



UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ

Tarifação do Uso da Rede de Distribuição com Presença de Geração Distribuída

Veronica Etchebehere Santiago

Itajubá, maio de 2022.



UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ

Tarifação do Uso da Rede de Distribuição com Presença de Geração Distribuída

Tese submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica como requisito parcial à obtenção do título de Doutor.

Área de Concentração: Sistemas Elétricos e Potência

Orientador: José Wanderley Marangon Lima

Veronica Etchebehere Santiago

Itajubá, maio de 2022.

Para minha filha Rosa

Agradecimentos

Agradeço primeiramente a Deus.

Agradeço também a todos que me ajudaram durante a confecção da tese. A UFAM e todos os integrantes de seu departamento de Eletricidade que me proporcionaram a liberação para o doutoramento. Agradeço a UNIFEI por novamente me acolher nesse novo projeto, bem como ao GESIS e todos os seus integrantes, professores e alunos, que dividiram comigo essa luta diariamente. Agradeço a todos da minha família e amigos queridos os quais me apoiaram em todos os momentos. Agradeço ao professor e tradutor Clive Maguire que me ajudou com a compreensão de textos e correção do artigo de língua inglesa. E, agradeço, em especial, ao Professor Dr. José Wanderley Marangon Lima o qual, novamente, me acolheu, orientou e apoiou como tutor nessa empreitada rumo ao doutoramento.

Tarifação do Uso da Rede de Distribuição com Presença de Geração Distribuída

Resumo

A regulamentação da geração distribuída (GD) lançou dúvidas sobre a sustentabilidade dos modelos de negócios das concessionárias. O impacto das tarifas *net-metering* e descontos de encargos de rede para GD foram questionados devido aos subsídios cruzados que resultam entre consumidores passivos e investidores de GD. Além dos investidores da GD, outros novos participantes, como proprietários de recursos de armazenamento de energia e veículos elétricos, têm criado desafios para a regulamentação dos preços dos serviços de distribuição.

Esta tese aborda o debate comparando vários modelos diferentes de precificação de redes de distribuição da literatura. São sugeridas modificações nessas metodologias para adaptá-las à medida que fazemos a transição de um setor de distribuição que compreende usuários passivos para um em que os usuários são agentes ativos. São considerados os princípios de *design* de tarifa: simplicidade, sinalização econômica e reconciliação de receita.

Os resultados apresentados são simulações realizadas com diferentes arranjos de geradores de energia alternativa e armazenadores de energia, usando um alimentador real de uma distribuidora no Brasil. Uma análise desses resultados é fornecida, a qual sugere que uma combinação de tarifas de localização e tempo de uso pode fornecer sinais econômicos eficazes para esses novos tipos de usuários do sistema.

Palavras-chave

Geração distribuída, preços de rede, recursos de energia distribuída.

Tarifação do Uso da Rede de Distribuição com Presença de Geração Distribuída

Abstract

The regulation of Distributed Energy Resources (DERs) has cast doubt on the sustainability of utility business models. The impact of net-metering, and network charge rebates for distributed generation (DG) have been questioned because of the cross-subsidies that result between passive consumers and DG investors. Besides DG investors, other new entrants such as owners of energy storage resources and electrical vehicles are creating challenges for the regulation of distribution service pricing.

This work addresses the debate by comparing several different distribution network pricing models from the literature. It suggests modifications to these methodologies to adapt them as we transition from a distribution sector comprising passive users to one in which users are active agents. It considers the design principles governing each tariff, from the perspective of simplicity, economic signalling, and revenue reconciliation.

Results are presented of simulations performed with different arrangements of alternative energy generators and energy stores, using an actual feeder from a distribution company in Brazil. An analysis of these results is provided that suggests a combination of locational and time-of-use rates can provide effective economic signals to these new types of system user.

Keywords

Distributed Energy Resources, distributed generation, network pricing.

Sumário

1. INTRODUÇÃO	16
1.1. Objetivos	22
1.2. Estrutura da tese	22
2. FORMAÇÃO DE PREÇOS E TARIFAS DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO.....	23
2.1. Evolução da Regulação Tarifária Nacional	23
2.2. As tarifas de fornecimento	26
2.2.1. Nível tarifário	27
2.2.2. Estrutura tarifária.....	28
2.3. Alocação de custos na tarifa	30
2.3.1. A Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD	32
3. INSERÇÃO DE SINAL LOCACIONAL NA TARIFA DE ENERGIA	33
3.1. Redes Unificadas – RU.....	35
3.2. Tarifa Nodal	36
4. REVISÃO METODOLÓGICA	39
4.1. Metodologias de precificação estabelecidas.....	39
4.1.1. Custo do sistema existente	40
4.1.2. Métodos de custos incrementais ou marginais	43
4.2. Modelos adaptados para a rede de distribuição	47
5. METODOLOGIA	54
5.1. Custo anual do circuito	56
5.2. Metodologia aplicada	58
5.2.1. Abordagens de mapeamento	58
5.2.2. Modelos de rateio propostos	62
5.2.3. Rateio das perdas	64
6. SIMULAÇÕES PRELIMINARES	68
6.1. Estudo de caso	69
6.2 Presença de armazenamento.....	79
6.2.1 Estudo de caso com baterias	83
7. TARIFAS	88
7.1. Simulações sem a presença de geração fotovoltaica.....	89
7.2. Simulações com geração fotovoltaica.....	92

7.2.1. Comparação entre os métodos de cálculo	92
7.2.2. Comparação entre os modelos de rateio	95
7.3. Simulação de tarifa locacional com presença de baterias	104
7.3.1. Armazenamento e todas as cargas.....	105
7.3.2. Armazenamento sem o maior consumidor	107
8. CONCLUSÕES	109
8.1. Contribuições da tese	110
8.2. Trabalhos futuros.....	110
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	112
ANEXO I – METODOLOGIA ATUAL DE CÁLCULO DA TUSD	118
1. Custos Marginais de Capacidade – CMC	120
1.1. Proporção do fluxo de potência – φ	120
1.2. Custo Marginal de Expansão – CMEx.....	122
1.3. Responsabilidade de potência – RP	124
ANEXO II – A ANEEL E O CÁLCULO DE PERDAS TÉCNICAS NA DISTRIBUIÇÃO DO BRASIL	125
1. Metodologia de cálculo em vigor	126
2. O OpenDSS e o cálculo do fluxo em regime permanente.....	127
ANEXO III – RESULTADOS DO FLUXO DE POTÊNCIA	131
ANEXO IV – RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES PARA TODAS AS BARRAS DO ALIMENTADOR	146
ANEXO V – Rede Simulada.....	152
Anexo VI – Artigo Publicado IEEE Access – DOI 10.1109/ACCESS.2021.3137092	153

Lista de Figuras

Figura 1 – Cenários para tarifação de transporte para GD.	19
Figura 2 – Participação percentual das componentes tarifárias no custo total.....	19
Figura 3 – Quotas de participação nas tarifas finais das parcelas A, B e tributos.	27
Figura 4 – Funções de custo que formam as tarifas TE e TUSD.	31
Figura 5 – Exemplo de Rede unificada	35
Figura 6 – Rede simplificada equivalente final.	48
Figura 7 – Fluxo em rede com GD.	54
Figura 8 – Área de influência da GD.	55
Figura 9 – Figuras auxiliares para fluxo de potência.	59
Figura 10 – Município de Suzano e suas SEs.....	68
Figura 11 – Fluxograma com os procedimentos de simulação.	69
Figura 12 – Definição dos parâmetros via GeoPerdas.....	70
Figura 13 – Dados do alimentador RSUZ1301.....	70
Figura 14 – Alimentador RSUZ1301 e seus transformadores MT/BT.	71
Figura 15 – Alimentador RSUZ1301 com a representação dos barramentos e localização dos transformadores e consumidores MT.	71
Figura 16 – Impedâncias das linhas de distribuição do alimentador RSUZ1301.....	72
Figura 17 – Características operativas dos painéis fotovoltaicos.	73
Figura 18 – Transformadores MT/BT atrelados aos consumidores com <i>rooftop</i> em laranja e azul.....	74
Figura 19 – Direção do fluxo de energia em determinados horários.	74
Figura 20 – Potência ativa que circula no ramal, linha que termina em B1002.....	75
Figura 21 – Potência ativa que circula no tronco principal, linha que termina em B1001.	75
Figura 22 – Transformadores MT/BT atrelados aos consumidores com <i>rooftop</i> em laranja e azul.....	75
Figura 23 – Direção do fluxo de energia em determinados horários.	76
Figura 24 – Direção do fluxo de energia.	76
Figura 25 – Potência ativa que circula no ramal, linha que termina em B1066.....	77
Figura 26 – Potência ativa que circula no ramal, linha que termina em B1064.....	77
Figura 27 – Potência ativa que circula no ramal, linha que termina em B1063.....	77
Figura 28 – Potência ativa que circula no ramal, linha que termina em B1060.....	77
Figura 29 – Potência ativa que circula no ramal, linha que termina em B1059.....	77
Figura 30 – Direção do fluxo de energia em determinados horários.	78

Figura 31 – Direção do fluxo de energia em determinados horários.	78
Figura 32 – Direção do fluxo de energia em determinados horários.	79
Figura 33 – Comparação de diferentes tipos de armazenadores em termos de energia específica e potência específica.....	80
Figura 34 – Descarga natural de uma bateria de lítio A Bateria de Life YP04.	82
Figura 35 – Efeitos das descargas profundas na vida útil de baterias de lítio e chumbo ácidas.....	83
Figura 36 – Impacto na curva de custo de armazenamento de energia fornecendo rampa flexível, usando como exemplo um alimentador de 3 MW na California EUA.	84
Figura 37 – Localização da geração/armazenamento no ramo principal do circuito na barra B1022.....	84
Figura 38 – Geração total em kWh dos painéis instalados.	85
Figura 39 – Curva de carga/descarga do banco de baterias.....	85
Figura 40 – Curvas de carga na entrada do alimentador.	86
Figura 41 – Curva de carga/descarga do banco de baterias.....	86
Figura 42 – Curvas de carga na entrada do alimentador.	87
Figura 43 – Curvas de carga normalizadas.....	89
Figura 44 – Resultados de encargo dia reais para os modelos MCAZ e MFAD (sem participação de perdas).....	90
Figura 45 – Resultados de encargo dia reais para o modelo MFAP (sem participação de perdas).	91
Figura 46 – Fluxo de potência elétrica.	93
Figura 47 – Tarifa para B1022 pelo método de rastreamento sem condição de fluxo inverso.....	93
Figura 48 – Área de influência da GD.	96
Figura 49 – Resultados de tarifa do nó B1002, modelo MCAZ.	97
Figura 50 – Fluxo de potência ativa nos resultados do ramal B1078.....	97
Figura 51 – Área de influência da GD.	98
Figura 52 – Resultados de tarifa do nó B1078, modelo ZCAM.	98
Figura 53 – Fluxo de potência ativa nos resultados do ramal B1055.....	99
Figura 54 – Área de influência da GD.	99
Figura 55 – Resultados de tarifa do nó B1055, modelo ZCAM.	99
Figura 56 – Resultados MFAP barra B1078.....	101
Figura 57 – Potência na entrada do alimentador de acordo com o grau de penetração da GD.....	101
Figura 58 – Fluxo de potência ativa e tarifas horárias de 'fluxo positivo'.....	103
Figura 59 – Fluxo de potência ativa nos resultados do ramal B1070.....	103

Figura 60 – Tarifa MCAZ barra B1022.	105
Figura 61 – Tarifa MFAD barra B1022.	106
Figura 62 – Tarifa MFAD barra B1022.	108
Figura 63 – Formação das tarifas.....	118
Figura 64 – Diagrama unifilar simplificado.	121
Figura 65 – Matriz de fluxo de potência simplificado.....	121
Figura 66 – Matriz de fluxo de potência simplificado.....	122
Figura 67 – Fluxo de potência direto.	122
Figura 68 – Equações defluxo de potência indireto.....	122
Figura 69 – Equações defluxo de potência indireto.....	122
Figura 70 – Diagrama unifilar simplificado	124

Lista de Tabelas

Tabela 1 – Tensões de fornecimento, grupo A.....	28
Tabela 2 – Subgrupos tarifários, grupo B.....	29
Tabela 3 – Dados para o cálculo de custos.....	57
Tabela 4 – Valor do IPCA acumulado anual dos anos 2002 e 2015.....	57
Tabela 5 – Cálculo da tarifa de potência aproximada.....	57
Tabela 6 – Premissas para simulação de fluxo de potência.....	69
Tabela 7 – Parâmetros a serem considerados para escolher baterias.....	81
Tabela 8 – Resultados de tarifa em reais/dia para os modelos MCAZ e MFAD.....	89
Tabela 9 – Resultados de tarifa R\$/Ah.....	90
Tabela 10 – Resultados de tarifa em reais/dia para o modelo MFAP.....	90
Tabela 11 – Resultados de tarifa R\$/Ah.....	91
Tabela 12 – Resultado tarifa perdas (R\$/dia).....	92
Tabela 13 – Resultados de tarifa sem condição de fluxo inverso para os métodos de rastreamento e matriz de sensibilidade.....	94
Tabela 14 – Resultado tarifa perdas (R\$/dia).....	94
Tabela 15 – Resultados tarifa MCAZ.....	94
Tabela 16 – Resultados MFAP.....	94
Tabela 17 – Resultados MFAD.....	95
Tabela 18 – Resultado tarifa perdas (R\$/dia).....	96
Tabela 19 – Resultados MCAZ.....	96
Tabela 20 – Resultados encargo dia MFAD.....	100
Tabela 21 – Resultados encargo dia MFAP – SMM.....	100
Tabela 22 – Resultado encargo dia MCAZ.....	102
Tabela 23 – Resultados horários do modelo MCAZ para o método de rastreamento.....	103
Tabela 24 – Resultados do modelo MFAD.....	104
Tabela 25 – Resultados do modelo MFAP.....	104
Tabela 26 – Resultado tarifa perdas (R\$/dia).....	104
Tabela 27 – Tarifa locacional modelo MCAZ com todas as cargas.....	105
Tabela 28 – Tarifa locacional modelo MFAD com todas as cargas.....	106
Tabela 29 – Tarifa locacional modelo MFAP com todas as cargas.....	106
Tabela 30 – Rateio das perdas (R\$/dia).....	107
Tabela 31 – Tarifa locacional modelo MCAZ sem a maior carga.....	107

Tabela 32 – Tarifa locacional modelo MFAD sem a maior carga.....	107
Tabela 33 – Tarifa locacional modelo MFAP sem a maior carga.	108
Tabela 34 – Rateio das perdas (R\$/dia).....	108
Tabela 35 – Agrupamentos tarifários	119
Tabela 36 – Resultados de tarifa em reais/dia para os modelos MCAZ e MFAD....	146
Tabela 37 – Resultados de tarifa em reais/dia para o modelo MFAP.	146
Tabela 38 – Resultado das tarifas referente às perdas.....	146
Tabela 39 – Resultados sem condição de fluxo inverso para os métodos de rastreamento e matriz de sensibilidade.....	146
Tabela 40 – Resultados tarifa MCAZ.	146
Tabela 41 – Resultados MFAP.....	146
Tabela 42 – Resultados MFAD.	147
Tabela 43 – Resultado das tarifas referente às perdas.....	147
Tabela 44 – Resultados MCAZ com 1% de penetração de GD.	147
Tabela 45 – Resultados MCAZ com 5% de penetração de GD.	147
Tabela 46 – Resultados MCAZ com 10% de penetração de GD.	147
Tabela 47 – Resultados MCAZ com 20% de penetração de GD.	147
Tabela 48 – Resultados MCAZ com GD no maior consumidor MT.....	147
Tabela 49 – Resultados MFAD com 1% de penetração de GD.	147
Tabela 50 – Resultados MFAD com 5% de penetração de GD.	147
Tabela 51 – Resultados MFAD com 10% de penetração de GD.	148
Tabela 52 – Resultados MFAD com 20% de penetração de GD.	148
Tabela 53 – Resultados MFAD com GD no maior consumidor MT.....	148
Tabela 54 – Resultados MFAP com 1% de penetração de GD.....	148
Tabela 55 – Resultados MFAP com 5% de penetração de GD.....	148
Tabela 56 – Resultados MFAP com 10% de penetração de GD.....	148
Tabela 57 – Resultados MFAP com 10% de penetração de GD.....	148
Tabela 58 – Resultados MFAP com GD no maior consumidor MT.	149
Tabela 59 – Resultados com 1% de penetração de GD.	149
Tabela 60 – Resultados com 5% de penetração de GD.	149
Tabela 61 – Resultados com 10% de penetração de GD.	149
Tabela 62 – Resultados com 20% de penetração de GD.	149
Tabela 63 – Resultados com GD no maior consumidor MT.....	149
Tabela 64 – Resultados MCAZ com todas as cargas e armazenamento.....	149
Tabela 65 – Resultados MCAZ com todas as cargas e armazenamento e fotovoltaica.	149

