte: Elaboração própria (2019).

O contrato do MUST é feito por parque e o SAMUST disponibiliza um arquivo em formato .txt com a equação de cada geradora, o qual deve ser utilizado para aplicação da ponderação do montante que cada ponto de bruta está entregando na conexão com a líquida. Desta forma, para um cenário mais genérico a equação disponibilizada no SAMUST é igual a:

$$\text{MUST}_v = ((\text{UE Gerador X} / (\text{Somatório UE Bruta})) * \text{SE Ponto de Conexão}) \quad (10)$$

Onde:

MUST_v: Valor de demanda contratada.

UE Gerador X: escolha do gerador de referência para o cálculo.

Somatório UE Bruta: refere-se a soma de UE Gerador I, UE Gerador II e UE Gerador III, conforme Figura 14.

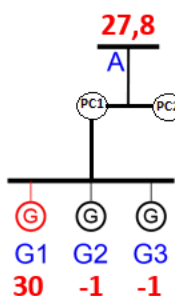
Sendo que existem condicionais para que os valores apurados sejam consistentes. Devendo ser observados os seguintes procedimentos:

- Deve-se fazer uso dos valores absolutos pois como o registro de demanda ativa leva em consideração o canal de geração subtraído do canal de consumo e os negativos devem ser considerados iguais a zero;
- Se o valor de UE Gerador I for maior que 0 (zero), o cálculo continua;
- Além disso, o ponto de conexão também deve ter valor maior que zero;
- Caso haja algum ponto de conexão intermediário, neste caso SE PC I, este deve ter valor maior que zero.

Desta forma, a verificação do estudo de caso atual é realizada para cada ponto de medição bruta deve aplicar os requisitos apontados anteriormente alterando o ponto inicial. Portanto, segue Figura 15 com a fórmula final para análise e as condições de cálculo:

$$\text{Se } (UE \text{ Gerador } I) > 0 \text{ AND SE Ponto de Conexão} > 0 \text{ AND SE PCI} > 0 \quad (11)$$

Figura 15 – Equação do Ponto.



$$MUST\ G1 = \frac{G1}{2} + \frac{G2 + |G2|}{2} + \frac{G3 + |G3|}{2} \times \frac{SE\ PC\ I}{\frac{PC\ 2 + |PC\ 2|}{2} + \frac{PC\ 1 + |PC\ 1|}{2}} \cdot A$$

MUST G1 = 27,8 MW

G1	G2	G3
30	-1	-1

Fonte: Elaboração própria com base nos dados do SAMUST (2019).

Referente aos dados apresentados, a letra A representa a apuração na medição de líquida, a inclusão do módulo é para os casos com medição negativa, a demanda apurada deverá ser zero, já que essa parcela é compensada internamente. Os valores de demanda e conseqüente detecção de ultrapassagem devem ser considerados com intervalo de integração de 15 (quinze) minutos em MWh/h.

3.4 Aplicação da análise dos dados

A análise do MUST foi realizada com base nos dados disponibilizados pela plataforma do SCDE, assim como os dados coletados dos medidores de faturamento das usinas. Desta forma, a fim de verificar a consistência dos medidores de faturamento foi realizada a análise de diferenças dos valores entre o medidor principal e o medidor retaguarda de cada ponto de medição.

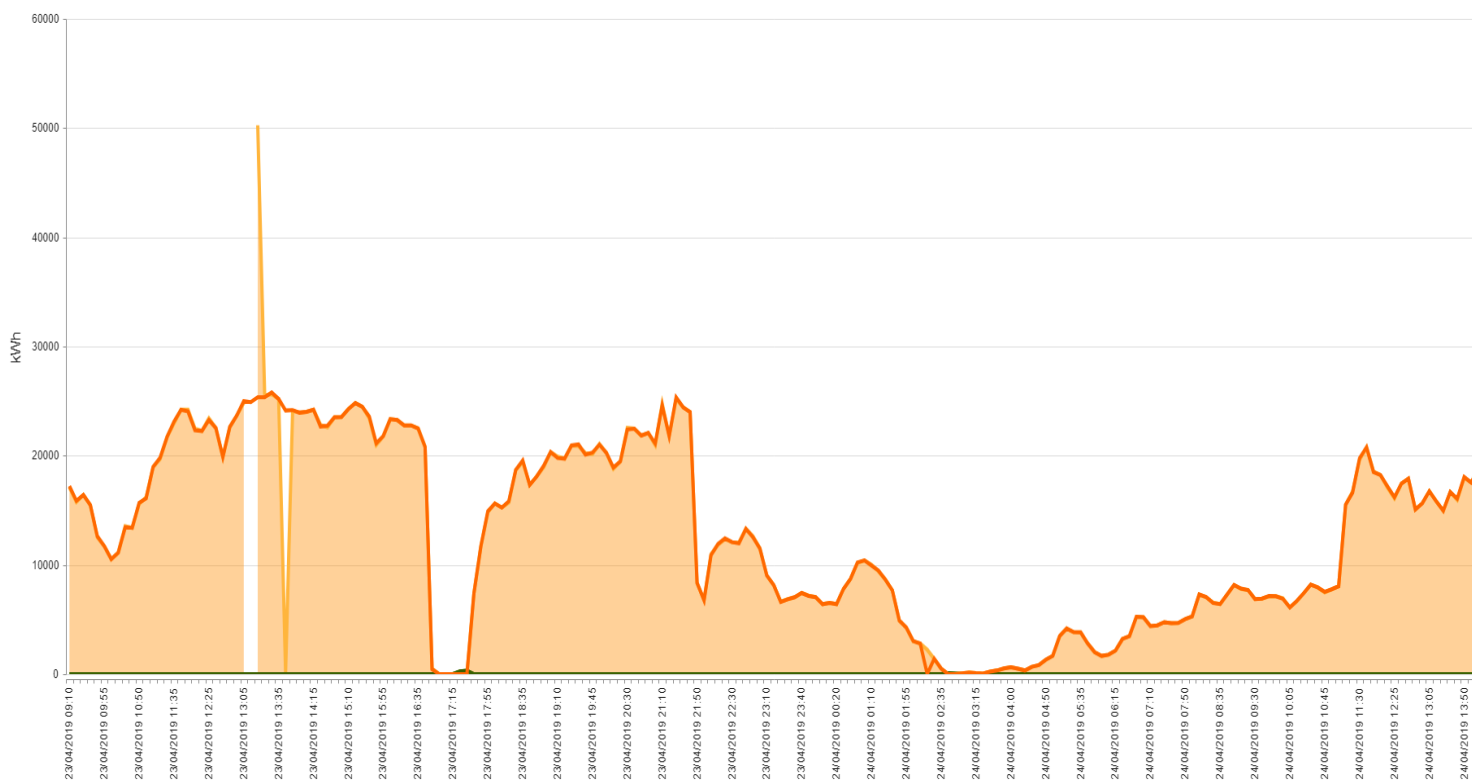
Para UE Gerador I, UE Gerador II, UE Gerador III, SE PC I e SE PC II não foram encontradas divergências entre os medidores que ultrapasse os limites aceitáveis entre equipamentos. Nem foram encontradas inconsistências nos dados de tensão, corrente ou falha nos medidores que impactasse na geração.