Tabela 66 – Resultados MCAZ sem o maior consumidor MT (igual valor MFAD). .	149
Tabela 67 – Resultados MCAZ sem o maior consumidor MT e fotovoltaica.	150
Tabela 68 – Resultados MCAZ sem o maior consumidor MT, fotovoltaica e armazenamento.	150
Tabela 69 – Resultados MFAD com todas as cargas e armazenamento.....	150
Tabela 70 – Resultados MFAD com todas as cargas e armazenamento e fotovoltaica.	150
Tabela 71 – Resultados MFAD sem o maior consumidor MT e fotovoltaica.	150
Tabela 72 – Resultados MFAD sem o maior consumidor MT, fotovoltaica e armazenamento.	150
Tabela 73 – Resultados MFAP com todas as cargas e armazenamento.....	150
Tabela 74 – Resultados MFAP com todas as cargas e armazenamento e fotovoltaica.	150
Tabela 75 – Resultados MFAP sem o maior consumidor MT.	151
Tabela 76 – Resultados MFAD sem o maior consumidor MT e fotovoltaica.	151
Tabela 77 – Resultados MFAD sem o maior consumidor MT, fotovoltaica e armazenamento.	151
Tabela 78 – Resultados perdas com todas as cargas e armazenamento.....	151
Tabela 79 – Resultados perdas com todas as cargas e armazenamento e fotovoltaica.	151
Tabela 80 – Resultados perdas sem o maior consumidor MT.	151
Tabela 81 – Resultados perdas sem o maior consumidor MT e fotovoltaica.	151
Tabela 82 – Resultados perdas sem o maior consumidor MT, fotovoltaica e armazenamento.	151

Lista de Abreviaturas

AIR	Análise de impacto regulatório
AP	Audiência pública
ANEEL	Agencia Nacional de Energia Elétrica
BDGD	Base de Dados Geográfica da Distribuidora
BT	Baixa tensão
BRR	Bases de Remuneração Regulatória
CAA	Custo anual dos ativos
CAOM	Custo de operação e manutenção
CMCP	Custo Marginal de Curto Prazo
CMLP	Custo Marginal de Longo Prazo
CMILP	Custo Marginal Incremental de Longo Prazo
CMC	Custos marginais de capacidade
CMEx	Custos Marginais de Expansão
CP	Consulta pública
DEA	<i>Data Envelopment Analysis</i>
DITs	Demais Instalações de Transmissão
DTS	<i>Dynamic tariff-subsidy</i>
DNAEE	Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
EDF	<i>Electricité de France</i>
EE	Eficiência Energética
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ES	Armazenamento de energia (<i>Energy Storage</i>)
FV	Fonte fotovoltaica de energia
FRC	Fator de recuperação de capital
GD	Geração distribuída
IPCA	Índice de preços ao consumidor
LRIC	Custo Incremental de Longo Prazo
MCAZ	Modelo de Contrafluxo Ampère Zero
MFAD	Modelo do Fluxo Ampère Dominante

MFAP	Modelo de Fluxo Ampère Positivo
MME	Ministério de Minas e Energia
MT	Média Tensão
MUSD	Montante de uso do Sistema de Distribuição
NT	Nota técnica
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
PFE	Ponto de fornecimento de energia
PSP	<i>Power supply Point</i>
RAP	Receita Anual Permitida
RED	Recursos Energéticos Distribuídos
REN	Resolução Normativa
RTE	Revisão Tarifária Extraordinária
RTP	Revisão Tarifária Periódica
RU	Rede Unificada
SE	Subestação
SIG-R	Sistema de Informações Georreferenciadas
SP TM	Valores selo obtidos com a metodologia de rastreamento
SP SMM	Valores selo obtidos com a metodologia de matriz de sensibilidade
SP SMMabs	Valores selo obtidos com a metodologia de matriz de sensibilidade em módulo
STD	Subsídio tarifário dinâmico
TA	Tarifas de Aplicação
TFSEE	Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica
TL	Tarifa locacional
TL TM	Resultados obtidos com o método de rastreio (R\$)
TL SMM	Resultados obtidos com o método de matriz de sensibilidade (R\$)
TL SMMabs	Resultados obtidos com o método de matriz de sensibilidade com valores em módulo (R\$)
TD	Tarifa dinâmica
TDP	Tarifa Dinâmica de Potência
TE	Tarifa de Energia
T_{perdas}	Representa os resultados do rateio de perdas (R\$)

TR	Tarifas de Referência
RB	Rede básica
RCC	Custos não locais restantes
RCCT	Tarifa selo método de rastreio (R\$)
RCCM	Tarifa selo método de matriz de sensibilidade (R\$)
RE-SEB	Projeto de reestruturação do setor Elétrico Brasileiro
TUSD	Tarifa de Uso dos sistemas de Distribuição
TUSDg	TUSD atribuída as unidades geradoras com tensão entre 88kV e 138kV
TUST	Tarifas de Uso dos Sistemas de Transmissão

1. INTRODUÇÃO

O processo de produção e fornecimento de energia elétrica apresenta características diferentes da indústria tradicional. Nele, o consumo ocorre concomitantemente à produção do bem trazendo a necessidade de um transporte eficiente e robusto para sua adequada entrega.

O transporte de energia é realizado por meio de uma rede de fios, os quais conectam o gerador à carga. Sua operação é única e centralizada, pois existe um acoplamento entre os diversos ativos que a compõe. Com estas características, não é possível criar um ambiente de mercado, uma vez que o provimento eficiente deve ser feito por uma única empresa caracterizando o monopólio natural.

Como no segmento de transporte da indústria de eletricidade os custos de provimento do serviço são menores quando há apenas um agente atuante, existe a necessidade de o Estado proteger seus consumidores de possíveis abusos e, a melhor forma de fazê-lo, é por meio de regulação. Isto é, uma imposição de regras para a atuação da empresa em determinado mercado. O regulador limita a operação das empresas e os preços que serão cobrados nas tarifas de uso da rede.

A regulação para o monopólio natural (ambiente econômico de concorrência imperfeita com uma única empresa atuando sozinha no setor) deve ter a finalidade de estabelecer uma receita justa. Para tanto, o regulador deve utilizar de modelos que simulam o mercado competitivo, nesse caso, procuram preços que tendem aos custos marginais. Contudo, indústrias de infraestrutura possuem investimentos muito elevados e custos marginais muito baixos (devido à existência de grande maioria dos circuitos com baixo carregamento e utilização de custos médios não exatamente custos reais), incorrendo em prejuízos as empresas. Assim, uma estrutura de preços baseada apenas em custos marginais não recuperaria todas as despesas da atividade de transporte, fazendo-se necessária uma componente extra para recuperar os custos fixos e variáveis da atividade¹.

O processo de determinação das tarifas de transporte das distribuidoras de energia elétrica ocorre em duas etapas. Primeiro, calcula-se a receita permitida necessária para a operação das empresas visando seu equilíbrio econômico-financeiro, chamado nível tarifário. Depois, a forma de arrecadação da receita permitida a ser cobrada entre os diferentes usuários da rede, formando um conjunto de preços denominado estrutura tarifária. (Fugimoto, 2010)

¹ Isso acontece porque os elevados investimentos iniciais mantêm a curva de custo marginal sempre localizada abaixo da curva de custo médio. A maioria destes investimentos tem caráter de custos fixos e estão associados a fatores essenciais para produção, independentemente da quantidade produzida. Para maiores detalhes do funcionamento de mercados monopolistas e como eles interferem na precificação das tarifas de energia elétrica consultar ANEXO I tese (EL. HAGE, 2011) e/ou livro (El Hage et al, 2011) (Delgado, 2011).

Essa tarifa integrada entre parcela fixa e variável é um tipo de tarifa multiparte, na qual, sua parcela fixa é a componente demanda expressa em \$/kW e uma parcela variável, volumétrica, que representa o consumo de energia em \$/kWh. Ela pode ser agrupada em uma única tarifa volumétrica, tarifa monômnia, ou separada em duas partes, tarifa binômnia. (Zanzini, 2013)

Atualmente, no Brasil, para consumidores de Baixa Tensão (BT) normalmente utiliza-se o modelo de tarifa monômnia, na qual uma única parcela volumétrica compõe os valores de todos os custos das concessionárias. Isso gera variação na receita da distribuidora de acordo com a venda, o que não é adequado quando refletimos sobre seus custos fixos. Para tentar cobrir esse custo de 'disponibilidade' a Resolução Normativa (REN) nº 414/2010 criou limites mínimos² como tarifa de acesso, cujos valores encontram-se defasados e não correspondem à realidade operativa.

Como o objetivo de um modelo tarifário é refletir os custos do sistema, tal defasagem fomenta discussões sobre a necessidade de alterar a proposição da tarifa para o consumidor final. O intuito é tornar os sinais econômicos enviados aos consumidores mais eficientes refletindo sua responsabilidade nos investimentos futuros em capacidade de rede, e, mediante a preços mais condizentes com sua utilização do sistema, incentivá-lo a escolhas mais eficazes.

Em 2016, o Decreto nº 8.828 revogou o Art. 13 do Decreto nº 62.724/1968 que exigia que as tarifas de aplicação para consumidores de BT fossem obrigatoriamente monômnias. Isto abriu a possibilidade legal para a existência de tarifas binômnias para todos os tipos de consumidores. Contudo, ainda não há metodologia definida a ser empregada nas tarifas binômnias dos consumidores de BT.

Já em 2017, a Consulta Pública (CP) nº 33/2017, promovida pelo Ministério das Minas e Energia (MME), apresentou uma proposta de aprimoramento do marco legal do setor elétrico brasileiro, na qual abrange implementação de tarifas binômnias para os consumidores de BT a partir de 2021. Também, abriu a possibilidade de adoção de sinais locacionais e discretização horária dessas tarifas.

O advento de novas tecnologias de geração, com produção em pequena escala, reforça a defasagem na estrutura tarifária em vigor, uma vez que consumidores pequenos passam a ter possibilidade de geração em loco e não mais pagam sua parcela volumétrica de energia, conseqüentemente, deixando de contribuir com sua parcela na expansão do sistema elétrico.

O consumidor investidor em geração distribuída (GD) recebeu o apelido de prossumidor (do inglês *prosumer*) e tem a possibilidade de gerar toda energia necessária para si mesmo podendo pagar apenas o mínimo da tarifa de acesso. Na regulação brasileira, um primeiro reconhecimento deste movimento ocorreu em 2012

² Unidades consumidoras monofásicas, o consumo mínimo é 30 kWh/mês, bifásico, 50 kWh/mês e trifásico, 100 kWh/mês. Valores definidos pela Portaria nº 378/1975 nunca revistados.

com a REN nº482/2012, a qual estabeleceu as condições gerais para o acesso de micro e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, utilizando o sistema de compensação de energia.

Ao longo dos anos a REN nº 482 passou por dois processos de revisão, por meio das REN nº 687/2015 e REN nº 786/2017. A primeira redefiniu os limites de potência para micro e mini geração, ampliou as fontes participantes e o prazo para a compensação de energia de 36 para 60 meses. Também, abriu a possibilidade para o autoconsumo remoto, geração compartilhada e empreendimento de múltiplas unidades consumidoras localizadas em áreas contíguas (condomínios residenciais, industriais e comerciais). A partir de então, foi permitido o uso de qualquer fonte renovável (energia hidráulica, solar, eólica e biomassa), além da cogeração qualificada.

Já a REN nº 786/2017, ampliou os limites para fontes hídricas de 3 para 5 MW no enquadramento como GD e vedou a participação de empreendimentos existentes no sistema de compensação, a fim de estimular a construção de novas centrais geradoras.

A crescente complexidade, com previsão de aumento expressivo de prossumidores, faz com que a atual regulação (desconto integral nas tarifas volumétricas) possivelmente onere consumidores não investidores em GD. Isso causa preocupação a distribuidora, que apesar de ter sua tarifa regulada pelas revisões e não sofrer diretamente com o desconto, preocupa-se com o aumento da inadimplência entre consumidores não investidores.

Uma das críticas ao modelo de desconto é que o pico de geração fotovoltaica não coincide com os horários de consumo do usuário e este continua a utilizar a rede cujos custos deixaram de ser pagos, reduzindo o montante faturado. Também, a REN nº 687/2015 permitiu o consumo remoto e manutenção de abatimento em toda a tarifa (tanto para consumo remoto quanto para consumo local) o que gerou controvérsias sobre a utilização da rede nesses casos. À época, a escolha da compensação foi justificada pela baixa presença de GD na rede de distribuição até então e evolução prevista comedida.

Agora, um novo processo de revisão está em curso, o qual afeta o sistema de compensação de energia atual. No processo de revisão da REN nº 482/2012, a ANEEL sugeriu que a energia injetada na rede de distribuição da concessionária fosse apenas parcialmente compensada pela distribuidora. Uma parcela adicional de tarifa seria empregada como forma de remunerar os custos de transmissão e distribuição da energia, bem como encargos e perdas.

Para tanto, em junho de 2018, a ANEEL disponibilizou a CP nº 10/2018 para iniciar o processo de revisão que seria finalizado até 31 de dezembro de 2019.

Como resultado da consulta temos a AIR (Análise de Impacto Regulatório) nº 04/2018 a qual apresentou os possíveis cenários para a alteração do sistema de compensação. Foram geradas seis alternativas distintas para a aplicação da TUSD (Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição) aos prossumidores, conforme Figura 1 (neste caso a compensação de tarifa seria dada aos componentes tarifários em amarelo):

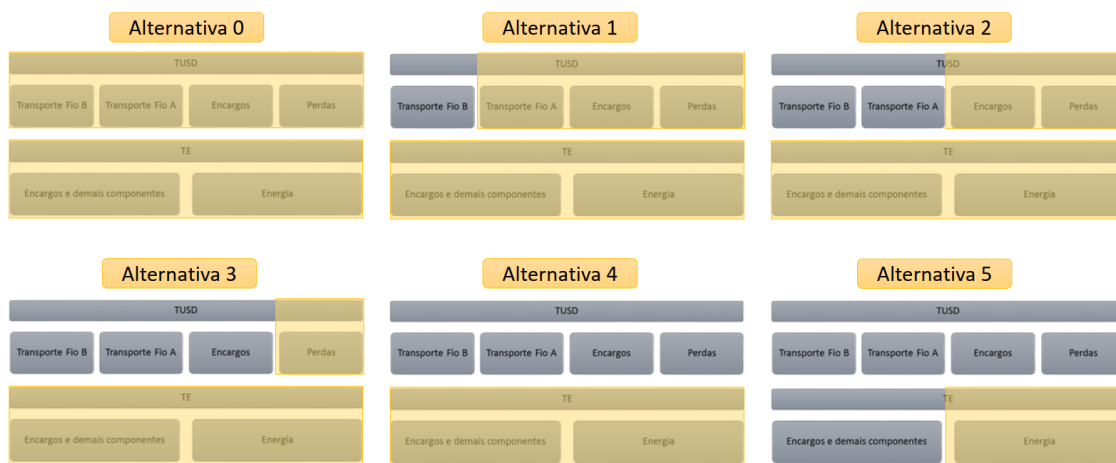


Figura 1 – Cenários para tarifação de transporte para GD.

Para cada alternativa, a agência calculou os impactos de sua adoção a partir de um desenvolvimento projetado e foram estimados os custos e benefícios da GD tanto para compensação local quanto para a remota, em separado. Em sua análise a agência considerou a redução de mercado e energia evitada, bem como a variação nas perdas nos sistemas de transmissão e distribuição, além da capacidade instalada e benefícios ambientais (como redução de emissão de gases estufa e geração de empregos).

A nota técnica (NT) nº 062/2018 anexa à CP nº10/2018 apresentou os percentuais médios de custo correspondentes a cada parcela da tarifa e, conseqüentemente, a redução no desconto para cada cenário calculado, conforme Figura 2. Começando com perda de 28% no desconto para a alternativa 1 e culminando em um desconto de apenas 38% na alternativa 5. A consequência direta da redução do desconto é o aumento do tempo de retorno do investimento feito no sistema de geração.