No entanto, é identificada uma inconsistência no medidor do ponto de conexão com a rede básica o qual impacta diretamente nos dados apurados dos demais pontos de medição. Sendo que a geração de cada usina é rateada na líquida e leva em consideração toda a estrutura do complexo.

Os dados inconsistentes do ponto SE Ponto de Conexão foram registrados no dia 23/04 das 13:00h até 13:15h e das 13:45h até 13:55h, sendo que as ultrapassagens registradas pelo ONS também foi apresentada no período das 13:15h do dia 23/04. Para identificação da falha, foi realizada uma coleta dos eventos dos medidores ION que ficam registrados durante 60 dias, dependendo da configuração. Neste caso, os medidores de faturamento registraram eventos de sincronismo de relógio que estão programados para serem executados nos medidores automaticamente com base em um GPS acoplado, bem como abordado no item 3.3.

As divergências encontradas entre os dados dos medidores principal e retaguarda foram devido a tal comando remoto e ocasionou um deslocamento de energia ao longo dos instantes subsequentes, registrando acúmulo de energia em um *timestamp* e uma falta desse montante em outro registro. A Figura 16 mostra a ocorrência e o principal problema dessa ultrapassagem.

Figura 16 – Instante de discrepância entre medidores.



Fonte: Arquivo Way2 (2019).

Na Figura 16 está evidenciado em área os valores registrados no ponto de medição SE Ponto de Conexão referente aos dias 23/04 e 24/04, os valores contabilizados pela CCEE. Caso tenha algum tipo de ajuste de medição os dados da CCEE estarão atualizados no relatório de Origem de Dados da Coleta.

Ainda na Figura 16, os valores apresentados em linha são referentes aos medidores principal, linha amarela, e o medidor retaguarda com linha laranja. Com a análise visual e aproximada é possível identificar a inconsistência que resultou na apuração incorreta das ultrapassagens de demanda contratada.

É possível notar que os dados do medidor retaguarda segue consistente durante todo o período e devido a base de dados utilizada para a apuração dos montantes deve ser utilizada com referência no medidor consistente.

Quanto aos dados do ONS, os mesmos não estão contemplando tais eventos e com isso o valor do instante 13h15 registrou as ultrapassagens para todas as geradoras configuradas na mesma infraestrutura.

Por conseguinte, com a análise da base de dados realizada para todos os pontos de medição e o isolamento de uma inconsistência no medidor principal do ponto de conexão. A base de dados utilizada está contemplada no Apêndice A.

3.5 Dados apurados x verificado

Com base nos esclarecimentos dos itens 3.3 e 3.4, é possível realizar a verificação o MUST com as informações do SMF das geradoras e utilizando as medições do equipamento retaguarda da subestação, na qual está conectada com a rede básica.

A apuração dos dados ocorreu por parque com base nos dados de demanda ativa, em 15 minutos em MW (megawatts). Sendo aplicado a metodologia do item 3.3 para apuração da entrega líquida de cada parque na rede básica.

Na aplicação da análise o cálculo realizado foi conforme fórmula a seguir:

Se (UE Gerador I) > 0 AND SE Ponto de Conexão > 0 AND SE PCI > 0;

Então: (12)

$$\begin{aligned} & ((\text{UE Gerador I}) / (((\text{UE Gerador I}) + \text{ABS}(\text{UE Gerador I})) / 2.0 + \\ & ((\text{UE Gerador II}) + \text{ABS}(\text{UE Gerador II})) / 2.0 + \\ & ((\text{UE Gerador III}) + \text{ABS}(\text{UE Gerador III})) / 2.0) * \\ & ((\text{SE PC I}) / (((\text{SE PC II}) + \text{ABS}(\text{SE PC II})) / 2.0 + \\ & ((\text{SE PC I}) + \text{ABS}(\text{SE PC I})) / 2.0))) * (\text{SE Ponto de Conexão}) \end{aligned}$$

Para a verificação de todos os pontos a base de dados e a equação aplicada serão iguais, sendo alterado apenas o ponto inicial de referência.

Os valores de demanda ativa máxima nos dados *brutos*, sem aplicação da ponderação podem ser visualizados na Tabela 3.

Tabela 3 – Demanda ativa Máxima - Base de dados

Instante	Complexo do Complexo de Energia Renovável - Dados de coleta SMF					
	UE Gerador I - Demanda Ativa - MW	UE Gerador II - Demanda Ativa - MW	UE Gerador II - Demanda Ativa - MW	SE Ponto de Conexão - Demanda Ativa - MW	SE PCI - Demanda Ativa - MW	SE PCI - Demanda Ativa - MW
Valor Máximo do Mês	27,1487	29,0087	24,1830	312,6130	242,8200	79,6571

Fonte: Elaboração própria (2019).

Com isso, os resultados obtidos do MUST Verificado para as três usinas após a apuração com os valores já consistentes da subestação, conforme Tabela 4.

Tabela 4 – MUST Verificado por ponto

MUST Verificado		
UE Gerador I - Demanda Ativa - MW	UE Gerador II - Demanda Ativa - MW	UE Gerador II - Demanda Ativa - MW
26,6196	28,3881	23,6067

Fonte: Elaboração própria (2019).

Na Tabela 5, pode-se observar os montantes contratados e os valores verificados do MUST com estrutura do complexo deste estudo de caso.

Tabela 5 – Resultados da apuração.

Demanda Contratada (MW)	Demanda máxima			STATUS ULTRAPASSAGEM
UE Gerador I	26,6	26,62	100,07%	VERIFICAR ULTRAPASSAGEM
UE Gerador II	29,25	28,39	97,05%	OK
UE Gerador III	23,94	23,61	98,61%	OK

Fonte: Elaboração própria (2019).

A comparação com os dados do SAMUST está apresentada na Tabela 6.

Tabela 6 – MUST Verificado ONS.

UE Gerador I	
MUST Máximo (MW)	Montante Ultrapassado (%)
35,027	4

UE Gerador II	
MUST Máximo (MW)	Montante Ultrapassado (%)
30,488	15

UE Gerador III	
MUST Máximo (MW)	Montante Ultrapassado (%)
27,515	32

Fonte: Elaboração própria (2019).

Desta forma, os valores apresentados do SAMUST para o mês de abril estão incoerentes devido a uma inconsistência identificada no medidor principal da SE Ponto de Conexão. Com o expurgando dessas medições os dados de MUST verificados são bastante inferiores, sendo que os geradores não registraram ultrapassagem que pudesse impactar na perda dos incentivos da TUST.

A contestação dos MUST ultrapassados deve ser realizada na plataforma do SAMUST com as justificativas técnicas bem embasadas para que se tenha a aprovação do ONS, conforme Figura 17.

Figura 17 – Contestação ou deferimento SAMUST.

Apuração do MUST

Maiores Ultrapassagem

Agente :
Empreendimento :
Ponto Conexão :

Data / Hora :
Montante Ultrapassado (MW) :
Montante Ultrapassado (%) :

Tipo Ação: Consistir

Anterior Próximo

C C		Data / Hora	ratados MW		Ult
O	A		RC	Total	
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	01/07/2010 00:12	0,0000	0,0000	31,9000
<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	01/07/2010 00:12	0,0000	0,0000	31,9000
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	01/07/2010 00:14	0,0000	0,0000	31,9000
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	01/07/2010 01:10	0,0000	0,0000	31,9000
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	01/07/2010 01:12	0,0000	0,0000	31,9000
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	01/07/2010 01:12	0,0000	0,0000	31,9000
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	01/07/2010 01:14	0,0000	0,0000	31,9000
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	01/07/2010 02:10	0,0000	0,0000	31,9000
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	01/07/2010 02:12	0,0000	0,0000	31,9000
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	01/07/2010 02:12	0,0000	0,0000	31,9000

Motivo:

Contestar Deferir

Comentário Original:

Comentário Novo:

Confirmar Cancelar

Consistir Salvar

Agrupar por: 10 Eventos

Fonte: SAMUST (2019).

O acompanhamento do processo pode ser realizado pelo agente de medição responsável pela gestão das ultrapassagens diretamente via ONS, conforme Figura 18.

Figura 18 – Acompanhamento da apuração.

Acompanhamento da Apuração

Medidas Monitoradas → Medidas Carregadas → Medidas Escaladas → Medidas Integralizadas → Ultrapassagem Calculada → Apuração Finalizada → Encargos Calculados → Consistência de Encargos → Envio de Encargos Para AMSE

Mes de Referência da Apuração :
Apuração Operativa Iniciada com 72,68 % de Medidas Carregadas.
Apuração Finalizada com 0,05 % de Eventos Apurados.

Início	Fim	Processo	Usuário	Estado
24/1/2011 20:26:32	24/1/2011 20:44:13	VERIFICAR_PERCENTUAL_COMPLETUDE	ONS\	SUCCESSO
24/1/2011 20:44:25	24/1/2011 21:16:36	CARREGAR_DADOS_CADASTRAIS	ONS\	SUCCESSO
25/1/2011 15:49:25	25/1/2011 16:32:08	EXTRAIR_MEDIDAS		SUCCESSO
25/1/2011 16:32:08	25/1/2011 16:58:41	INTEGRALIZAR_MEDIDAS		SUCCESSO
25/1/2011 16:58:41	25/1/2011 16:59:43	CALCULAR_ULTRAPASSAGEM		SUCCESSO
26/1/2011 16:02:49	26/1/2011 16:02:49	FINALIZAR_APURACAO_ULTRAPASSAGEM	ONS\	SUCCESSO
26/1/2011 17:21:38	26/1/2011 17:23:45	INICIALIZAR_CALCULO_ENCARGOS	ONS\	SUCCESSO

Monitorar Medidas Iniciar Apuração Finalizar Apuração Calcular Encargos Finalizar Consistencia

Tempo de processamento 7,719s
© 2008 ONS - Todos os direitos reservados - Versão 1.4.0.28657

Fonte: SAMUST (2019).

3.6 Penalidades

Deve ser considerado para fins de cálculo de ultrapassagem o maior valor de demanda máxima ocorrida no mês de apuração. Além disso, o máximo valor medido é comparado mensalmente com o MUST contratado. E se o valor medido for menor do que o contratado, o montante a ser pago para a transmissora corresponderá ao EUST do ponto de conexão:

$$EUST = TUST * MUST \quad (13)$$

Se o valor medido ultrapassar o valor contratado o Agente deverá pagar um valor adicional, a título de multa (três vezes a tarifa de uso):

$$EUST = TUST * MUST + MULTA \quad (14)$$

O cálculo da multa é dado por:

$$MULTA = 3x \sum (Pot_{maxi} - 1,01 \times MUST_i) \times TUST_{GER} \quad (15)$$

Sendo:

Pot_{maxi} –: potência elétrica máxima mensal medida no ponto de conexão i , em kW;

$MUST_i$: MUST contratado em caráter permanente no ponto de conexão i , em kW;

$TUST_{ger}$: TUST do ciclo tarifário vigente estabelecida para a central de geração em R\$/kW.mês;

Por outro lado, há algumas exceções nas penalidades para casos específicos conforme abaixo:

- a) Remanejamento de carga de demanda em valores previamente acordados;
- b) Redespacho de geração pelo ONS e abertura de linhas;

- c) Conforme regulamentação da ANEEL e detalhamento conforme rotina de operação descrita no Submódulo 10.22.

Segue, na Figura 19, um exemplo de penalidades aplicadas em um caso que realmente foram apurados valores de ultrapassagem de demanda contratada. O cenário da figura é referente a outro complexo eólico e os dados serão utilizados apenas para visibilidade dos montantes cobrados.

Figura 19 – Penalidade aplicada.

Período	Usina	Número Ultrapassagens	Maior Ultrapassagem (MW)	Multa
Jul/11	Usina 11	17	1,91	R\$ 5.055,77
	Usina 5	45	0,78	R\$ 2.010,06
Ago/11	Usina 5	33	0,06	R\$ 154,62
	Usina 1	35	8,21	R\$ 35.245,53
	Usina 2	8	6,5	R\$ 29.575,00
	Usina 7	89	5,04	R\$ 28.440,72
Set/11	Usina 1	2	22,7	R\$ 97.451,10
	Usina 2	2	3,23	R\$ 14.686,50
	Usina 7	48	1,77	R\$ 9.988,11
	Usina 3	3	1,35	R\$ 5.394,60
Out/11	Usina 1	6	4,21	R\$ 18.073,53
	Usina 2	1	0,69	R\$ 3.139,50
Nov/11	Usina 1	6	2,28	R\$ 9.788,04
	Usina 2	6	2,58	R\$ 11.739,75
	Usina 3	2	1,59	R\$ 6.353,64
	Usina 12	1	0,26	R\$ 688,22
Dez/11	Usina 12	11	4,25	R\$ 11.249,75
Jan/12	Usina 6	75	1,15	R\$ 15.981,55
	Usina 3	24	3,08	R\$ 12.307,68
	Usina 12	10	5,88	R\$ 15.564,36
Fev/12	Usina 6	5	0,38	R\$ 5.280,86
	Usina 1	6	2,51	R\$ 10.775,43

Fonte: Elaboração própria (2019).

Além da verificação pela ultrapassagem de MUST, há a verificação de limite de potência injetada de 30 MW, que realiza a seguinte análise:

- a) Para cada hora em que for observada a violação do limite imposto de 30 MW, o sinalizador horário de ultrapassagem receberá valor unitário;

- b) Quando verificada a ultrapassagem dos limites estabelecidos na legislação/regulamentação em mais de três períodos de comercialização, a usina perderá totalmente o desconto aplicado à TUSD/TUST; conforme equação 16.