Tarifa Grupo B					
TE			TUSD		
ENERGIA	ENCARGOS	FIO A	FIO B	ENCARGOS	PERDAS
38%	12%	6%	28%	8%	8%

Figura 2 – Participação percentual das componentes tarifárias no custo total.

Após a publicação da AIR nº 04/2018 foram realizadas outras duas Audiências Públicas (AP) a AP nº 01/2019 e AP nº 40/2019. Nelas, a sociedade civil discutiu as conclusões do relatório e, em outubro de 2019, a ANEEL apresentou suas conclusões

abrindo nova consulta pública (CP) para dar continuidade as discussões, a CP nº 25/2019.

De acordo com AIR nº 03/2019 (anexa à NT nº078/2019 que abre a CP nº 25), a alteração da tarifa se daria em momentos distintos de acordo com o perfil do prosumidor. Preserva até 2031 os direitos adquiridos dos prosumidores acessantes antes da nova resolução. Haveria certo período de transição para os novos prosumidores de geração local. Porém, a alternativa vitoriosa, a que todos seriam submetidos ao final, seria a alternativa 5, a qual seria empregada imediatamente para novos prosumidores remotos.

Como justificativa o regulador apresentou que grande parte dos chamados benefícios da GD podem ser contestados. Argumentou que redução de carregamento só ocorre em casos em que a energia é despachável (não é o caso da energia solar, principal fonte GD), e não há concomitância entre geração e consumo, podendo acarretar em risco de exposição da distribuidora no mercado de curto prazo. Também, que as perdas técnicas da distribuição podem sofrer aumentos devido a fluxos bidirecionais e as perdas não-técnicas e encargos são ônus do sistema e, por previsão legal, todos os usuários arcam em conjunto. Por fim, argumentou que outros benefícios como redução de impactos ambientais e geração de empregos devem ser mensurados pelo congresso, não sendo atribuição da agência. Concluiu que a solução encontrada ainda traz um *payback* positivo para o consumidor-investidor e mantém os incentivos para a manutenção do crescimento do mercado.

Contudo, há uma série de argumentos possíveis contrários à solução exposta na AIR nº 03/2019. Primeiro, existe segregação de encargos para consumidores livres e abre precedente para prosumidores. Segundo, a GD auxilia na diversificação da matriz energética e reduz a necessidade de despacho de grandes fontes geradoras com custo marginal elevado. Ainda, subestima os efeitos do crescimento natural da demanda que, possivelmente, é superior ao crescimento da GD mesmo em tempos de recessão. Também, não considerou oscilações positivas para custos de conexão em sistemas remotos, subestimando o investimento inicial do prosumidor.

Ainda, é possível contestar que a redução de carregamento da rede, sempre resulta vantajoso para o sistema de distribuição uma vez que, dependendo da intensidade, a inversão de fluxo pode ser danosa ao controle de tensão. Enquanto outros benefícios são de fato palpáveis, como é o caso da redução da necessidade de investimento em geração remota. O Regulador deverá procurar o *trade-off* entre a perda de incentivo para GD e um aumento tarifário absurdo para o consumidor passivo. Com todos esses argumentos a favor e contrários à proposta da agência, o impasse sobre uma justiça tarifária para os prosumidores e consumidores comuns, bem como ressarcimento justo a concessionária, o Tribunal de Contas da União (TCU) acabou sendo acionado. Assim, em novembro de 2020, o TCU argumentou que a própria REN nº 482 não deveria ter sido procedente da ANEEL pois trata-se de política pública e o regulador não tem competência para legislar neste campo.

Então, o congresso iniciou as discussões que culminaram no Projeto de Lei nº 5.829/2019 aprovado em dezembro de 2021 pela câmara e senado. Em 07 de janeiro de 2022 o presidente Jair Bolsonaro sancionou a Lei nº 14.300/2022 com dois vetos que ficou conhecida como Marco Legal da micro e minigeração de energia. Os vetos foram para o loteamento geração fotovoltaica em reservatório de hidrelétrica e o enquadramento de investimento em solar em alguns programas de financiamento. Os vetos ainda podem ser derrubados pelo congresso e a Aneel tem 180 dias para adequar a REN nº 482, assim como as concessionárias têm 180 dias para se adequarem as novas regras.

Entre as modificações estão alterações no sistema de compensação da energia gerada. No modelo atual todas as componentes da tarifa são compensadas no sistema de compensação de energia, já no novo modelo os novos projetos de GD passarão a pagar tarifa correspondente à forma de uso do sistema de distribuição realizada pela unidade (Tarifas Fio-B e/ou Fio-A). Também, passarão a pagar os encargos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) e Eficiência Energética (EE) e Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE). Apesar da Lei já estar em vigor essas mudanças serão cobradas, de maneira escalonada, para empreendimentos que protocolarem sua requisição de instalação 12 meses após a sanção da Lei.

Outra modificação em destaque é o fim da duplicidade no custo de disponibilidade pago pelos investidores em GD que entrou em vigor junto com a Lei. No modelo da REN 482, o sistema de compensação não considera o custo de disponibilidade atrelado a um consumo mínimo fazendo com que os investidores paguem o custo mínimo e a compensação de energia referentes a essa parcela de consumo mínimo. Com a nova Lei, esse custo de consumo mínimo se mantém, mas o investidor não precisa compensá-lo novamente com os créditos.

Em verdade, a presença de GD altera o sistema de distribuição elétrico, além da geração de energia propriamente dita. Tem baixo impacto ambiental, modifica o nível de tensão do circuito, desloca as funções de custo futuro de expansão da rede e perdas técnicas presentes. Assim, se a energia produzida por meio de GD fosse valorada financeiramente, com enfoque em sua localização e discretização horária e não por meio de créditos ou descontos, haveria uma melhor possibilidade de mensurar os custos e benefícios de sua utilização para o sistema, tornando a tarifa mais justa a todos.

A definição de uma metodologia de cálculo para estrutura tarifária que concilie uma alocação adequada do custo por tipo de consumidor, e considere sua disposição e capacidade de pagamento, bem como uma eficiente expansão da rede elétrica atendendo os níveis de qualidade exigidos pela sociedade, é um desafio atual e necessário por parte do agente regulador.

Esta tese procura contribuir com as discussões na busca de uma justiça tarifária que atenda aos princípios de James Bonbright (1961)³ (Faruqui & Bourbonnais, 2020) e as expectativas dos agentes participantes do setor. Busca formas de encontrar um valor técnico e financeiro para a presença de fontes distribuídas nos circuitos de distribuição de maneira horária e locacional. Exemplos com alimentador de média e baixa tensões são apresentados com o intuito de colaborar para a evolução do sistema, proteção dos consumidores e ressarcimento justo às concessionárias. Está alicerçada na procura de um valor razoável e inteligível de TUSD – FioB, o qual não onere ou subsidie nenhum dos usuários da rede.

1.1. Objetivos

Esta tese tem como objetivo principal contribuir com as discussões em torno da TUSD para consumidores investidores em GD que traga um valor justo a todos os usuários da rede considerando as contribuições dessa nova fonte e não onerando os usuários passivos do sistema.

1.2. Estrutura da tese

Os próximos capítulos estão divididos em: Capítulo 2, formação de preços e tarifas do sistema de distribuição; Capítulo 3, movimentos para a modernização da tarifa e inserção de sinal locacional; no Capítulo 4 estão apresentadas as metodologias tarifárias estabelecidas para transmissão e distribuição de energia, bem como um compilado de estudos em desenvolvimento por outras universidades e institutos de pesquisa com relação as tarifas de uso do sistema para a inserção de fontes renováveis à rede de distribuição; no Capítulo 5 apresentamos uma proposta de metodologia e formação das tarifas; os Capítulos 6 e 7 apresentam as simulações de tarifas com a participação de energia solar distribuída; por fim, o Capítulo 8 apresenta as conclusões e sugestões para trabalhos futuros.

³ Os princípios de James Bonbright para tarifas de serviços públicos foram publicados pela primeira vez em 1961 e aceitos como imprescindíveis até os dias de hoje. São eles: princípio da eficiência econômica, equidade, estabilidade da receita, estabilidade de preços e satisfação do cliente.

2. FORMAÇÃO DE PREÇOS E TARIFAS DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

2.1. Evolução da Regulação Tarifária Nacional

Uma tarifa sustentável deve buscar princípios de eficiência, equidade, justiça e equilíbrio financeiro, além de ter conceituação simples e estabilidade temporal para facilitar o entendimento dos usuários do serviço. Para um bom direcionamento, precisa buscar um custo mínimo por um serviço de qualidade, ao mesmo tempo, que garante um equilíbrio econômico-financeiro para as prestadoras de serviço. Por fim, uma tarifa justa precisa possibilitar a correta alocação dos custos aos diferentes perfis de consumidores. (Fugimoto, 2011) (Steele, 2010)

Tantas exigências tornam a composição das tarifas de energia uma tarefa nada simples. Seu processo de composição é feito, primeiro, definindo a receita necessária para cobrir os custos da distribuidora, nível tarifário e em seguida sua forma de rateio, estrutura tarifária.

O presente Capítulo visa elucidar os principais conceitos relacionados a composição das tarifas para os diferentes consumidores, bem como um breve histórico de como as tarifas de energia elétrica foram calculadas e empregadas no país.

Histórico

As primeiras tarifas de energia instauradas no Brasil eram baseadas no custo pelo serviço e permitiam as empresas ressarcimentos pelos custos de operação e investimento. Esta tarifa era uma opção cômoda para a Concessionária, mas não dava nenhum incentivo à eficiência, por reconhecer os custos praticados sem a devida avaliação e questionamento. Em um dado momento o Governo passou a utilizar a tarifa de energia elétrica como instrumento de política econômica e não ajustar as tarifas em função da inflação, acumulando uma gigantesca CRC (Conta de Resultados a Compensar) devido à 'garantia' da tarifa pelo custo e isso originou a chamada 'ciranda do calote' (ocorre quando o devedor assume mais de uma linha de financiamento para quitação de dívidas).

Até 1968, a estrutura tarifária se resumia a tarifas que refletiam somente os custos da energia consumida, não importando as demandas impostas pelos consumidores, provocando a deterioração da saúde financeira das companhias do setor elétrico. Foi apenas a partir deste ano que o decreto nº 62.724/1968 estabeleceu normas gerais de tarifação para as empresas concessionárias de serviços públicos de energia elétrica. As tarifas passariam a ser diferenciadas entre consumo de energia e

demanda de potência. Entretanto, apenas os consumidores em alta tensão teriam discriminadas em suas faturas ambas as componentes. Para os demais usuários as tarifas em duas partes seriam convertidas em uma única tarifa de componente volumétrica de acordo com o consumo de energia. (Valter, 2006)

Em 1977, um acordo de cooperação firmado entre o Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE), Eletrobrás e a *Electricité de France* (EDF) possibilitou estudos para a aplicação da teoria marginalista na estrutura tarifária do setor elétrico brasileiro. A metodologia de cálculo baseada em custos marginais considera os custos ao sistema provocados pelo aumento da demanda periódica entre diferentes perfis de consumo nos diversos níveis do sistema elétrico. O resultado dos estudos foi publicado em 1985, com título “Nova Tarifa de Energia Elétrica – metodologia e aplicação”. Ficou conhecido como “Livro Verde” e passou a ser utilizado como referência para a tarifação já em meados da década de 1980.

Foi nesse período, também, que a portaria nº165/1984 do DNAEE estabeleceu condições a serem observadas para o fornecimento de energia elétrica, com tarifas diferenciadas em períodos do ano e horários de utilização de energia, surgindo as modalidades⁴ tarifárias horo-sazonais. (Valter, 2006)

É importante ressaltar que à época o setor elétrico era organizado de maneira vertical, com uma única empresa responsável desde a produção, transporte até a comercialização da energia ao consumidor final. Assim, a precificação da eletricidade era feita de forma integrada, avaliando toda a cadeia produtiva da indústria de energia.

A partir de 1993, o setor passou por uma ampla reforma iniciada pela Lei de nº 8.631/1993 a qual pôs fim ao mecanismo de equalização tarifária e acabou com o regime de remuneração garantida das empresas.⁵

Em 1996 foi implantado o RE-SEB (Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro) cujo objetivo era criar um mercado competitivo para a energia por meio da desverticalização do processo produtivo no qual as atividades de geração, transmissão e distribuição da energia, foram segmentadas. O principal objetivo era incentivar a competição na geração e comercialização, e, manter sob regulação o transporte de energia, caracterizado por monopólios naturais. Foi durante esse período que o Estado brasileiro deixou de querer ser provedor e passou a ter propensões de caráter mais regulador e fiscalizador. (Fugimoto, 2010)

O RE-SEB definiu o arcabouço conceitual e institucional do modelo a ser implantado no setor elétrico brasileiro, por meio das Leis nº 9.427/1996, nº 9.648/1998, e dos Decretos nº 2.335/1997 e nº 2.655/1998, que criaram as instituições

⁴ Modalidade tarifária: conjunto de tarifas aplicáveis às componentes de consumo de energia elétrica e demanda de potência ativas.

⁵ Lei nº 5.655/1971 - estabeleceu o regime de remuneração garantida e fixou taxa de retorno para as concessionárias do setor elétrico entre 10% a 12% ao ano.

necessárias⁶ para que as atividades independentes da cadeia produtiva funcionassem de forma coordenada. Entretanto, o RE-SEB não conseguiu incentivar adequadamente a expansão do sistema, sendo sucedido por uma grave crise de abastecimento que culminou em racionamento de energia em 2001.

A fim de conter possíveis crises futuras e adequar o modelo a uma estrutura de expansão adequada, em 2004 uma nova reforma buscou recuperar alguns papéis do Estado na sinalização das demandas de expansão. Alicerçada pelos princípios de segurança energética, modicidade tarifária e promoção da inserção social por meio de programas de universalização do atendimento essa reforma tem como sustento legal as Leis nº 10.847/2004, 10.848/2004 e pelo Decreto nº 5.163/2004. A partir de então, para garantir o suprimento do mercado das distribuidoras, conhecido como mercado regulado, a energia é contratada por meio de leilões de longo prazo definidos pela EPE (Empresa de Pesquisa Energética). (CCEE, 2010)

Durante esse processo as tarifas de distribuição sofreram modificações principalmente em torno da receita permitida. A REN nº 286/1999 tratava os custos de produção em conjunto e o valor estimado para os serviços de distribuição era de 30% da receita líquida, porque não existiam separações contábeis das atividades de distribuição e comercialização. Esses valores eram geralmente subestimados ao compará-los com o custo real do serviço de distribuição e a receita era alocada pelos diferentes níveis de tensão de acordo com custos marginais padrões definidos pela ANEEL como a média dos custos fornecidos pelas distribuidoras, modelo conhecido como *top-down*.

Em 2003, com um ciclo de revisões tarifárias os reais custos de distribuição puderam ser estimados e a metodologia de cálculo foi modificada pela REN nº 152/2003. A receita da distribuidora passou a ser estimada com base em custos operacionais eficientes e na remuneração de investimentos avaliados durante os processos de revisão tarifária. Este modelo ficou conhecido como *bottom-up*.

O modelo *price-cap* (preço-teto) seria utilizado como base para o estabelecimento das tarifas de fornecimento. Nele, o valor máximo da tarifa é fixado, após a definição da receita requerida por parte da concessionária. Este modelo possui a vantagem de não impedir a variação da remuneração do capital conforme o desempenho da gestão da empresa. A estrutura tarifária permaneceu baseada nos custos marginais de capacidade calculados por meio de custos padrão por faixas de tensão, curvas de carga e fluxo de potência do diagrama unifilar simplificado. A Resolução nº 166/2005 manteve as relações entre postos tarifários utilizadas à época em que foram criadas as tarifas horo-sazonais, meados da década de 1980. (Fugimoto, 2010)

⁶Foram criadas: órgão regulador, ANEEL; operador de sistema, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS); e, um ambiente para a realização das transações de compra e venda de energia elétrica, o Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE)

2.2. As tarifas de fornecimento

O modelo tarifário atual é o de uma tarifação por incentivos. Nele, as empresas recebem estímulos para a redução dos custos de produção, isto é, recebem recompensas maiores com o aumento de sua eficiência. Para tanto, foram firmados contratos de concessão com as empresas pertencentes ao setor elétrico. Neles ficaram estabelecidas as regras aplicáveis a elaboração das tarifas de energia, e também, as regras de confiabilidade e qualidade dos serviços prestados aos consumidores.

Tais contratos visam preservar o equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias em conjunto com o princípio de modicidade tarifária. Foram estabelecidos valores que permitiam cobrir todas as etapas do processo industrial, sendo estes custos operacionais e justa remuneração do capital investido, acrescidos de impostos e encargos setoriais.

Também, foram incluídos mecanismos de reajuste e revisão nas tarifas para garantir a atualização dos preços e promover a transferência de eventuais ganhos de eficiência aos consumidores. São duas revisões possíveis: Revisão Tarifária Periódica (RTP), ocorre em média a cada quatro anos; e Revisão Tarifária Extraordinária (RTE), realizada a qualquer momento em decorrência de algum evento adverso que provoque desequilíbrio entre preço e produto. (DIEESE, 2007)

Apesar da desverticalização do setor, as distribuidoras continuam a fornecer energia elétrica para muitos consumidores localizados em sua área geográfica de concessão, denominados clientes cativos. Para os demais, consumidores 'livres'⁷, aos quais são permitidos pela lei nº 9.074/1995 escolher sua fonte de energia, a distribuidora continua provendo o serviço de acesso à rede de distribuição.

Nos ciclos de revisão tarifária, a ANEEL determina a receita requerida. Os custos com a compra de energia e transmissão são integralmente repassados aos consumidores. Já no que diz respeito aos custos com a atividade de distribuição, a agência utiliza o modelo de preço-teto. É por meio dos custos de distribuição que a ANEEL pode observar os ganhos de eficiência obtidos com a ação incentivada das empresas.

Após o estabelecimento da receita permitida da distribuidora, a ANEEL define estrutura tarifária: divisão da receita pelos mercados de cada subgrupo tarifário, cujos sinais são divididos por nível de tensão e posto horário⁸.

⁷ Agente comercializador da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, que adquire energia elétrica no ambiente de contratação livre para unidades consumidoras que satisfaçam, individualmente, os requisitos dispostos nos arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 1995. (www.aneel.gov.br)

⁸ Posto tarifário: período de tempo em horas para aplicação das tarifas de forma diferenciada ao longo do dia.

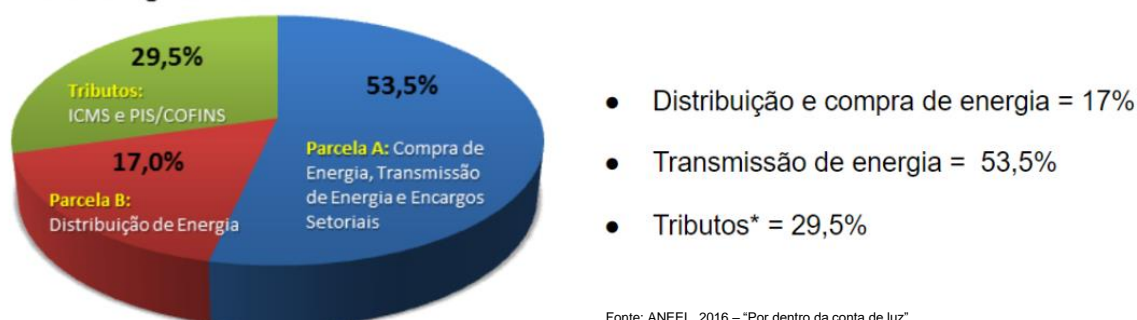
2.2.1. Nível tarifário

Pode-se definir nível tarifário como o valor geral dos preços estabelecidos para o fornecimento de energia elétrica que, por sua vez, estabelece a receita total requerida pela concessionária. O nível tarifário ideal ocorre quando a concessionária obtém uma receita que liquide seus custos e remunere seus investimentos, em conformidade com a regulamentação. (Valter, 2006)

A ANEEL divide a estrutura de custo das empresas em duas parcelas: custos 'não gerenciáveis', parcela A e 'custos gerenciáveis', parcela B. Os custos da parcela A se referem as despesas que não são diretamente controlados pela empresa, são eles: a compra de energia realizada pelas distribuidoras para atendimento de seu mercado consumidor cativo; custos de transmissão; e encargos setoriais. Os custos da parcela B são aqueles administráveis pela concessionária, são eles: custos operacionais; remuneração de investimentos; e depreciação.

Segundo (ANEEL, 2016) a participação das Parcelas A e B nas contas de energia estavam em 53,5% e 17,0%, respectivamente em 2016. A Figura 3 apresenta as quotas de participação nos valores das tarifas para os consumidores finais.

Valor Final da Energia Elétrica



Fonte: ANEEL, 2016 – "Por dentro da conta de luz".

Figura 3 – Quotas de participação nas tarifas finais das parcelas A, B e tributos.

Os custos da Parcela A são repassados às tarifas de forma integral. Já os custos da Parcela B são corrigidos anualmente, no processo de reajuste tarifário, pelo índice IGP-M menos um Fator X, o qual avalia a eficiência operacional da empresa.

Nos processos de RTP que ocorrem, em média, a cada quatro anos, a ANEEL determina uma nova receita requerida. Sua função básica é manter o equilíbrio econômico-financeiro da empresa através da determinação de novos valores para a Parcela B. Para tanto, o regulador estabelece um valor máximo para tarifa de um determinado período, corrigido pela inflação e pela produtividade. Com alto poder de incentivo, o modelo permite que a distribuidora se aproprie de eventuais ganhos de desempenho de gestão ao longo do período entre duas revisões. São avaliados os seguintes critérios (PRORET, mod. 2 e 3):

- Custos da prestação do serviço de distribuição – como as áreas de concessão são monopólios, a forma de análise emprega modelos comparativos de desempenho para avaliar valores aceitáveis dos serviços oferecidos. Atualmente, o regulador utiliza um modelo de análise chamado *Data*

Envelopment Analysis (DEA), o qual consiste em uma técnica não-paramétrica de avaliação de eficiência que permite comparar dados de entrada e saída sem suposições de ordem estatística.⁹

- Remuneração e depreciação dos ativos vinculados à prestação do serviço de distribuição – taxas de depreciação e de remuneração do capital aplicadas sobre as Bases de Remuneração Regulatória (BRR) Bruta e Líquida, respectivamente. Esta base é definida pela reavaliação dos ativos pelo valor de reposição (BRR bruta) deduzida da depreciação contábil (BRR líquida).
- Fator X – é estabelecido no momento da revisão tarifária. Compartilha ganhos de produtividade com o consumidor aplicando o método do fluxo de caixa descontado. Calcula as receitas e custos no período tarifário com base em projeções de crescimento de mercado e de investimentos.

2.2.2. Estrutura tarifária

A estrutura tarifária é um conjunto de tarifas que refletem a diferenciação relativa dos custos regulatórios da concessionária entre as diversas categorias de consumidores. No Brasil, a classificação tarifária considera a tensão de atendimento dos clientes, a quantidade de demanda requerida, períodos seco ou úmido e a caracterização da carga.

A tarifa é dividida em dois componentes. O primeiro, refere-se à média da potência elétrica solicitada ao sistema elétrico pela carga instalada durante um determinado intervalo de tempo pré-estabelecido, esta é a chamada demanda de potência. O segundo, refere-se ao consumo propriamente dito de energia em unidade volumétrica, ou seja, a energia consumida em um determinado intervalo de tempo.

A estrutura tarifária é dividida em dois grupos: consumidores com tensão de fornecimento acima de 2,3kV, tipo A; e, aqueles atendidos em baixa tensão, tipo B.

As tarifas dos consumidores do grupo A são do tipo binômias, apresentam faturamento separado das parcelas de consumo e demanda e são classificadas de acordo com a tensão de fornecimento, segundo a Tabela 1:

Tabela 1 – Tensões de fornecimento, grupo A

Grupo A	
	Tensão de consumo
A1	$\geq 230 \text{ kV}$
A2	$88\text{kV} \leq V \leq 138\text{kV}$
A3	$= 69\text{kV}$
A3a	$30\text{kV} \leq V \leq 44\text{kV}$
A4	$2,3\text{kV} \leq V \leq 25\text{kV}$
AS	Sistemas subterrâneos

⁹ Para maiores detalhes sobre a metodologia DEA consultar (Medeiros, 2018).

Para se medir a demanda é necessário que os medidores digitais registrem a potência média em intervalos de integração de 15 minutos ao longo do período de faturamento, caracterizando as curvas de carga dos consumidores. Com isso, é possível aplicar uma tarifa diferenciada segundo o momento da utilização. São as tarifas horárias, que são diferentes segundo as horas do dia e estações do ano.

São duas as tarifas do grupo A horo-sazonais atualmente praticadas no Brasil, as modalidades Azul e Verde¹⁰. Para ambas existe diferenciação de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia. Contudo, para efeito de faturamento, apenas a tarifa horo-sazonal Azul possui diferenciação de tarifa de demanda de potência de acordo com as horas de utilização do dia podendo ser sazonalizada ou não. Para a Verde existe apenas uma componente de demanda contratada que pode ser, também, única ao longo do dia ou sazonalmente dividida em período seco e úmido.

A maioria dos consumidores do grupo B são atendidos com padrões de fornecimento com tensões iguais a 127V ou 220V e possuem tarifas monômias, as quais apenas apresentam a componente volumétrica de consumo. Suas tarifas são calculadas sob a forma binômica com uma componente de demanda de potência e outra de consumo de energia e são fixadas, após conversão, para a forma monômica equivalente.

Consumidores do grupo B são classificados por subgrupos de acordo com a classe de consumo Tabela 2:

Tabela 2 – Subgrupos tarifários, grupo B

Grupo B Atendidos em 127V e 220V	
Classificação	
B1	Residencial e residencial baixa renda ¹¹
B2	Rural e cooperativa de eletrificação rural
B3	Demais classes
B4	Iluminação pública

Em 2016, o Decreto nº 8.828/2016 revogou o art.13 da lei nº 62.724/1968 que estabelecia a obrigatoriedade de tornar as tarifas finais para os consumidores do grupo B monômias. O novo regulamento prevê, aplicação de tarifas diferenciadas por horário de consumo para consumidores em BT.

O primeiro movimento nesse sentido foi a adoção da Tarifa Branca que sinaliza o valor da energia conforme dia e horário. Com possibilidade de adesão progressiva a partir de janeiro de 2018, a Tarifa Branca oferece a oportunidade de reduzir o valor pago pela energia consumida se o consumidor adotar hábitos que priorizem o uso da energia nos períodos de menor demanda. Em dias úteis, a Tarifa Branca possui três

¹⁰ Até o 3º RTP existia uma modalidade convencional binômica, caracterizada por tarifas de consumo de energia elétrica e demanda de potência, independentemente das horas de utilização do dia, extinta pela REN nº 414/2010.

¹¹ Para consumidores residenciais de baixa renda existe a Tarifa Social promulgada pela a lei nº 10.438/2002, a qual regulamenta descontos, para população de baixa renda, escalonados em blocos variando conforme o total de energia consumido.

valores distintos: ponta, intermediário e fora de ponta. Esses períodos são estabelecidos pela ANEEL e diferentes para cada distribuidora. Sábados, domingos e feriados contam com uma tarifa nas 24 horas do dia. A finalidade da Tarifa Branca é modular o perfil de carga dos consumidores BT e postergar investimentos em infraestrutura de rede.

Infelizmente, a modulação desejada pela Tarifa Branca não foi alcançada, porque sua aplicação ficou submetida à vontade do consumidor. Isto porque, o consumidor pode não aderir-la, seja por não compreender sua utilização, não querer ou ter condições de arcar com medidor inteligente ou, também, por perceber que sua conta poderia aumentar em caso de adesão.

Entretanto, as modificações na estrutura tarifária dos consumidores não se restringem a hora de uso. Outro sistema de sinalização tarifária atualmente utilizado, tem a finalidade de evidenciar o perfil do gerador, não o perfil do consumidor. As chamadas “Bandeiras Tarifárias” foram adotadas para sinalizar a todos os consumidores a sazonalidade da geração de energia no país. As Bandeiras, que refletem a estiagem, foram a primeira medida adotada pelo regulador no sentido de aproximar os consumidores da realidade de custos de produção do insumo energia elétrica. Têm como objetivo possibilitar à distribuidora arrecadar recursos para antecipar o recebimento do custo de geração que somente lhe seria repassado quando do ajuste tarifário.

Apresentam as cores indicativas verde, amarela e vermelha e indicam se haverá ou não acréscimo no valor da energia a ser repassada ao consumidor final, em função das condições de geração de energia hidráulica. Quando a Bandeira verde está marcada, significa custos normais para gerar a energia e não há acréscimo sobre a tarifa. As Bandeiras amarela e vermelha indicam condições menos favoráveis e críticas de geração de energia, pois seus custos estão aumentando, o que resulta em acréscimos na Tarifa de Energia (TE). (PRORET, mod. 6 e 7)

Outra bandeira foi adotada recentemente, a Bandeira de Escassez Hídrica foi adotada em setembro de 2021 como medida de racionalização do uso de energia para auxiliar a recuperação dos níveis dos reservatórios das usinas hidrelétricas, sendo vigente até abril de 2022.

2.3. Alocação de custos na tarifa

Com a desverticalização do setor elétrico e a concepção do conceito de consumidor livre por meio da lei nº 9.074/1995, uma única empresa deixa de ser responsável por toda a alocação de custos da cadeia produtiva de energia elétrica e novos modelos de tarifa segregada passam a ser necessários. As tarifas para os consumidores passam a ser separadas entre Tarifa de Energia (TE) e Tarifas de Uso dos Sistemas de Transmissão (TUST) e Distribuição (TUSD).

No que diz respeito a distribuição, a TUSD é paga tanto pelos consumidores cativos como pelos livres, pelo uso do sistema da empresa de distribuição à qual estão conectados. Enquanto a TE é cobrada somente dos consumidores cativos, pois os livres compram energia diretamente de comercializadoras de energia elétrica ou de agentes de geração por meio de contratos bilaterais.

Componentes tarifários, formam funções de custos que combinados compõem a tarifa aplicada ao consumidor final. Para a tarifa TE, as funções de custo a serem somadas são compra de energia, encargos setoriais associados e componentes relativos ao transporte da UHE Itaipu, além de perdas na rede básica. A alocação dos custos para os diversos tipos de consumidores é feita proporcionalmente ao consumo de energia elétrica. Este tipo de alocação é conhecido no setor elétrico como 'selo' e corresponde ao valor igual do custo unitário do produto independentemente do tipo de consumidor.

A TUSD é formada pelos componentes transporte, perdas e encargos. Cada componente da TUSD possui custos específicos, que são calculados: como selo, ou de forma proporcional aos custos marginais de capacidade, ou, ainda, pela responsabilidade de custos de determinado subgrupo tarifário. Os encargos associados são alocados como selo, e custos de acesso e uso do sistema de transmissão são divididos em função da potência contratada. Os componentes da Parcela B (serviços de distribuição e remuneração de investimentos), são divididos na TUSD de forma proporcional aos custos marginais de expansão calculados para cada tipo de consumidor. (Nota Técnica nº 092/2015-SGT/SRD/ANEEL – anexo da REN nº 657/2015)

A Figura 4 representa a divisão das funções de custo que formam as tarifas TE e TUSD.

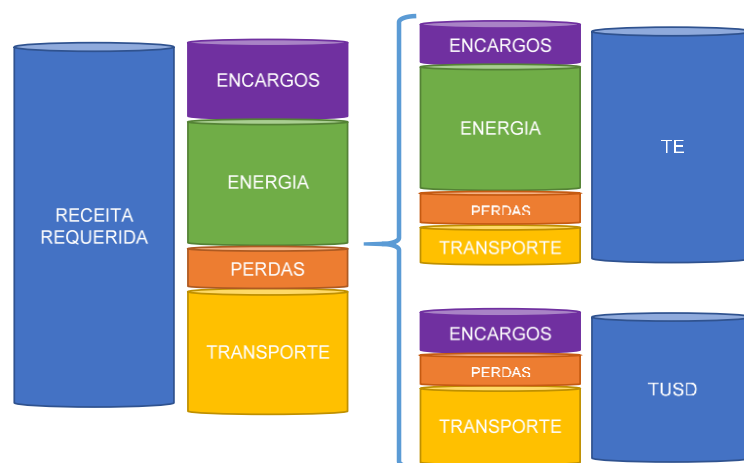


Figura 4 – Funções de custo que formam as tarifas TE e TUSD.

2.3.1. A Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD

A TUSD é dividida entre TUSD Transporte, TUSD Perdas e TUSD Encargos. A TUSD Transporte é a responsável pela remuneração as distribuidoras dos custos de transporte da energia propriamente dito, tanto pela rede básica, quanto pelas instalações e serviços de distribuição. A TUSD Perdas remunera os valores de energia das perdas técnicas (perda devido ao calor dissipado pela passagem da corrente elétrica através dos condutores), bem como das perdas não técnicas (erros de medição, roubo e furto de energia). Por fim, a TUSD Encargos remunera as distribuidoras com os custos de encargos de serviços do sistema que estiverem de acordo com a legislação vigente.