Se $\sum_{j \in m} UPI_{30_{p,j}} > 3$, então:

$$ULPI_{30_{p,m}} = 1$$

$$ULPI_{30_{p,m}} = 0$$

Caso Contrário

(16)

No processo de apuração da ultrapassagem horária da potência injetada acima de 30 MW, deverão ser desconsiderados os períodos de comercialização compreendidos nos 90 (noventa) dias posteriores a data de entrada em operação comercial da primeira unidade geradora de usina.

A verificação de ultrapassagem horária do limite de potência injetada acima de 30MW é realizada a partir da medição de geração da usina não ajustada pelas perdas da rede básica, acrescida das perdas da rede compartilhada que foram abatidas da geração usina.

No que se refere a nova lei que possui vigência em 2015:

Para empreendimentos com base em fontes solar, eólica, biomassa e, conforme regulamentação da Aneel, cogeração qualificada, a Aneel estipulará percentual de redução não inferior a 50% (cinquenta por cento) a ser aplicado às tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, incidindo na produção e no consumo da energia proveniente de tais empreendimentos, comercializada ou destinada à autoprodução, pelos aproveitamentos, desde que a potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja maior que 30.000 kW (trinta mil quilowatts) e menor ou igual a 300.000 kW (trezentos mil quilowatts) e atendam a quaisquer dos seguintes critérios:

I – resultem de leilão de compra de energia realizado a partir de 1o de janeiro de 2016; ou

II – venham a ser autorizados a partir de 1o de janeiro de 2016. (BRASIL, 2015).

Portanto, as penalidades e perda dos incentivos fiscais podem inviabilizar o projeto ou aumentar o *payback* do investidor deixando exposto o empreendimento de geração renovável.

4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O Brasil possui uma das maiores matrizes energética do mundo, bem como a estrutura de linhas de transmissão, compreendidas pelo SIN, dentro de um território nacional. Além disso, a busca pela diversificação da geração de energia em fontes renováveis trouxe a necessidade de incentivos fiscais para auxílio no aumento desses insumos. Junto a isso, a preocupação com a estrutura do SIN para suportar o incremento de diferentes fontes, seus perfis de geração e o impacto no sistema.

O presente trabalho, no quesito legal e regulatório, observa cuidadosamente todas as exigências descritas nas normas vigentes tanto da ANEEL, quanto operacionais do ONS e de comercialização da CCEE.

Conforme proposto nos objetivos, foram apresentados processos e conceitos da análise de MUST para um complexo eólico no ambiente de geração de energia; a fundamentação teórica para as análises; os processos de obtenção dos dados de SMF; as possíveis inconsistências de medição baseada nos Procedimentos de Rede do ONS e nas Regras de Comercialização da CCEE, a aquisição dos dados ao tratamento e aplicação das cálculos de entrega na rede básica; a apresentação da base de dados bruta das usinas, proveniente do Sistema de Medição para Faturamento; e a descrição do mecanismo de Apuração de Ultrapassagem de Demanda Contratada (MUST), para compreensão das responsabilidades das usina relacionadas às entregas de energia.

O cenário do estudo de caso apresentado demonstra na prática a aplicação dos processos do ONS para tratamento dos dados e método para cálculo da geração líquida da usina, a partir do ponto de conexão do complexo eólico, as quais tiveram como base os montantes mensais, os valores disponibilizados pelo SAMUST e contratos junto ao ONS.

A abordagem utilizada entrega a comparação entre os valores apurados pelo ONS que resultariam em ultrapassagem da tolerância relacionada à perda do desconto da TUST com base em valores com falhas de medição, e a identificação do problema e aplicação da verificação com dados consistentes impactou diretamente na retenção de receita e não aplicação da parcela de ineficiência para o ativo.

Sobre os dados utilizados no estudo de caso, foram aplicados os dados do Sistema de Medição para Faturamento (SMF), os quais são utilizados pelo ONS para realizar a apuração, disponibilizados no SCDE ou até coleta a memória de massa dos medidores os por empresas de telemetria.

Portanto, conclui-se que com a aplicação da apuração do MUST em tempo real ou ao longo do mês é possível o acompanhamento da performance do ativo e monitoramento para que não sejam aplicadas parcelas de ineficiências e por consequência perda dos incentivos e o provisionamento antecipado do fluxo de caixa para possíveis ultrapassagens e multas por excedentes de geração.

4.1 Sugestões para Trabalhos Futuros

No mercado de energia muito se fala em integração de dados e *Business Intelligence* para cruzar diversos sistemas e obter maior valor agregado. Com isso, podem ser aplicados com agregação de sistemas as seguintes sugestões de trabalhos futuros:

- a) Desenvolver um estudo que integre dados de previsão do tempo junto a previsão de geração, de forma a prever os valores para contratação do MUST;
- b) Realizar a análise do limite de geração de usinas sem que haja ultrapassagem de demanda contratada, ou seja, obter o ponto ótimo de produção considerando a geração líquida entregue no ponto de conexão;
- c) Analisar o retorno de investimento de complexos eólicos com incentivos fiscais;
- d) Analisar tecnicamente a eficiência dos equipamentos em comparação com os resultados de produção. Com objetivo de obter 100% da entrega dos motores;
- e) Aplicação do cenário do estudo de caso aplicado no ambiente de distribuição.

A revisão da literatura apresentada no trabalho pode ser aproveitada para à análise de outros modelos de apuração de MUST.

REFERÊNCIAS

ANEEL. **Resolução Normativa N° 067**, de 08 de junho de 2004. Estabelece critérios para a composição da Rede Básica do Sistema Interligado Nacional, e dá outras providências. 2004a. Disponível em:

<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2004067.pdf>. Acesso em: 22 out. 2018

ANEEL. **Resolução Normativa N° 077**, de 18 de agosto de 2004. Estabelece os procedimentos vinculados à redução das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, para empreendimentos hidrelétricos e aqueles com base em fonte solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada. 2004b. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2004077.pdf>. Acesso em: 02 jun. 2019

ANEEL. **Resolução Normativa N° 745**, de 22 de novembro de 2016. Altera a Resolução Normativa n° 77, de 18 de agosto de 2004, que estabelece procedimentos vinculados à redução das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, e dá outras providências. 2016a. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2016745.pdf>. Acesso em: 03 jun. 2019

ANEEL. **Resolução Normativa N° 247**, de 21 de dezembro de 2006. Estabelece as condições para a comercialização de energia elétrica, oriunda de empreendimentos de geração que utilizem fontes primárias incentivadas, com unidade ou conjunto de unidades consumidoras cuja carga seja maior ou igual a 500 kW e dá outras providências. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2006247.pdf>. Acesso em: 15 mai. 2019

ANEEL. **Resolução Normativa N° 271**, de 3 de julho de 2007. Altera a redação dos arts. 1º e 3º da Resolução Normativa n° 77. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2007271.pdf>. Acesso em: 12 mai. 2019

ANEEL. **Resolução Normativa N° 666**, de 23 de junho de 2015. Regulamenta a contratação do uso do sistema de transmissão em caráter permanente, flexível, temporário e de reserva de capacidade, as formas de estabelecimento dos encargos correspondentes e dá outras providências. Disponível em : <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015666.pdf>. Acesso em: 16 mai. 2019

ANEEL. **Nota Técnica n° 381/2016-SGT/SRG/SCG/ANEEL**, de 21 de novembro de 2016. Análise das contribuições da Audiência Pública n° 38/2016, 2016b. Disponível: http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2016/038/resultado/ntecnica_381_sic_33112016_-_andre_meister_fecha_ap_38_2016_-_altera_ren_77_2004_v11112016.pdf. Acesso em: 13 nov. 2018.

ANEEL. **Resolução Normativa N° 414**, de 09 de setembro de 2010. Estabelece as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica de forma atualizada e consolidada. Disponível em: http://www.ons.org.br/%2FProcedimentosDeRede%2FM%C3%B3dulo%2015%2FSu%2015.7%2FSubm%C3%B3dulo%2015.7_Rev_0.2.pdf. Acesso em: 02 nov. 2018.

ANEEL. **Atlas de Energia Elétrica do Brasil**. Energia no Brasil e no mundo – Parte I, Características gerais do SIN, 2019a. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/arquivos/pdf/atlas_par1_cap1. Acesso em: 10 mar. 2019.

BRASIL. **Lei nº 9.427**, de 26 de dezembro de 1996. Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Leis/L9427compilada.htm. Acesso em: 04 jun. 2019.

BRASIL. **Lei nº 13.203**, de 08 de dezembro de 2015. Dispõe sobre a repactuação do risco hidrológico de geração de energia elétrica. 2015. Disponível em: <https://www2.camara.leg.br/legin/fed/lei/2015/lei-13203-8-dezembro-2015-782074-normaatualizada-pl.html> Acesso em: 05 jun. 2019.

CCEE. **Procedimentos de Comercialização**. Módulo 2, Submódulo 2.1 - Coleta e ajuste de medição. 2019a Disponível em: https://www.ccee.org.br/portal/wcm/idc/groups/regrasprocedlegis/documents/conteudoccee/ccee_058269.pdf. Acesso em: 12 mai. 2019.

CCEE. **Procedimentos de Comercialização**. Cálculo de Desconto TUSD_TUST. 2019b. Disponível em: [http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2017/059/documento/15_-_calculo_do_desconto_aplicado_%C3%A0_tusdtust_2018.1.0__\(jan-18\)_-_minuta.pdf](http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2017/059/documento/15_-_calculo_do_desconto_aplicado_%C3%A0_tusdtust_2018.1.0__(jan-18)_-_minuta.pdf) Acesso em: 21 jun.2019.

CCEE. **Regras de Comercialização**. Medição Física, 2014. Disponível em: https://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_076156. Acesso em: 12 mai. 2019.

ONS. **Procedimentos de Rede**. Módulo 10, Submódulo 10.22 - Rotina Operacional. 0.7. ed. 2018. 2019c. Disponível em: http://www.ons.org.br/FProcedimentosDeRede/2018.7_Rev_0.7.pdf. Acesso em: 11 jun. 2019.

ONS. **Procedimentos de Rede**. Módulo 12, Submódulo 12.2 - Instalação de Medição para Faturamento. 2002. Disponível em: http://www.ons.org.br/FProcedimentosDeRede/2012.2_Rev_0.0.pdf. Acesso em: 17 nov. 2018.

ONS. **Procedimentos de Rede**. Módulo 12, Submódulo 12.4. - Coleta de dados de medição para faturamento 2.0. ed. 2011. 2019d. Disponível em: http://www.ons.org.br/FProcedimentosDeRede/2012.4_Rev_0.2.pdf. Acesso em: 19 nov. 2018.

ONS. **Procedimentos de Rede**: Módulo 15, Submódulo 15.2 - Disponibilização de dados para cálculo de Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão, 0.1. ed. 2009. Disponível em: http://www.ons.org.br/FProcedimentosDeRede/2015.2_Rev_1.0.pdf. Acesso em: 29 jun. 2019.

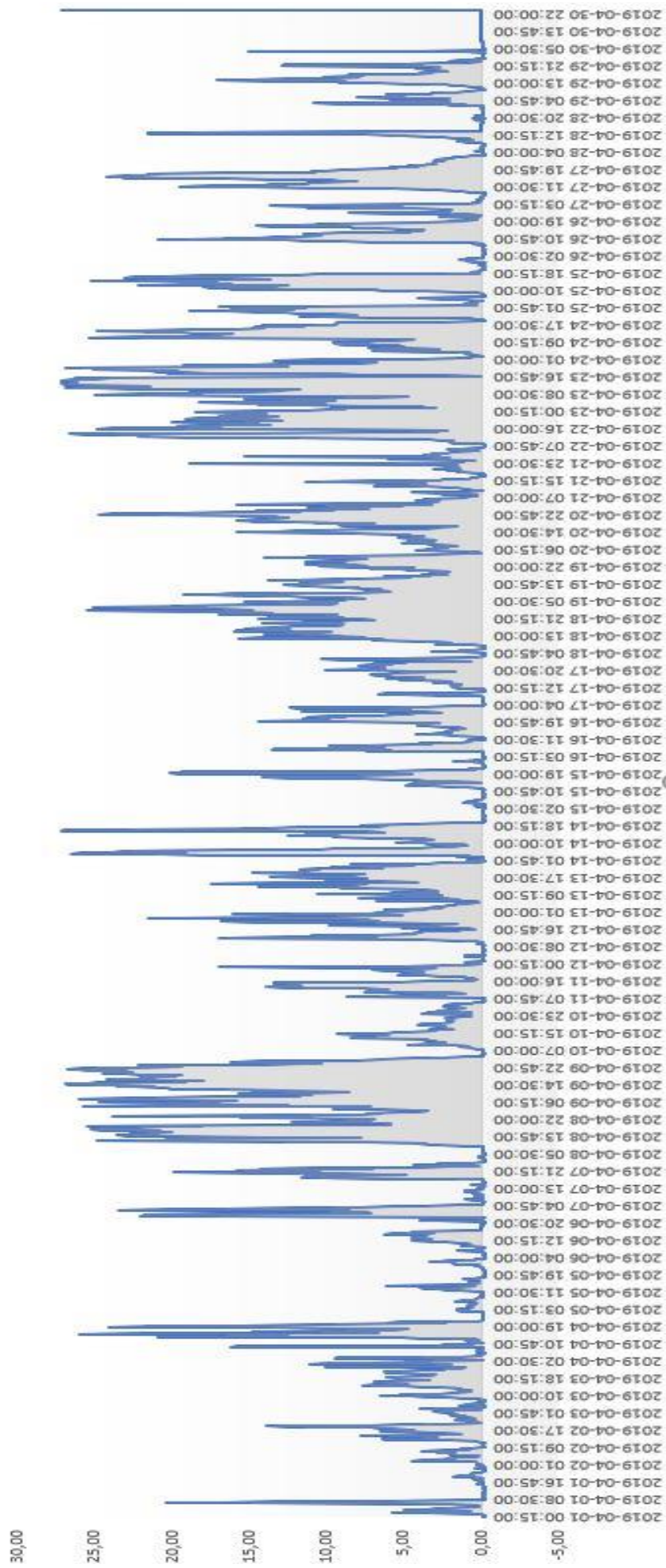
ONS. **Procedimentos de Rede**: Módulo 15, Submódulo 15.4 - Administração dos Contratos de Uso do Sistema de Transmissão, 1.1. ed. 2010. Disponível em: http://www.ons.org.br/FProcedimentosDeRede/2015.4_Rev_1.1.pdf. Acesso em: jun. 2019.