A TUSD Transporte é subdividida em TUSD – Fio A e TUSD – Fio B. A primeira representa parte dos custos da Parcela A responsáveis pela remuneração dos ativos de propriedade de terceiros, como uso da rede básica, subestações compartilhadas, uso de sistemas de distribuição de outras concessionárias. Já a segunda é formada pelos custos regulatórios do uso de ativos de propriedade da própria distribuidora, os chamados custos gerenciáveis, calculados no processo de RTP: custo anual dos ativos (CAA), custo de administração, operação e manutenção (CAOM).

As tarifas TUSD – Fio B são atualmente determinadas por faixa de tensão, com base na metodologia de cálculo de custos marginais de capacidade dos consumidores, apresentada no ANEXO I. (PRORET, mod. 7)

3. INSERÇÃO DE SINAL LOCACIONAL NA TARIFA DE ENERGIA

O serviço de transporte de energia possui livre acesso a todos os usuários das redes de transmissão e distribuição. São atribuídas tarifas de acordo com o serviço específico prestado ao sistema elétrico. Como apresentado no Capítulo 2, os usuários do sistema de distribuição são responsáveis pelo pagamento da TUSD. Para os usuários da rede de transmissão, Rede Básica¹², é cobrada a TUST. Seu objetivo principal é repartir a Receita Anual Permitida (RAP), remuneração que as empresas transmissoras recebem para prestar o serviço de transmissão e disponibilizar seus ativos ao Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)¹³.

No Brasil, desde a publicação da portaria DNAEE nº 459/1997 e das resoluções ANEEL nº 281/1999 e nº 282/1999, a estrutura de tarifação da transmissão introduziu a informação da localização do consumidor para verificar seu impacto na rede local, i. é., averiguar e quantificar se a posição do agente contribui ou atrasa o investimento no sistema como um todo.

Em 2009, com a publicação da REN ANEEL nº 349/2009, uma proposta parecida passou a ser utilizada também para a TUSD a fim de favorecer a operação otimizada das redes de transmissão e distribuição. A partir de então, uma tarifa com sinal locacional foi atribuída às unidades geradoras com tensão entre 88kV e 138kV. A chamada TUSDg garante que, para todas as barras próximas a fronteira, a diferença entre a TUST e a TUSDg não leve a investimentos adicionais para migração (para a rede básica) de unidades geradoras novas ou existentes (Azevedo & Mattos, 2012) (D. A. Lima, 2005).

O submódulo 7.4 do PRORET estabelece a metodologia de cálculo aplicável às TUSDg em todas as tensões de fornecimento. Para o subgrupo A2 o cálculo da TUSDg segue o modelo de precificação com sinal locacional utilizado pelo sistema de transmissão. Sua tarifa de uso do sistema é definida por regiões denominadas Redes Unificadas (RUs). As RUs são conjuntos de instalações elétricas com tensões entre 88kV e 138kV que possuem pelo menos uma central geradora conectada.

Agora, para centrais geradoras em tensões iguais ou inferiores a 69kV, a ANEEL coloca não ser possível a utilização do modelo locacional na forma como é realizado na transmissão porque a metodologia utilizada considera o fluxo de potência linearizado que apenas é pertinente se a relação X/R não for muito menor que 1. Assim, para centrais geradoras em tensões iguais ou inferiores a 69kV, a TUSDg é o menor valor da TUSD aplicada a distribuidora local (quando a mesma opere em tensão

¹² Rede básica - rede de linhas de transmissão e subestações em tensão igual ou superior a 230 kV. Resolução Normativa nº 067/2004 estabelece as regras de composição da Rede Básica.

¹³ ONS – responsável operação e administração da Rede Básica e gerenciar o despacho de energia elétrica das usinas em condições otimizadas.

superior a 44kV), ou, quando a distribuidora opera em níveis de tensão inferiores a 44 kV, a tarifa é estabelecida pela ANEEL com base em valores médios regionais.

Tarifa de referência TUSDg

Para centrais entre 88kV e 138kV, a TUSDg é calculada segundo metodologia nodal e tem seu valor limitado ao maior valor de TUST apurado para o segmento de geração na barra da rede básica onde a RU está conectada e é formada por três componentes tarifárias:

- TUSDg - D/DIT: componente relativa à receita da RU;
- TUSDg – T: componente relativa ao fluxo de exportação para a rede básica;
- TUSDg – ONS: parcela relativa ao custeio do ONS.

Já para os segmentos MT e BT, assim como para os consumidores em A2, as TUSDg são formadas primeiro como tarifas de referência, para depois formarem as tarifas de aplicação¹⁴. Como premissa considera-se que as centrais geradoras conectadas em média e baixa tensão fazem uso apenas do sistema no mesmo nível de tensão da sua conexão, define-se uma tarifa (modalidade geração) proporcional à tarifa das unidades consumidoras, a qual reflete o uso do sistema apenas das redes do nível de conexão.

A TUSDg - FioB tanto para o segmento MT quanto para o BT são apuradas no momento da RTP a partir da Tarifa de Referência do segmento consumo, definida conforme o Submódulo 7.2, seguindo a equação 01:

$$TR_{FioB_g} = \vartheta \cdot (\rho \cdot TR_{FioB_{CFP}} + (1 - \rho) \cdot TR_{FioB_{CP}})$$

eq. 01

TR_{FioB_g} – Tarifa de Referência TUSD–FIO B da modalidade geração para o agrupamento; [R\$/kW]

$TR_{FioB_{CFP}}$ – Tarifa de Referência TUSD–FIO B para consumidores do agrupamento, no posto fora ponta; [R\$/kW]

$TR_{FioB_{CP}}$ – Tarifa de Referência TUSD–FIO B para consumidores do agrupamento, no posto ponta; [R\$/kW]

ϑ – Relação entre o custo de atendimento de uma central geradora no agrupamento e o custo médio do agrupamento;

ρ – Ponderador que define a participação das TR ponta e fora ponta do segmento consumo na composição da Tarifa de Referência das centrais geradoras.¹⁵

¹⁴ Maiores detalhes podem ser encontrados no ANEXO I deste documento.

¹⁵ Os valores 0,9 e 0,1 são uma aproximação do percentual do número de horas por dia de cada posto tarifário. (NT n° 092/2015 -SGT/SRD/ANEEL)

3.1. Redes Unificadas – RU

Para o cálculo da TUSDg–D/DIT são utilizadas as RUs nas quais o sinal locacional é encontrado utilizando a metodologia Nodal, apresentada na seção subsequente – 3.2. O conceito de RU é descrito na REN no 349/2009 e trata-se de conjuntos de instalações de transmissão e distribuição, com tensão entre 138 kV e 88 kV, que possuam ao menos uma central geradora conectada. Incluem-se os transformadores classificados como Rede Básica com tensão secundária de 138 kV ou 88 kV, as Demais Instalações de Transmissão (DIT) compartilhadas ou exclusivas das empresas de distribuição. As RUs são separadas entre si segundo critérios técnicos, mas a REN não possui critério claro para estabelecimento das RUs. A Figura 5 apresenta uma RU¹⁶.

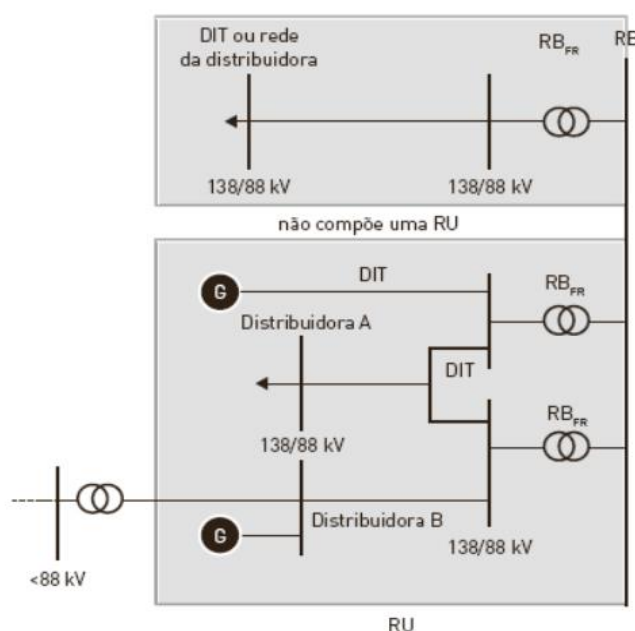


Figura 5 – Exemplo de Rede unificada

A forma de rateio segue a mesma para a transmissão, sendo 50% para geração e 50% para consumo, observando a proporção entre esses dois segmentos na composição de RU, de acordo com a equação 02:

$$RRD_{138kV}^G = \frac{0,5(G_{real} + G_{fic}) \cdot RRD_{138kV}}{G_{real} + C_{fic}}$$

eq. 02

RRD_{138kV}^G – Parcela da receita de referência alocada ao segmento geração

RRD_{138kV} – Receita de referência da RU

G_{real} – Geração real da RU despachada conforme fluxo de potência de referência

G_{fic} – Geração fictícia em relação à Rede Básica, apurada pelo déficit de Carga em relação à Geração real

C_{fic} – Carga fictícia em relação à Rede Básica, apurada pelo déficit de Geração real em relação à Carga.

A segunda componente é a TUSDg-T que é calculada sempre que o montante de geração for maior do que o da carga em uma RU. Ela é destinada a remunerar o uso

¹⁶ A dissertação de (Carneiro, 2011) apresenta uma metodologia baseada em áreas de influência para a formação das RUs segundo critérios de fluxo de potência e impedâncias equivalentes.

do sistema de transmissão devido ao fluxo de exportação por ponto de conexão com a rede básica. Seu rateio é proporcional ao sinal locacional e ao Montante de uso do Sistema de Distribuição (MUSD) de cada central geradora da RU. Sua receita é repassada as transmissoras e ao ONS. (Mod. 7.4 – PRORET)

3.2. Tarifa Nodal

No Brasil a metodologia escolhida para a estrutura tarifária de transmissão, denominada de rede básica (RB), e TUSDg (entre 88kV e 138kV – A2) foi o ‘Modelo Nodal’. Este modelo, busca atribuir tarifas dependentes da localização dos agentes do setor e das condições de carregamento das redes. As tarifas refletem o custo da expansão resultante de um aumento na capacidade de geração e/ou consumo em cada barramento do sistema. Por essa razão, unidades geradoras instaladas em regiões de elevada carga têm tarifas inferiores à média, uma vez que sua presença naquele local alivia o carregamento dos circuitos.

O pagamento pelo uso do sistema de transmissão é realizado pela aplicação das TUST, conforme a REN ANEEL nº 559/2013. A Metodologia de cálculo da TUST é baseada em uma estimativa de custos imposta por cada usuário à rede nos períodos de pico do sistema. Os custos calculados são aqueles advindos de operação e manutenção da rede e uma estimativa de custos de investimentos para uma rede mínima capaz de transportar os fluxos de potência ocasionados pelos agentes em determinado período de apuração. Ao final, encargos de ajuste são acrescidos aos valores individuais a fim de cobrir a totalidade dos custos do serviço de transmissão, conforme equação 03.

$$TUST = parcela\ locacional\ [R\$/MW] + parcela\ selo\ [R\$/MW]$$

eq. 03

Para a solução do sinal locacional da transmissão, o fluxo de potência em regime permanente é encontrado por meio de uma rede virtual de ‘custo mínimo’ modelada seguindo as características físicas da rede existente, bem como a capacidade dos circuitos e os fluxos de potência injetados máximos projetados pelos agentes do sistema. Adota-se uma rede próxima ao Custo Marginal de Expansão (CME), assumindo que qualquer variação de fluxo em um elemento da rede gere uma necessidade de expansão, i.e., assume-se que todos os circuitos estejam com carregamento máximo. Para compor o custo considera-se o custo regulatório de cada circuito proporcionalizado pelo percentual de variação de carregamento em relação à capacidade máxima. A fim de evitar que circuitos relativamente descarregados contribuam para o Custo Marginal (origem da Tarifa Nodal) utiliza-se um fator de ponderação.

Uma vez determinado o estado operativo do sistema, e admitindo-se que a expansão se daria pelas rotas de transmissão existentes, é possível encontrar, por análise de sensibilidade, as mudanças nos fluxos originais ocorridas pela injeção de

1MW de carga ou de geração em cada barramento do sistema e seu impacto sobre os demais. Para tanto, é construída uma matriz de sensibilidade para relacionar os fluxos de potência nas diferentes instalações com a potência injetada em cada barra do sistema. Os elementos da matriz representam o incremento de fluxo na linha. Esta matriz de sensibilidade é obtida a partir da matriz de impedâncias calculada como parte do processo de solução do fluxo de potência linear. Cada sensibilidade é dada por:

$$\beta_{Lb} = \frac{dF_L}{dI_b} \quad \text{eq. 04}$$

β_{Lb} – fluxo incremental resultante na instalação L devido ao incremento da demanda ou da geração na barra b
 F_L – fluxo de potência na instalação L
 I_b – potência injetada ou retirada na barra b

A matriz de sensibilidade depende da direção do fluxo de potência na topologia da rede, o que impacta os valores dos custos nodais. Esse fluxo pode sofrer variações ao longo do ciclo, especialmente pela interligação de bacias hidrográficas e seus regimes climáticos. Assim, para o cálculo da componente locacional da TUST aplicou-se ainda um fator de ponderação, variando entre 0 e 1, sobre os valores da matriz de sensibilidade, sendo função do carregamento. Quanto maior o fator de ponderação, maior a recuperação dos custos associados às linhas de transmissão influenciadas por uma determinada barra do sistema, a depender dos valores da matriz de sensibilidade para a barra em questão (EPE, 2021).

Com fluxos incrementais, fatores de ponderação, e, usando custos padronizados de expansão¹⁷, são determinados os custos associados a uma unidade de incremento na demanda ou na geração em cada barra do sistema de acordo com a equação 05:

$$\pi_b = \sum_{L=1}^{linhas} \beta_{Lb} \times Cust_L \times FP_L \quad \text{eq.05}$$

π_b – tarifa nodal da barra b
 β_{Lb} – sensibilidade da instalação L em relação à barra b
 $CUST_L$ – custo unitário da instalação L
 FP_L – fator de ponderação da instalação L

As tarifas para carga e geração em cada barramento resultam simétricas, uma vez que a variação no fluxo em cada circuito do sistema, caso a geração na barra B aumente de 1 MW (β_{Lb}), é numericamente igual, em módulo, a variação, no mesmo fluxo, caso a carga na barra B varie na mesma proporção ($-\beta_{Lb}$). Assim, a equação 05 pode resultar em tarifas negativas para determinadas barras indicando que um aumento da injeção nessas barras reduz o carregamento nesses circuitos.¹⁸

Como os encargos são definidos em função de seu ponto de conexão à rede elétrica (independentemente de eventuais contratos bilaterais de compra e venda de

¹⁷ Os custos unitários padronizados para cada elemento do sistema para fins de expansão são fixados pela ANEEL a partir do 'Banco de Preços de Referência ANEEL' e seus valores de capacidade de transporte padronizados por nível de tensão.

¹⁸ A REN nº 559/2015 estabelece zero como valor mínimo para TUST.

energia) é necessária a definição de uma barra única, para compensar as variações de injeção nas demais barras, o barramento de referência. A escolha dessa barra é arbitrária, e influencia os fatores da matriz de sensibilidade gerando conjuntos de valores absolutos distintos para todas as tarifas nodais. Contudo, independente da barra de referência, a diferença entre as tarifas de dois geradores ou dois consumidores se mantém constante indicando que sua escolha não altera a relatividade das tarifas dentro de cada classe. Essa situação garante que a tarifa é inalterada independentemente da barra de referência escolhida¹⁹. (ANEEL, 1999)

¹⁹ Demonstração de valores apresentada em “Manual da Metodologia Nodal para cálculo de tarifas de sistemas elétricos”, Nota Técnica ANEEL nº 003/1999

4. REVISÃO METODOLÓGICA

Como apresentado no Capítulo 3, o regulador tende a procurar metodologia de cálculo com sinal locacional. Contudo, como exposto, a técnica utilizada para sistemas de transmissão e distribuição acima de 88kV não é o mais adequado para sistemas com tensões inferiores, uma vez que a linearização nesses casos não é alcançada devido as altas resistências equivalentes dos sistemas. Assim, para se ter uma correspondência tarifária, com expressão locacional dos sistemas de distribuição, é preciso encontrar modelos mais adequados a sua realidade operativa.