ONS. **Procedimentos de Rede**: Módulo 15; Submódulo 15.7 - Apuração mensal dos montantes de uso e da ultrapassagem de demanda do sistema de transmissão, 0.2. ed. 2019d . Disponível em: http://www.ons.org.br/FProcedimentosDeRede/2015.7_Rev_0.2.pdf. Acesso em: 23 nov. 2018.

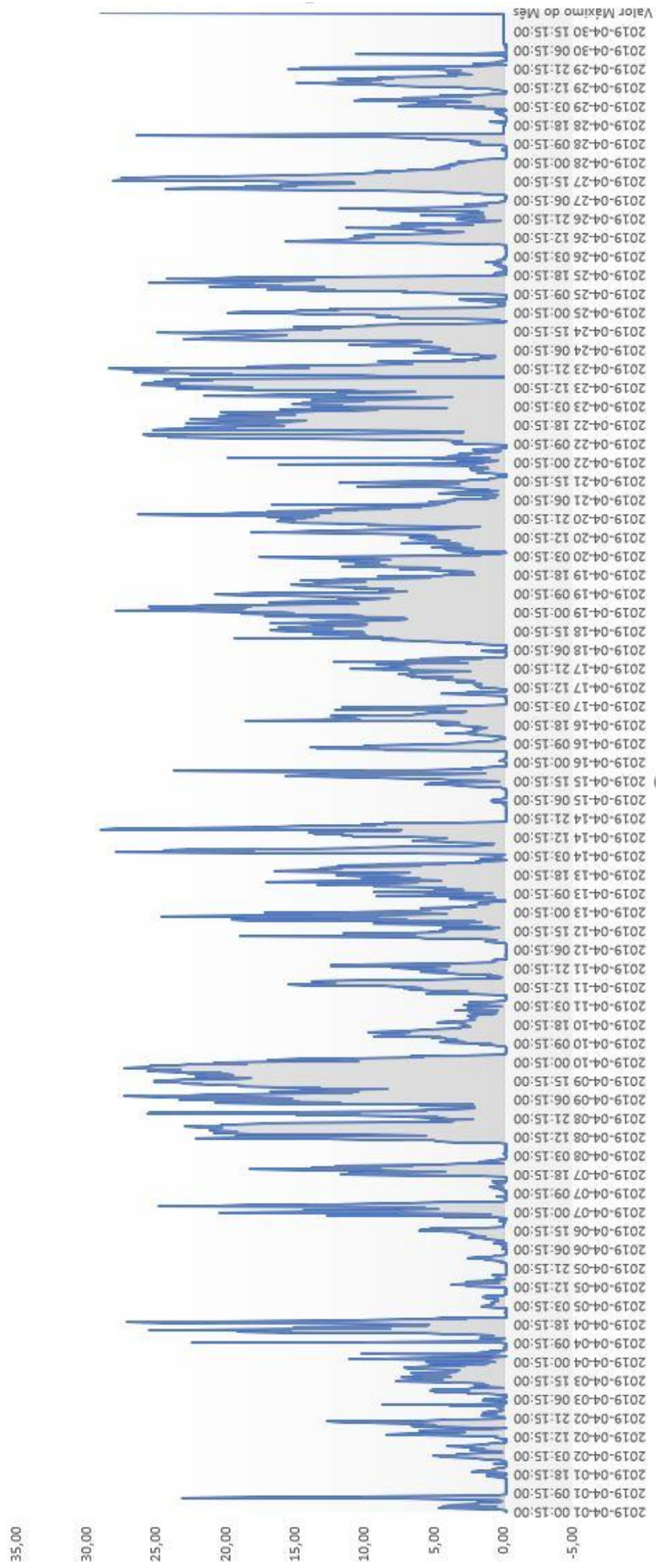
ONS. **Procedimentos de Rede**: Módulo 15; Submódulo 15.8 - Apuração mensal de serviços e encargos de transmissão associados à TUST-RB e Interligações Internacionais, 0.2. ed. 2008b. 4,5,6,7 p. Disponível em: <http://www.ons.org.br/%2FProcedimentosDeRede%2FM%C3%B3dulo%2015%2FSu%2015.8%2FSubm%C3%B3dulo%2015.8%202017.09.pdf>. Acesso em: 24 set. 2018.

APÊNDICE A – DADOS DO ESTUDO DE CASO

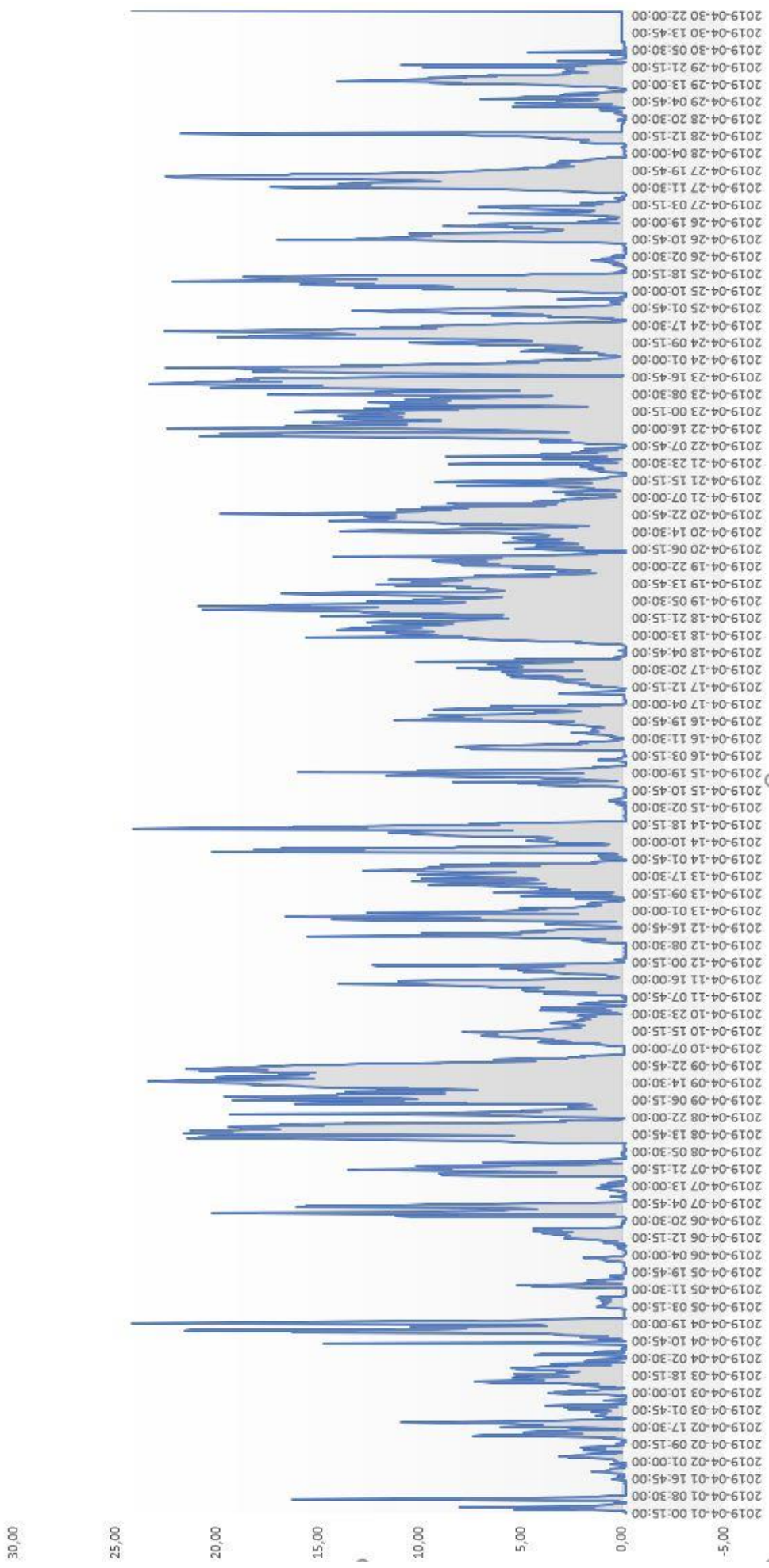
Complexo do Complexo de Energia Renovável - Dados de coleta SMF UE Gerador I - Demanda Ativa - MW



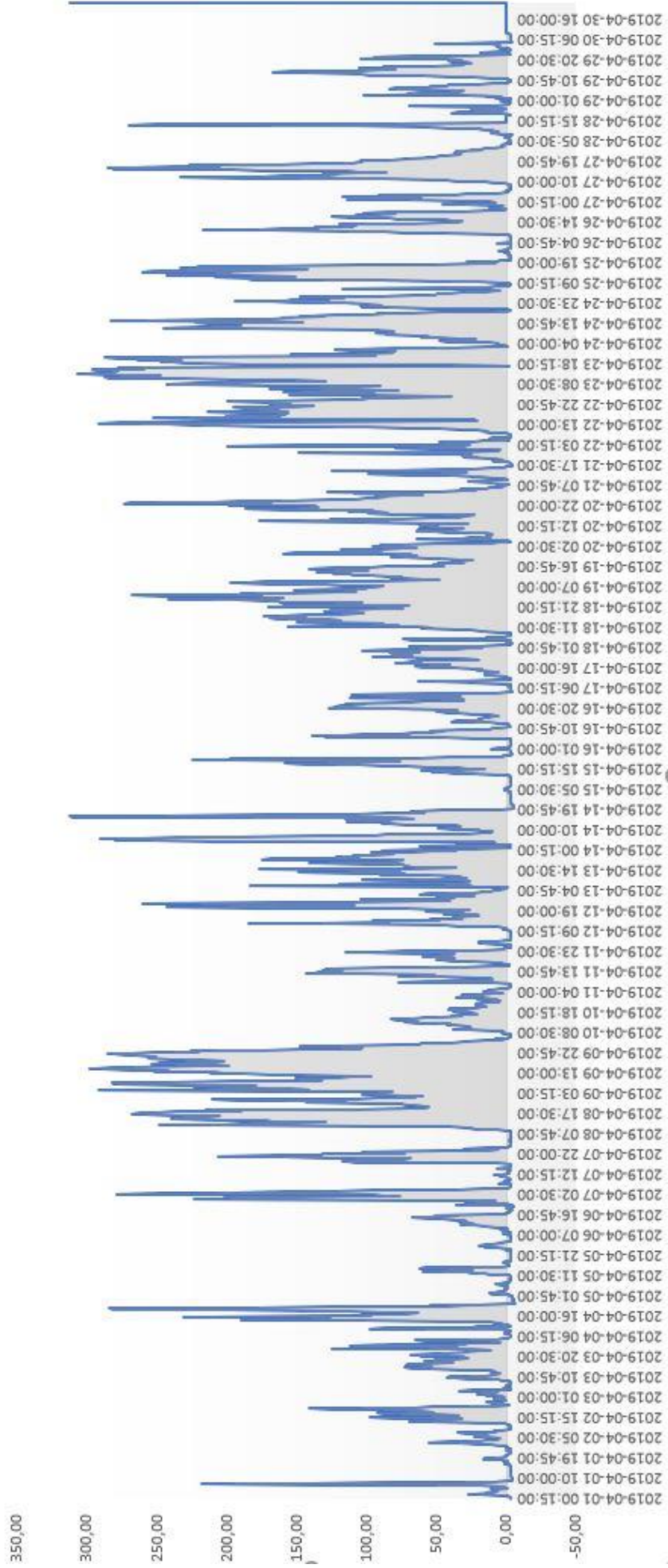
Complexo do Complexo de Energia Renovável - Dados de coleta SMF UE Gerador II - Demanda Ativa - MW