Segundo (Lima, 2007) o principal objetivo de qualquer método de alocação de custos é recuperar o custo do sistema e estimular investimentos eficazes. Sua divisão deve ser justa promovendo modicidade tarifária de maneira inteligível a seus usuários, induzindo o uso racional e eficiente do sistema, para que estes entendam, não apenas os custos envolvidos, como também sua parcela de responsabilidade. O objetivo aqui é encontrar uma metodologia que se adeque a estes padrões, bem como não agrida as propriedades não lineares dos sistemas de distribuição de baixa tensão.

Para tanto, o presente Capítulo apresenta as metodologias atuais para os cálculos de tarifas já empregadas, assim como metodologias em estudo em diferentes países e regiões. A grande maioria dos métodos existentes analisa o nível de utilização e capacidade de transporte das linhas e equipamentos dividindo-os em custos unitários. As quantidades demandadas são normalmente calculadas pelos fluxos de potência considerando cenários de geração e carga.

4.1. Metodologias de precificação estabelecidas

As dissertações de (Lima, 2007) e (Lucchese, 2018), bem como o livro de (Azevedo & Mattos, 2006), traçam os perfis dos métodos de alocação atualmente conhecidos e são utilizadas aqui como base para a apresentação das metodologias de precificação utilizadas para tarifas de uso de sistemas de transmissão.

Segundo (Murali et al., 2012), os custos de transmissão podem ser divididos em dois tipos: custos do sistema existente (ou custos fixos) e custos de congestionamento de redes e perdas, i. e., precificação incremental. O custo do sistema existente garante a total remuneração dos ativos que o compõe, enquanto os custos de precificação incremental apresentam a sinalização econômica aos agentes do sistema pelo uso da rede de transmissão. Segundo os autores, apenas uma combinação de métodos de precificação incrementais e de custos fixos poderia resultar na recuperação do verdadeiro custo do sistema de transmissão e fornecer a sinalização adequada a coordenação apropriada da rede.

4.1.1. Custo do sistema existente

Esses métodos de precificação alocam os custos do sistema incorporado, i. e., o custo fixo entre os usuários do sistema de transmissão. A maioria dos modelos surgiu nos EUA para remunerar as empresas de transporte que faziam o trabalho para outras empresas que compravam e vendiam energia. O valor cobrado era medido pelo nível de utilização dos equipamentos por meio de contratos fixos de demanda.

Todos os custos do sistema são geralmente transformados em um único valor a ser rateado por todos os usuários com aplicação relativamente simples. Seu rateio possui duas classificações: baseados em rede e baseadas em fluxo. Os métodos de rede dependem apenas da estrutura do sistema e seus custos são divididos de maneira uniforme entre todos os usuários. Já os métodos de fluxo procuram alocar o custo dos usuários de maneira proporcional ao fluxo de potência ativa da rede elétrica observando o caminho e a distância trafegada pela energia.

4.1.1.1. Custo do sistema existente: modelos baseados em rede

4.1.1.1.a. Selo Postal

Essa metodologia estabelece tarifa única para todos os usuários da rede. Tem fácil implementação e remunera totalmente o custo do sistema existente, mas não reconhece a utilização individual do sistema e não considera sua expansão.

O valor unitário é o custo total do sistema de transporte dividido pela potência total do sistema independentemente de ser geração ou carga. A tarifa de cada agente é descrita pela equação 06:

$$T_{agente} = RAP \cdot \left(\frac{P_{agente}}{P_{total}} \right) \quad \text{eq.06}$$

T_{agente} – Tarifa do agente [R\$]
 RAP – Receita total permitida [R\$]
 P_{agente} – Potência do usuário [W]
 P_{Total} – Potência do sistema [W]

4.1.1.1.b. Caminho contratado

Um caminho específico contratado entre os pontos de geração e carga é estabelecido e somente equipamentos contidos nesse trajeto são remunerados. O cálculo é simples e remunera todo o sistema existente, mas ignora a operação real do sistema e despreza investimentos na rede. Com o caminho da energia acordado entre usuário e transmissora, a tarifa é estabelecida observando o impacto da transação no sistema por meio da equação 07:

$$T_{agente} = \sum_{k=1}^n C_k \cdot \left(\frac{P_{jk}}{P_{total_k}} \right)$$

eq. 07

T_{agente} - Tarifa do agente [R\$]

C_k - Custo dos equipamentos no caminho contratado [R\$]

P_{jk} - Quantidade de potência em k devido ao agente j [W]

P_{total_k} - Potência total no caminho k [W]

n - Número de componentes do caminho utilizado

4.1.1.1.c. MW-Milha Distância

O método MW-milha baseado na distância analisa a quantidade de energia transacionada pelo usuário com a distância geográfica entre o gerador e o consumidor final. Esse método atua como uma particularidade do modelo de caminho contratado, recuperando todo custo do sistema atual. Não considera o fluxo real de energia, uma vez que, em sistemas malhados, a distância geográfica não representa os custos reais do sistema. Para redes de topologia radial, no entanto, favorece a instalação de geradores próximos a carga. A tarifa é regida pela equação 08:

$$T_j = C_{Total} \cdot \left(\frac{P_j \cdot X_j}{P_{total_k} \cdot X_{total}} \right)$$

eq. 08

T_j - Tarifa final para a transação j [R\$]

C_{total} - Custo total do sistema de transporte [R\$]

$P_j \cdot X_j$ - Potência da transação [W] multiplicada pela distância associada a transação [milhas]

$P_{total_k} \cdot X_{total}$ - Número total de MW-milha a distribuir pelos agentes do sistema.

4.1.1.2. Custo do sistema existente: modelos baseados em fluxo

4.1.1.2.a. MW-Milha

O custo de rateio de cada linha é estabelecido de acordo com o fluxo de energia que nela transita. O modelo considera o uso real dos equipamentos do sistema, sua característica geração ou consumo e possui fácil implementação, mas despreza eventuais congestionamentos na rede e expansão do sistema. Também, como apenas precifica os custos de fluxo (normalmente inferiores a capacidade total do sistema), não recupera a totalidade dos custos do sistema existente.

O cálculo se inicia com um fluxo de potência linear e as alterações sentidas pelo sistema com a inserção de um novo usuário. O agente paga pelo incremento de potência causado em cada linha. O valor de seu impacto é obtido pela distância elétrica entre fonte e consumidor, de acordo com a equação 09:

$$T_j = \sum_{k=1}^n C_k \cdot \left(\frac{F_k(j)}{P_k} \right)$$

eq. 09

T_j - Tarifa final para a transação j [R\$]

C_k - Custo da instalação de transmissão k por unidade de comprimento [R\$/milha]

$F_k(j)$ – Fluxo de potência no componente k causado pela transação j [W]
 P_k – Capacidade máxima de transmissão no ramo k [W]
 n – Representa o número total de componentes cujo custo C_k será distribuído pela transação.

4.1.1.2.b. Método do módulo ou MW-milha Estendido (módulo)

É uma variação do MW-milha e tem como objetivo recuperar todo o custo do sistema existente. Utiliza os mesmos estudos de fluxo linear da rede trocando a capacidade do circuito pela soma dos fluxos absolutos causados pela transação de todos os agentes naquele trecho da rede, conforme equação 10:

$$T_j = \sum_{k=1}^n C_k \cdot \left(\frac{|F_k(j)|}{\sum_{s=1}^{N_s} |F_k(s)|} \right) \quad \text{eq. 10}$$

T_j – Tarifa final para a transação j [R\$]
 C_k – Custo da instalação de transmissão k por unidade de comprimento [R\$/milha]
 $F_k(j)$ – Fluxo de potência no componente k causado pela transação j [W]
 $F_k(s)$ – Fluxo de potência causado no circuito k pelo cliente s [W]
 n_s – Número total de agentes que utilizam o circuito.

4.1.1.2.c. Método do contra fluxo

Trata-se de um particular do MW-Milha Estendido, no qual não há nenhuma cobrança para o agente cujo fluxo está na direção oposta ao fluxo líquido. Apenas agentes que usam o circuito na mesma direção do fluxo principal pagam na proporção de seus fluxos. Esta metodologia assume que qualquer redução no fluxo líquido em qualquer equipamento da rede é benéfica ao sistema, pois adiam investimentos na rede.

Proporciona remuneração total de investimentos e incentiva os agentes a se instalarem em conexões com fluxo de energia contrário, mas flutuações nos mercados de energia podem modificar os custos para os usuários e condições de carregamento das redes.

4.1.1.2.d. Método do fluxo dominante

Combina os fundamentos do MW-milha Estendido e do Contra fluxo. Nele a tarifa é decomposta em duas parcelas distintas. A primeira parte remunera a utilização efetiva da rede e a segunda remunera sua capacidade excedente. A tarifa é a soma das duas parcelas, como equação 11:

$$T_j = T_{1j} + T_{2j} \quad \text{eq. 11}$$

$$\begin{cases} T_{1f} = \sum_{k=1}^n C_k \frac{F_k}{\bar{F}_k} \frac{F_k(j)}{\sum F_k(s_+)} & \text{para } F_k(j) > 0 \\ T_{1j} = 0 & \text{para } F_k(j) \leq 0 \end{cases} \quad T_{2f} = \sum_{k=1}^n C_k \frac{(\bar{F}_k - F_k)}{\bar{F}_k} \frac{|F_k(j)|}{\sum |F_k(s)|}$$

T_j – Tarifa final para a transação j [R\$]
 T_{1j} – Tarifa relativa ao carregamento de fluxo positivo para a transação j [R\$]
 T_{2j} – Tarifa relativa à reserva para a transação j [R\$]
 C_k – Custo da instalação de transmissão k por unidade de comprimento [R\$/milha]
 F_k – Fluxo de potência no ramo k resultante da soma das contribuições de cada transação j
 \bar{F}_k – Representa a capacidade total do ramo k .
 n_s – Número total de agentes que utilizam o circuito.

A primeira parcela corresponde ao fluxo líquido em cada circuito de transporte e seu custo é associado somente aos agentes com fluxo positivo. A segunda relaciona a diferença entre a capacidade realmente utilizada com a total do ramo. Como todos os agentes se beneficiam da segurança e confiabilidade do sistema, esta fração é alocada a todos os usuários.

4.1.2. Métodos de custos incrementais ou marginais

Os modelos incrementais ou marginais buscam captar o acréscimo, em determinados custos do sistema, causado por definida transação de transporte. Esta análise pode ser de curto prazo, refletindo apenas a operação do sistema, ou de longo prazo adicionando os investimentos em expansão da rede.

As análises podem ser consideradas incrementais ou marginais. A análise incremental apresenta o custo completo do sistema original para as transações analisadas. Já o custo marginal é o custo adicional decorrido da adição de uma unidade em qualquer ponto do circuito.

Tais modelos oferecem maior racionalidade ao sistema por emitirem sinais econômicos eficientes aos usuários, mas não remuneram totalmente os custos da rede existente, possuem elevada complexidade de implementação e certa variação indesejável na tarifa quando apenas observamos o curto prazo.

4.1.2.a. Custo marginal de curto prazo

O Método do Custo Marginal de Curto Prazo (CMCP) avalia e aloca os custos de que envolvem as transações de energia, mantendo a capacidade do sistema fixa. Seu impacto é medido por modelos de fluxo de potência linear otimizado cuja função objetivo é minimizar os custos de produção, sujeito às restrições de despacho dos geradores, restrições de reativo dos geradores, limite das linhas de transmissão.

$$\min(\text{Custo de Produção}) \quad \text{eq. 12}$$

Sujeito a:
 Despacho dos geradores
 Restrições de geração
 Restrições de transmissão π_d

As variáveis duais π_d relativas às equações de balanço de carga representam os custos marginais de curto prazo por barra. Com elas é possível

calcular a variação do custo de produção associado a uma determinada transação envolvendo transporte. Essa variação é obtida pela diferença entre o custo marginal da barra de injeção e o da barra de consumo, conforma equação 13.

$$\Delta CP = W(\pi_{d_i} - \pi_{d_j}) \quad \text{eq.13}$$

π_{d_i}, π_{d_j} – Custos marginais das barras i e j
 ΔCP – Variação do custo de produção
 W – Valor total da transação

Este modelo pode resultar em valores negativos para os quais a utilização da rede é mais eficiente diminuindo o valor final da tarifa global. Apresenta dificuldades devido a uma série de variáveis de previsão para os custos de operação que aumentam as incertezas do cálculo. Estas incertezas aumentam com o avanço do horizonte de estudo, trazendo risco a remuneração total da empresa e desestimulando a expansão da rede.

Por fim, a aplicação do método CMCP torna-se mais complicada quando há participação importante de renováveis não despacháveis na matriz energética, devido à possibilidade de diversas situações com custo marginal de produção negativo. Além disso, esse método se caracteriza por uma descontinuidade sempre que ocorrem expansões de porte na rede de transmissão. Isso dificulta enviar o sinal econômico adequado aos usuários, a fim de induzir decisões eficientes na redução dos custos de investimento e de operação.

4.1.2.b. Custo marginal de longo prazo - CMLP

Para o horizonte de longo prazo, os custos de expansão e reforço do sistema de transmissão são agregados ao problema de otimização. Para tanto, os projetos de expansão são identificados e seus custos divididos pela magnitude total de energia de todas as novas transações. O CMLP é a sensibilidade do custo de capacidade da rede e quantidade de energia transmitida.

Como o planejamento do sistema é naturalmente complexo e difícil de retratar, os modelos de CMLP costumam ter algumas simplificações. Possui maior estabilidade de preços em comparação com o CMCP e é o modelo utilizado no cálculo da TUST e TUSDg.

$$\min \left(\sum_{k=1}^N c_k F_k \right) \quad \text{eq.14}$$

Sujeito a:

$$\begin{aligned} [P] &= [B][\theta] \\ |f_k| &= |b_{ij}\theta_{ij}| \\ |f_k| &< \bar{f}_k, \text{ para todo } k \end{aligned}$$

c_k – Custo unitário do circuito k
 f_k – Fluxo líquido do circuito k

$[\theta]$ – Vetor dos ângulos das tensões das barras
 b_{ij} – Susceptância do ramo k conectado entre i e j

\bar{f}_k – Capacidade do circuito k
 $[P]$ – Potências injetadas;
 $[B]$ – Matriz de susceptância nodal

θ_{ij} – Diferença angular entre as barras i e j

4.1.2.c. Método de Aumann-Shapley

O método Shapley aloca a média do benefício de cada agente que entra no sistema em diferentes ordens de despacho. Ou seja, a cada agente é alocado o valor da diferença entre o benefício do conjunto quando da sua entrada e o benefício total do sistema anterior (sem o agente); este cálculo se repete para todas as posições de entradas possíveis ao agente e o valor alocado ao agente é a média desses valores (Faria, 2004). De acordo com a equação 15:

$$\phi_i(v) = \frac{1}{n!} \cdot \sum_{w \in \Omega} [v(S_{w,i} \cup \{i\}) - v(S_{w,i})], \quad \text{onde } i \in N \quad \text{eq.15}$$

N – Total dos agentes pertencentes ao sistema
 v – Função característica do jogo em n -jogadores
 $v(S)$ – Energia firme que os jogadores da coalizão S podem obter do jogo
 Ω – Conjunto total de ordenação de N
 $S_{w,i}$ – Conjunto de predecessores do jogador i na ordem w
 $v(S_{w,i} \cup \{i\}) - v(S_{w,i})$ – Contribuições marginais de i

Este modelo de alocação é considerado justo, porém requer grande esforço computacional. Lembrando que, no caso da rede elétrica, o custo do sistema para cada inserção fica:

$$Custo_k = \sum_N |f_k| c_k \quad \text{eq.16}$$

$|f_k|$ – Valor absoluto do fluxo no ramo k
 c_k – Valor do custo unitário do circuito k

O método de Aumann-Shapley é uma consequência natural do método de valor de Shapley. Presume-se que cada agente deve ser subdividido em subagentes infinitesimais, e o método Shapley é aplicado a cada um, como se cada subagente fosse um indivíduo. A princípio, haveria um esforço computacional maior que no método do valor de Shapley devido ao aumento significativo no número de combinações. No entanto, existe uma solução analítica quando os agentes são divididos em subagentes infinitesimais. Assim, o problema de alocação de custos torna-se:

$$Custo(\lambda) = \min \sum_{k=1}^N c_k \cdot \left| \sum_{i=1}^N \beta_{ki} (\delta_i - \lambda g_i) \right| \quad \text{eq.17}$$

Sujeito a

$$\sum_{i=1}^N \delta_i = \sum_{i=1}^N \lambda g_i$$

$$-\bar{f}_k \leq \sum_{i=1}^N \beta_{ki} (\delta_i - \lambda g_i) \leq \bar{f}_k$$

$$\delta_i \leq d_i, \text{ onde } i \in N$$

Onde,

$|\sum_{i=1}^N \beta_{ki}(\delta_i - \lambda g_i)|$ – Fluxo no circuito k

δ_i – Variável de decisão que representa a demanda ótima a ser suprida pelo gerador g_i , limitada pela demanda d_i

λ – Responsável por realizar a discretização da geração para cada etapa e varia continuamente de no intervalo de (0,1) aplicando o mesmo fator de discretização para todos os geradores

O problema de otimização, é então repetido para cada uma das discretizações e suas tarifas são referentes as variáveis duais das equações (Ferreira Fo. *et all.*, 2019). Este método satisfaz uma alocação justa entre os agentes: é simétrico (custo não depende da ordem dos agentes); recupera os custos totais do sistema; e isonômico. (Molina, 2013)

4.1.2.d. Método Z_{bus}

Em (Conejo, 2001) e (Conejo, 2007) os autores descrevem um modelo de alocação de custos de transmissão baseado em utilização física da rede. Emprega a resolução de fluxo de potência e matriz de impedância nodal, explora o conjunto de equações de rede sem simplificações.

O primeiro artigo trata do problema de perdas sob um único preço marginal devido a despacho de geração por ordem de mérito. Nele a principal equação utilizada é a equação das perdas eq. 18. Os autores demonstram matematicamente que as perdas do sistema se resumem a eq. 19 uma vez que a soma dos componentes de demanda é zero não alterando o resultado final das perdas.

$$P_{perdas} = \Re \left\{ \sum_{k=1}^n I_k^* \left(\sum_{j=1}^n R_{kj} I_j \right) \right\} \quad \text{eq.18}$$

$$P_{perdas} = \Re \{ \text{diag}(I^*) R I \} + \Re \{ j \text{diag}(I^*) X I \}$$

$$P_{perdas} = \Re \{ \text{diag}(I^*) R I \} + 0 \quad \text{eq.19}$$

P_{perdas} – Soma das perdas nos ramos do circuito

I_k, I_j – Corrente do nós k e j

R – Parte real da matriz de impedância nodal

X – Parte imaginária da matriz de impedância nodal

n – Número de nós do sistema

Assim, as perdas são alocadas por nó de acordo com a equação:

$$Perdas_k = \Re \left\{ I_k^* \left(\sum_{j=1}^n R_{kj} I_j \right) \right\} \quad \text{eq.20}$$

O segundo artigo novamente utiliza a matriz Z_{bus} e as equações de fluxo como método de rateio. O modelo determina como o fluxo na linha depende das correntes de nó.

$$S_{jk} = V_j I_{jk}^* \quad \text{eq.21}$$

Onde

$$V_j = \sum_{i=1}^n z_{ji} I_i \text{ e } I_{jk} = (V_j - V_k) y_{j \rightarrow k} + V_j y_{j \rightarrow k}^{sh}$$

$$I_{jk} = \sum_{i=1}^n [(z_{ji} - z_{ki}) y_{j \rightarrow k} + z_{ji} y_{j \rightarrow k}^{sh}] I_i$$

Chamando,

$$a_{jk}^i = [(z_{ji} - z_{ki}) y_{j \rightarrow k} + z_{ji} y_{j \rightarrow k}^{sh}]$$

$$S_{jk} = V_j \sum_{i=1}^n (a_{jk}^i I_i)^* \quad \text{eq.22}$$

Assim, o fluxo de potência ativa através de qualquer linha pode ser dividido e associado às correntes nodais de forma direta segundo a equação:

$$P_{jk}^i = \Re\{V_j a_{jk}^i I_i^*\} \quad \text{eq.23}$$

P_{jk}^i – Potência ativa na linha jk associada a corrente nodal I_i

I_i – Corrente do nó i

V_j – Tensão no nó j

a_{jk}^i – Parâmetro que fornece a medida da distância elétrica entre o barramento i e a linha jk .

4.2. Modelos adaptados para a rede de distribuição

O intuito desta tese não é encontrar soluções de tarifas para linhas de transmissão ou distribuição acima de 88kV. Procuramos por modelagens adaptadas a realidade de distribuição em média e baixa tensões em busca de tarifas justas para os prossumidores, novos participantes do setor elétrico que são atualmente a maior preocupação da ANEEL.

A manutenção dos subsídios para prossumidores é interessante do ponto de vista da expansão da geração e ampliação da matriz energética, mas concorre com a necessidade de não repassar os custos finais a consumidores sem condição de acesso a tal fornecimento, incorrendo em possíveis distorções sociais.

Este item apresenta estudos e modelos de tarifação de transporte adaptados à realidade da distribuição de média tensões inferiores a 69kV.

4.2.a. Preço de Custo Incremental de Longo Prazo

Em (Zhang & Li, 2011), os autores apresentam uma proposta para utilizar Custo Incremental de Longo Prazo (LRIC) em redes de distribuição de 11kV por meio de modificações específicas no modelo.

O LRIC já é utilizado na Inglaterra para tarifações acima de 33kV, e não é utilizado para tensões menores devido a sua complexidade de implementação. Para tensões

menores, é utilizado um modelo de reforço de rede com cargas médias por nível de tensão, o qual possui taxaço fixa independentemente da localiza o.

Segundo os autores, o modelo LRIC reflete a extensão de utiliza o das redes necessárias para atender gera o e demanda. Seu preço mostra o impacto do investimento futuro como resultado de uma inje o ou retirada de gera o em cada nó em estudo, podendo oferecer incentivos para a conexão de gera o distribuída em locais onde possa adiar o investimento na rede.

Para que o LRIC possa ser implementado o artigo propõe modifica es no modelo em duas etapas. Primeiro, são utilizadas técnicas de redu o de rede de distribui o radial com o cuidado de manter suas características para o cáculo do fluxo (como perda de energia, queda de tensão e carga do sistema). Em seguida, são determinados os parâmetros equivalentes das redes reduzidas associados   implementa o da LRIC.

O modelo de redu o escolhido   um modelo híbrido de redu o de rede radial descrito em (Vempati, et al.,1987) que garante manter a propor o da queda de tensão original, e também as mesmas perdas na linha. A rede equivalente final mant m dois parâmetros importantes para a implementa o do modelo LRIC: os custos dos ativos; e a capacidade dos circuitos equivalentes.

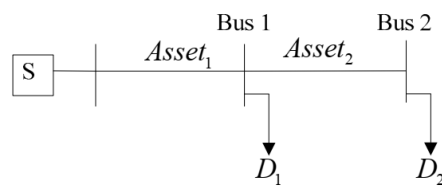


Figura 6 – Rede simplificada equivalente final.

Uma nova capacidade e custo são definidas e trazidas ao valor presente da rede equivalente e as tarifas para a rede são calculadas conforme equa o 24.

$$LRIC_i = \frac{\sum_{t=1}^2 \Delta PV_t}{\Delta P_i} * \text{fator de anuidade} \quad \text{eq. 24}$$

$LRIC_i$ – Custo incremental de longo prazo
 ΔPV_t – Varia o do valor presente para a rede equivalente
 ΔP_i – Varia o da potência das cargas

Resultando em

$$LRIC_{final} = \frac{LRIC_1 \cdot D_1 + LRIC_2 \cdot D_2}{D_1 + D_2} \quad \text{eq. 25}$$

$LRIC_{final}$ – Custo incremental de longo prazo para a rede simplificada equivalente
 D_i – potência consumida pel carga equivalente i

O preço médio ponderado LRIC entre os dois nós (Barra1 e Barra2)   calculado como o preço final para todo o grupo da rede. Isso porque os dois nós no modelo

equivalente existem virtualmente ao invés de realmente existirem, então dificilmente é possível aplicar suas respectivas cargas nodais na prática.

A Universidade de Bath foi uma das responsáveis pela produção inicial da metodologia de LRIC (Zhang & Li, 2011) e apresenta outros muitos estudos desenvolvendo este modelo para aplicação em redes de distribuição. O artigo de (Li & Matlotse, 2008) apresenta outra abordagem nesse mesmo sentido. Utiliza o LRIC para aproveitar a capacidade de tensão nodal sobressalente (reserva) em sistemas de transmissão e distribuição com a finalidade de postergar investimentos em potência reativa da rede.

Em artigo mais recente, também da Universidade de Bath, (Yan, et all, 2018) explicam que a crescente penetração de energia fotovoltaica pode, potencialmente, levar a dois picos de fluxo (geração e carga diferentes), dentro das redes de distribuição. Isso pode restringir a penetração de FV e ameaçar a confiabilidade da rede. O artigo utiliza armazenamento de energia (ES – do inglês *Energy Storage system*) para reduzir o custo de congestionamento do sistema causado pelos dois picos, enviando sinais econômicos para afetar a operação do ES na resposta às condições da rede. O texto projeta estratégia de Preço Marginal Local considerando que ES integra os recursos de carga e geração juntos. Com um método de precificação adequado, um incentivo seria concedido ao ES se ele puder reduzir os congestionamentos de rede.

4.2.b. Modelo de ‘extensão de uso’

No artigo de (Sotkiewicz & Vignolo, 2006) é proposta uma metodologia para a alocação de custos fixos em média tensão de distribuição. A metodologia, denominada ‘*Amp-Mile*’ (*Amp-milha*), usa fatores de distribuição de corrente, a fim de medir a extensão do uso imposto por cada cliente à rede.

Ao contrário dos desenhos de tarifas tradicionais (custos fixos médios sobre toda a carga) essa metodologia usa custo causalidade para atribuir parte dos custos fixos da rede. Em particular, a GD é paga pela redução da utilização da rede, o que equivaleria a um aumento virtual de capacidade na rede. Além disso, clientes de demanda que impõem um baixo uso de rede têm, na metodologia proposta, taxas mais baixas do que as que impõem um alto uso de rede.

Sua proposta é encontrar as ‘extensões de uso’ dos participantes da rede de distribuição por meio de fatores de sensibilidade das injeções de corrente em função das potências ativa e reativa dos circuitos. Com ela, repartir de modo adequado os custos fixos da rede de distribuição e remunerando, de maneira apropriada, as GD presentes no circuito.

Os fatores de sensibilidade são encontrados pela equação 26:

$$APIDF_{lk}^t = \frac{\partial I_l^t}{\partial P_k^t} \text{ e } RPIDF_{lk}^t = \frac{\partial I_l^t}{\partial Q_k^t} \quad \text{eq. 26}$$

APIDF; RPIDF – Do inglês *Active and Reactive Power to Absolute Current Distribution Factor* (fatores de distribuição de potência ativa e reativa de acordo com o módulo da corrente)

I_l^t – Módulo da corrente da linha l , no tempo

P_k^t – Potencia ativa injetada na barra k , no tempo t

Q_k^t – Potencia reativa injetada na barra k , no tempo t

Utilizamos o equacionamento desse artigo para encontrar nossos fatores de distribuição detalhados no Capítulo 5, com a diferença que estamos usando fatores de distribuição da relação entre os módulos das correntes de linha e de barra e não fatores de distribuição da relação entre potência ativa e reativa dos nós com modulo de correntes de linha, como os autores (Sotkiewicz & Vignolo, 2006).

4.2.c. Modelo nodal adaptado para redes de distribuição

Em outros dois artigos, também de 2006, (Sotkiewicz & Vignolo, 2006) descrevem uma metodologia de cálculo para valorar os custos das redes de distribuição por meio da precificação Nodal. Descrevem o modelo como economicamente eficiente, uma vez que recompensa adequadamente a GD por reduzir perdas na linha e gerar sinalização adequada ao investidor, mostrando em quais barras sua presença seria mais eficaz.

Descrevem o equacionamento e traçam uma comparação com o modelo de cálculo atualmente utilizado por muitos países e mostram diferença significativas entre os preços das barras que refletiriam variação nas perdas marginais especialmente quando a GD estiver localizada no final da rede.

Segundo os autores, a precificação de perdas marginais é importante porque, em sistemas de distribuição com linhas longas e tensões baixas, as perdas podem ser bastante significativas. O modelo proposto determina os preços para cada nó na rede de distribuição usando fatores nodais.

Os fatores nodais são calculados usando fluxos de potência que localizam o barramento de referência no ponto de fornecimento de energia (PFE), onde a rede de transmissão se conecta à rede de distribuição.

Assume-se que não há congestionamento na rede de distribuição e que o gerador principal e as restrições térmicas não são vinculativos. Isto é, uma das premissas é a de não haver restrições da rede de distribuição. O problema de otimização para custo nodal pode ser representado como o seguinte problema de injeção de menor custo em cada momento t , equação 27:

$$\min_{P_{kgt}, Q_{kgt} \forall kg \text{ e } kd} \sum_k \sum_g C_{kg}(P_{kgt}, Q_{kgt}) \quad \text{eq.27}$$

$$\text{Sujeito a: } \text{Perdas}(P, Q) - \sum_k \sum_g P_{kgt} + \sum_k \sum_g P_{kdt} = 0, \forall t$$

P_{kg}, Q_{kg} – Injeções de potência ativa e reativa dos geradores, respectivamente, no barramento k

P_{kd}, Q_{kd} – Injeções de potência ativa e reativa das cargas, respectivamente, no barramento k

$C_{kg}(P_{kg}, Q_{kg})$ – O custo total de produção de energia ativa e reativa pelo gerador g no barramento k

Tanto o modelo de *Amp-Milha* quanto o modelo Nodal propostos por (Sotkiewicz & Vignolo) continuam aparecendo em artigos de ambos os autores, bem como referência de outras publicações, por exemplo, (Soares et al., 2014). No artigo de (Sotkiewicz & Vignolo, 2007), os autores fazem uma síntese de como ficaria a precificação utilizando ambos os modelos. Em artigo mais recente, (Sotkiewicz & Vignolo, 2012) descrevem os modelos para redes de distribuição no caso em que um gerador de energia eólica está conectado à rede.

4.2.d. Maximização do bem-estar social

O artigo de (Choi et al., 1998) apresenta uma teoria para a simulação de preços em tempo real de potências ativas e reativas que maximizam o benefício social.

Segundo os autores, os estudos convencionais apresentam as respostas dos consumidores como funções de demanda, e o objetivo da otimização é a minimização do custo operacional do sistema de energia. Neste artigo, as respostas dos consumidores são representadas como o inverso das funções de demanda e as equações de fluxo de potência são incorporadas nas restrições.

Isso permite incorporar o consumidor de demanda (com fator de potência constante) como participante. Os preços, em tempo real, das potências ativa e reativa são determinados simultaneamente pela incorporação do fator de potência das cargas nas restrições de otimização. O objetivo da política de preços é maximizar o benefício de todos os participantes, sujeito às restrições operacionais, de acordo com a equação 28:

$$\max \left(\sum_{i \in C} B_i(x_i) - \sum_{j \in G} C_j(x_j) \right) \quad \text{eq. 28}$$

B_i – Excedente do consumidor, i

C_j – Custo do produtor, j da quantidade x que representa os consumidores.

Uma abordagem semelhante, também procurando maximizar o bem-estar social global dos clientes, é encontrada em um artigo um pouco mais antigo, (Murphy et al., 1994), cujo método de precificação *spot* de eletricidade maximiza a eficiência econômica do sistema de energia. Ainda, em (Jesus et al., 2005) os autores também apresentam uma precificação horária com preços marginais uniformes, entendidos como tarifas de uso da rede, obtidas da condição máxima de bem-estar social.

4.2.e. Tarifa de Potência Dinâmica – *dynamic tariff-subsidy* (DTS)

Em 2019, os autores (Huang & Wu) apresentaram o artigo, no qual propõe um método de subsídio tarifário dinâmico (STD) para gerenciamento de congestionamentos em redes de distribuição com elevada penetração de GD.

O artigo é uma evolução do modelo apresentado em (Huang et al., 2018), o qual utiliza controles de fluxo de potência e controle de tensão para analisar o processo de gerenciamento de congestionamentos pelo modelo Tarifa Dinâmica de Potência (TDP). Neste artigo foi proposto um método iterativo baseado em otimização de carga-geração para determinar as taxas de TDP, permitindo a participação ativa dos agentes no gerenciamento de congestionamentos.