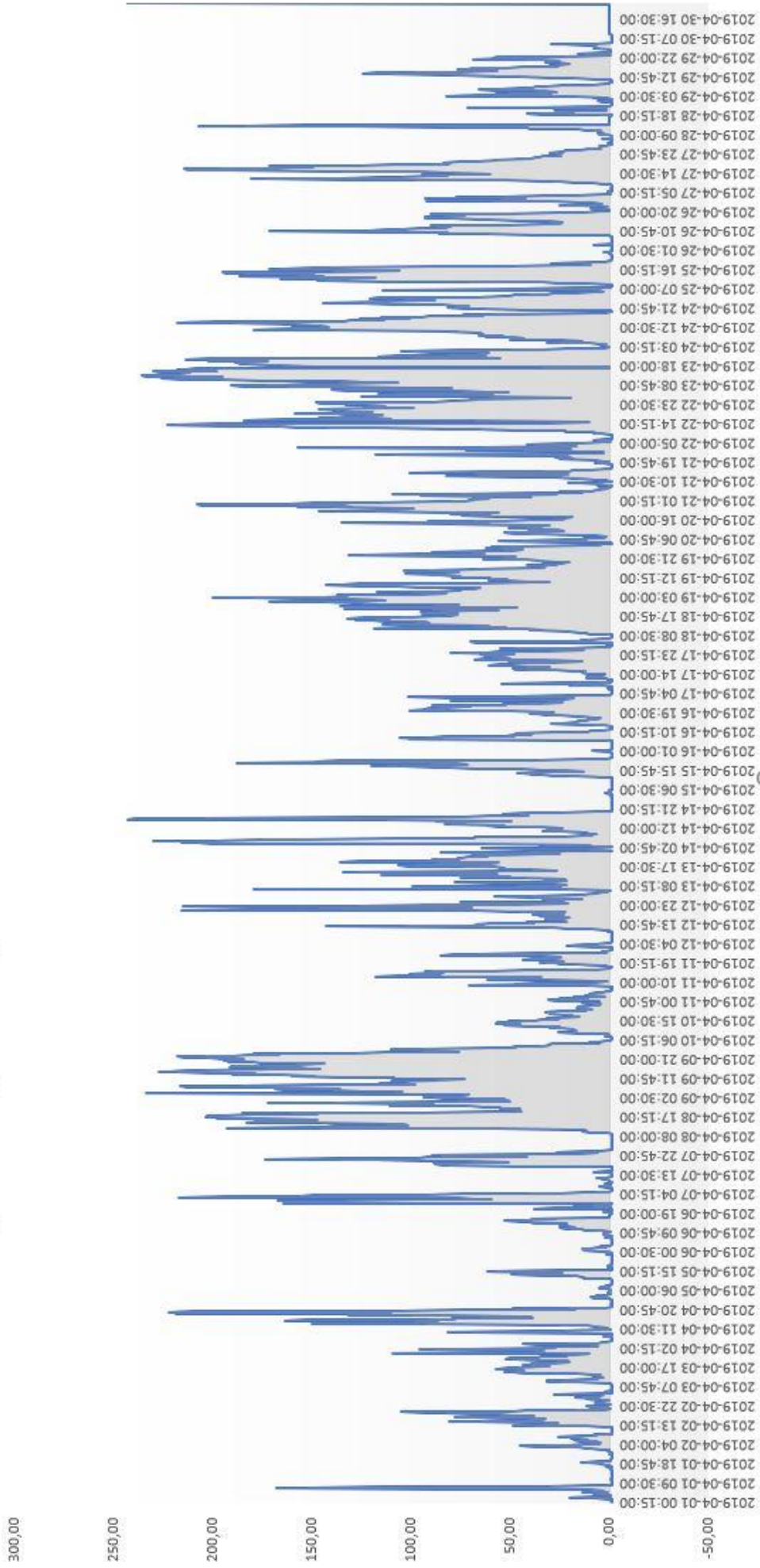
Complexo do Complexo de Energia Renovável - Dados de coleta SMF UE Gerador II - Demanda Ativa - MW



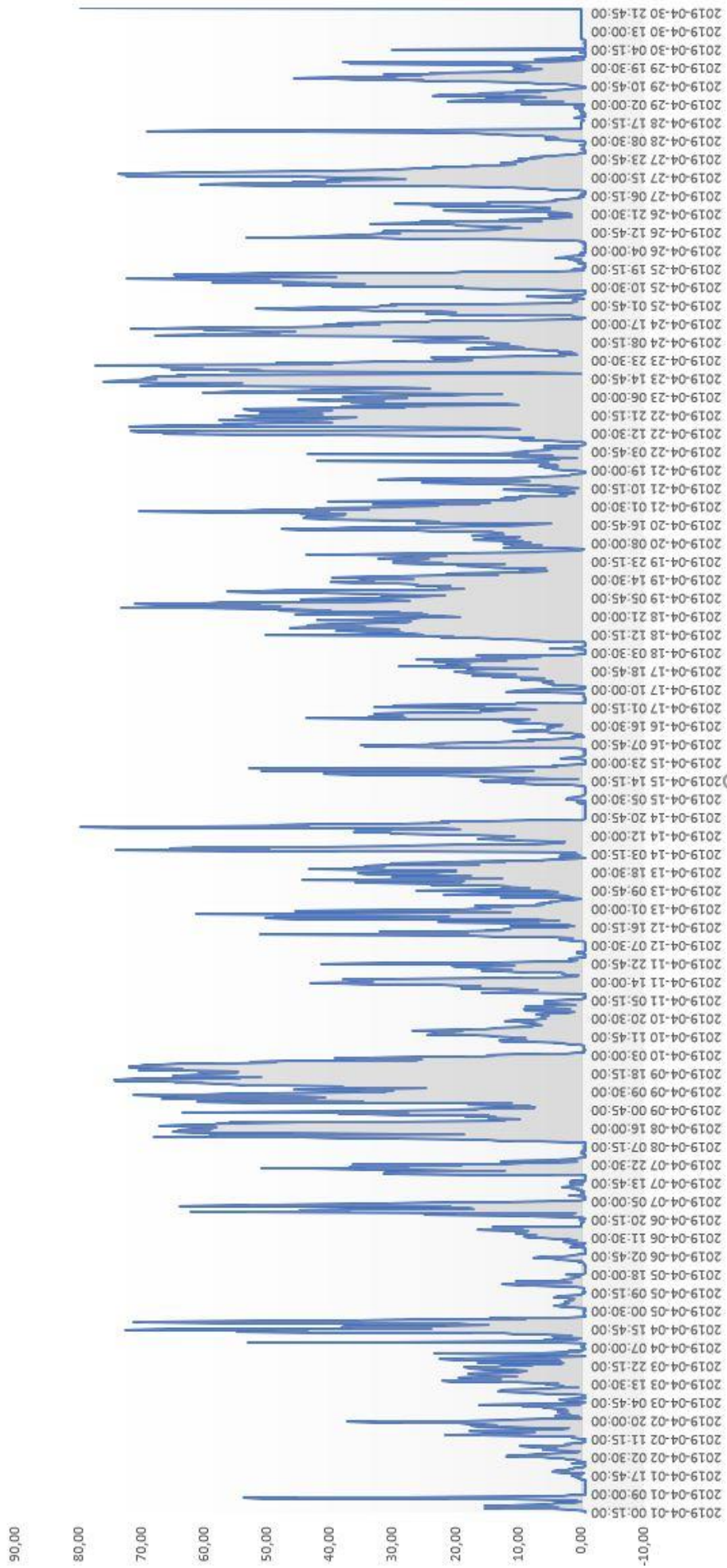
Complexo do Complexo de Energia Renovável - Dados de coleta SMF SE Ponto de Conexão - Demanda Ativa - MW



Complexo do Complexo de Energia Renovável - Dados de coleta SMF SE PC I - Demanda Ativa - MW



Complexo do Complexo de Energia Renovável - Dados de coleta SMF SE PC II - Demanda Ativa - MW



MUST VERIFICADO UE GERADOR I - DEMANDA ATIVA - MW



MUST VERIFICADO UE GERADOR II - DEMANDA ATIVA - MW



MUST VERIFICADO UE GERADOR III - DEMANDA ATIVA - MW