A proposta modifica a equação de tarifa dinâmica (TD), equação 29, e emprega a variação de potência para a construção da tarifa. Passando de equação 29 para 30.

$$TD = r * p * \Delta t \quad \text{eq. 29}$$

TD – Tarifa dinâmica baseada em energia
 r – Preço da Energia regulado, taxas da TD
 p – somatório das potências consumidas
 Δt – Intervalo de tempo pré-estabelecido

$$TDP = r^p * p^2 * \Delta t \quad \text{eq. 30}$$

TDP – Tarifa dinâmica baseada em potência
 r^p – Preço de Potência regulado, taxas TDP
 p – somatório das potências consumidas
 Δt – Intervalo de tempo pré-estabelecido

Levando a um problema de programação quadrática nas otimizações no lado do agente com GD. Agora, a tarifa dinâmica apresenta uma tarifa por unidade de potência, ($r^p * p$). Com a equação TDP em mãos, é encontrada, de forma iterativa, seu valor ideal, para cada barramento, em cada período de tempo, tornando o modelo uma metodologia de composição de tarifa com sinal locacional a ser apresentada um dia antes do mercado de energia local.

A diferença do STD para TDP encontra-se no método iterativo de cálculo. Seu processo iterativo, para o artigo de 2019, é apresentado em duas opções. A primeira calcula as taxas de STD por uma única otimização no lado do operador. A segunda opção calcula as taxas de STD por um processo de iteração com interações sucessivas entre o operador e os agentes agregadores (carga e geração). Segundo os autores, a vantagem da primeira opção é sua simplicidade, mas pode não ser capaz de resolver o congestionamento com precisão. A segunda opção é mais complicada, devido as relações entre operador e agentes, mas com maior precisão. No método STD, o preço de regulamentação pode ser negativo. Um preço de regulação negativo

pode ser considerado um subsídio para os proprietários de fontes renováveis e pode efetivamente resolver problemas de congestionamento.

4.2.f. Modelo locacional dinâmico para tarifas de uso dos sistemas de distribuição

Por fim, mais recentemente, a tese de (Roselli, 2020) procura aprimorar o rateio dos preços de ponta considerando as responsabilidades dos usuários em sua constituição. O modelo é baseado em custos marginais de longo prazo e se utiliza do vasto banco de dados de usuários e redes disponível. Este modelo calcula tarifas locacionais para cada usuário em cada hora do dia. Para encontrar previsões de carga de maneira dinâmica, o modelo se utiliza de redes neurais treinadas para simular comportamentos e hábitos de consumo, prevendo o ambiente futuro quando a utilização de medidores inteligentes estará plenamente difundida. Ou seja, o rateio da tarifa é realizado por meio de redes neurais treinadas.

5. METODOLOGIA

A parcela de tarifa TUSD – Fio B é utilizada pelo regulador para encontrar as responsabilidades de custo dos usuários da rede, por nível de tensão, para cada posto tarifário. Atualmente o modelo de cálculo, descrito no ANEXO I, é baseado nos chamados Custos Marginais de Capacidade (CMC) por terem respaldo econômico apesar de sua volatilidade. Este modelo não incorpora o aspecto locacional porque utiliza fluxo de potência simplificado por nível de tensão. Isso significa que o modelo não motiva uma alocação eficiente de GD, a fim de reduzir os custos globais de energia local.

A informação da localização do consumidor na rede, para verificar seu impacto local, possibilita averiguar se a posição do agente acelera ou atrasa a necessidade de investimento no sistema como um todo. A introdução da TUSDg buscou atingir este objetivo inclusive sinalizando melhor a conexão entre a rede básica e a rede de distribuição com metodologia semelhante ao da transmissão.

Apesar da solução dada no TUSDg, existe a necessidade de encontrar soluções viáveis de sinalização locacional para geradores com tensões iguais ou inferiores a 69kV. A presente tese compara metodologias de tarifação com sinais locacionais, procurando adaptar os conceitos para sistemas de média tensão. O modelo busca atribuir tarifas dependentes da localização dos agentes e condições de carregamento das redes considerando a não linearidade dos sistemas de distribuição, o que elimina a possibilidade de formulação linear nos moldes da transmissão. Também, precisa lidar com os novos fluxos de GD no sistema radial, contrários ao tradicional fluxo sempre direto, desde a subestação até os consumidores finais. A Figura 7 apresenta esta nova configuração.

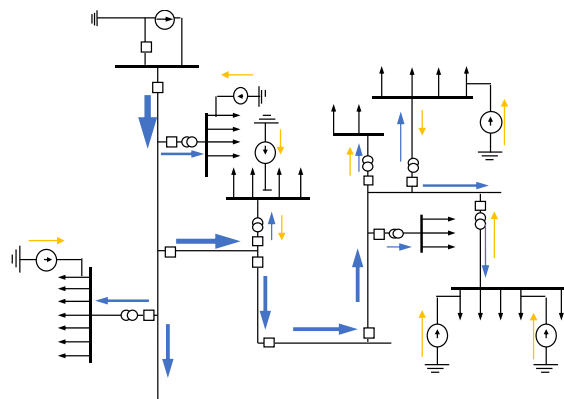


Figura 7 – Fluxo em rede com GD.

Assim, a nova tarifa deve ser desenhada considerando essas injeções de corrente dos novos geradores distribuídos ou dos prossumidores que englobam a geração com a carga. Nesta tese, é proposta a execução do fluxo de carga de forma diária com a simulação em 24 patamares. Utilizando o mesmo programa de fluxo de potência

adotado pela ANEEL para o cálculo das perdas (ANEXO II), a carga é considerada nos diversos pontos do alimentador como consumidores-tipo em dia útil, sábado e domingo. Nos casos em que existe geração solar *rooftop*, a diferença líquida da carga menos a geração é disponibilizada na conexão com a rede em cada hora do dia.

Nesse sentido, quando o prossumidor assume o papel de consumidor em um determinado horário nada é modificado em relação à sua TUSD – Fio B, ou seja, a tarifa seria a mesma que para os consumidores localizados no mesmo ponto de conexão. Entretanto, nos horários em que o prossumidor assume papel de unidade geradora, existem duas situações possíveis: ou ele alivia o carregamento do circuito próximo, ou ele causa inversão de fluxo, a qual pode ter um alcance maior ou menor na rede a depender da potência injetada.

Entende-se que o prossumidor seria ressarcido ou receberia desconto na parcela em que diminui o carregamento de seções do alimentador ou cobrado quando inverter o carregamento. A condição de carga e de geração muda a cada hora, fazendo com que a tarifa tenha uma característica dinâmica. Essa consideração pode ser interpretada como uma área de influência da GD dentro de um alimentador. A Figura 8 ilustra o conceito de área de influência, nela a GD é cobrada proporcionalmente pela inversão dos fluxos (contrafluxo de corrente) e no alcance dessa inversão.

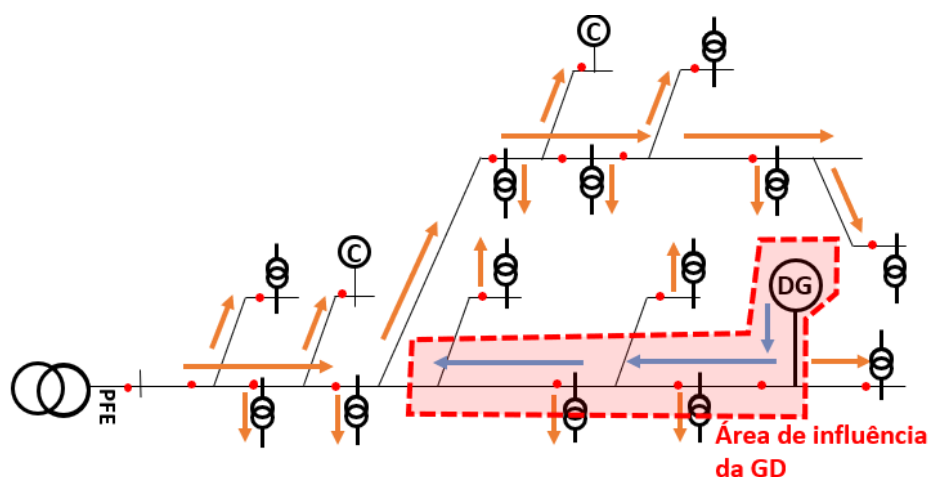


Figura 8 – Área de influência da GD.

O modelo baseado em área de influência cobra do prossumidor apenas sua real utilização do alimentador quando opera como gerador. É claro que, quando a geração dos prossumidores é alta invertendo o fluxo na SE do alimentador, é necessário verificar o impacto na rede de tensão a montante. O mesmo problema é verificado no processo atual da definição da TUSDg, havendo inversão de fluxo, existe o pagamento pelo uso da geração na Rede Básica.

É importante observar que, nesta tese, o estudo ficou limitado às consequências da inversão de fluxo dentro do alimentador. Entretanto, assim como existe a possibilidade de o gerador causar redução de fluxo além do alimentador, este também poderia receber descontos em circuitos de tensões superiores, uma vez que a

presença de geração local normalmente alivia circuitos a montante. Assim, existe uma possibilidade de um balanço entre os custos gerados pela inversão no alimentador e o alívio de sistemas a montante resultar em descontos maiores para o investidor em GD.

Para encontrar a tarifa considerando a área de influência, é recomendável usar o módulo de corrente ao invés de potência ativa (normalmente utilizada para tarifação em redes de transmissão) porque a corrente possui relação proporcional com ambas as potências, e, neste caso, favorece uma análise conjunta da potência ativa ($P=VI\cos\phi$) e reativa ($Q=VI\sin\phi$). Também, neste caso, as tensões não são necessariamente mantidas constantes.

O ponto de partida do modelo proposto é o cálculo do fluxo em cada circuito causado pelo padrão de geração/carga de cada agente, com base em um modelo de fluxo de potência. Como o intuito da tese é comparar diferentes modelos de tarifas, as curvas de carga foram mantidas fixas, bem como o perfil de geração solar. Para este, escolhemos um perfil de geração médio. O programa de fluxo de potência utilizado é o OpenDSS que busca encontrar as tensões nodais por meio de injeções de corrente. Equações de fluxo trifásico permitem uma definição mais precisa dos parâmetros elétricos como tensões, fluxos e perdas para analisar e valorar as contribuições da GD. (Dugan, 2016)

Em seguida, a tarifa é calculada com base no princípio de compartilhamento proporcional usando uma de duas abordagens diferentes: ou traçando o caminho entre o ponto de alimentação e a localização do usuário dentro do circuito radial; ou calculando uma matriz de sensibilidade. Por fim, para determinar a contribuição de cada usuário nos ramos da rede, variantes do modelo de alocação MW-milha foram testadas para encontrar o melhor modelo de rateio.

Para exemplificar e verificar os resultados é utilizado um sistema real de um alimentador urbano com um número elevado de consumidores e barramentos.

5.1. Custo anual do circuito

Um ponto importante na precificação locacional é definir o custo individual de cada elemento da rede. Como apresentado no Anexo I, o principal item na formação da TUSD – Fio B consiste no cálculo do CMC que avalia o acréscimo de rede para cada 1 kW a mais de carga. Recentemente, a ANEEL retirou o custo incremental do cálculo do CMC e passou a utilizar os preços médios do sistema de distribuição. Desta forma, foram utilizados os preços médios para valorar dos ativos.

O custo de manutenção seja ela preventiva ou corretiva foi assumido como 40% do valor de investimento na rede. (Camargo, 1998)

Tabela 3 – Dados para o cálculo de custos

	2002	2015
Custo médio por km de rede trifásica (R\$/km)	R\$ 39.000,00	R\$ 90.883,90
Custo de manutenção (40% do investimento)	R\$ 15.600,00	R\$ 36.353,56
Comprimento total das linhas do alimentador	16,992 km	
Potência trifásica por circuito*	6926,887 kW	
Taxa de correção	6,725% a.a.	
Vida útil do circuito	30 anos	

* a média ponderada das correntes nominais do circuito de 13,8kV e FP 0,92 do alimentador em estudo tem 315A

Os dados de custo foram extraídos de (Velasco, 2003) e se tratam de valores para a CPFL/SP. Apesar do valor não ser da empresa utilizada no exemplo, segundo o módulo 2.3 que trata dos custos médios do PRORET, ambas as distribuidoras se encontram no 'agrupamento 2' para a criação do 'Banco de Preços Referenciais', o que significa preços de compra compatíveis entre as concessionárias.

As simulações foram relativas ao ano de 2015 e encontramos valores de investimento relativos a 2002, então precisamos trazê-los para valor futuro. Para a atualização do referido banco de preços é utilizado o IPCA entre os anos 2002 e 2015 por meio de uma média entre os valores. Esta média foi utilizada como taxa de juros de correção anual e para o cálculo do fator de recuperação de capital (FRC)²⁰. A Tabela 4 apresenta os valores do índice para anos em questão:

Tabela 4 – Valor do IPCA acumulado anual dos anos 2002 e 2015

IPCA	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Acumulado	12,53%	9,30%	7,60%	5,69%	3,14%	4,45%	5,90%	4,31%	5,90%	6,50%	5,83%	5,91%	6,41%	10,67%

Fonte: <https://br.advfn.com/indicadores/ipca> acesso: 20/03/2020

A Tabela 5 apresenta os valores para o cálculo da tarifa de potência do alimentador de 13,8kV em estudo.

Tabela 5 – Cálculo da tarifa de potência aproximada

Custo total do alimentador	R\$ 1.544.289,93
Custo da rede por kW	R\$ 175,57
Custo total de manutenção da rede	R\$ 617.715,97
Custo de manutenção por kW	R\$ 70,23
Fator de Recuperação de Capital – FRC (taxa 6,725%a.a.)	0,078366073
Custo anual (para 6927 kW)	R\$ 121.019,94
Custo anual por kW	R\$ 17,47
Custo de manutenção + custo da rede	R\$ 106,65
Tarifa de potência por kW	R\$ 124,12

O resultado dos custos médios para o agrupamento de média tensão descrito na NT nº 283/2015–SGT/ANEEL, foi de R\$153,66/kW. Considerando que no valor dos custos médios da NT são incluídos além dos valores de linha/poste as transformações AT/MT, o resultado aproximado encontrado de R\$124,12/kW acaba sendo menor.

²⁰ $V = Custo(1 + i)^n$: O valor é o custo do sistema corrigido pela taxa de "Custo de Oportunidade de Capital" ou então um Custo Médio Ponderado de Capital (WACC) elevado a determinado número de períodos.

5.2. Metodologia aplicada

No Capítulo 4, foram apresentadas algumas propostas para a tarifação da rede de distribuição disponíveis na literatura para a rede de transmissão.

Os modelos Nodais, tanto os propostos pelos estudos da Universidade de Bath como os propostos por (Sotkiewicz & Vignolo, 2006), bem como modelos baseados em bem-estar social e TDP, distribuem os custos variáveis do sistema representado pelas perdas entre os consumidores.

O objetivo é investigar uma remuneração adequada para os custos fixos que representam os ativos que compõe o sistema de distribuição existente. Atualmente, em função da compensação da energia trazida pela REN 482/2012, na qual o prosumidor usa a rede sem ter nenhum pagamento, a remuneração destes ativos está entre um dos tópicos da reformulação do setor elétrico.

Os modelos de rateio de custo fixo propostos por (Lima, 1996) que englobam os fluxos positivo e dominante e o modelo de Amp-milha de (Sotkiewicz & Vignolo, 2006), que utiliza módulo de corrente incorporando as injeções de potência ativa e reativa, são utilizados para encontrar uma tarifa que incorpora o conceito da zona de influência.

Um ponto a se ponderar em uma matriz de sensibilidade é a possibilidade de encontrar valores negativos para as derivadas. Isso pode ser considerado um problema porque reguladores não consideram valores de tarifa negativos que são na verdade remunerações ao agente. Então, para comparar, e, na tentativa de solucionar este problema de remuneração, outra abordagem foi testada, o rastreamento de potência proposto por (Bialek, 1996). O rastreamento de potência é um método de cálculo para análise de fluxo de rede partindo do pressuposto básico do princípio de compartilhamento proporcional desconsiderando valores negativos.

Os itens a seguir apresentam as duas abordagens e modelos de rateio que foram testados no processo de definição da tarifa.

5.2.1. Abordagens de mapeamento

Modelo de rastreamento do fluxo de potência

O modelo de rastreamento do fluxo de potência foi primeiro apresentado por (Bialek, 1996). Trata-se de um método para análise de fluxo de rede por meio de algoritmo de *forward* ou *backward* com a intenção de resolver o problema de onde os fluxos de energia na rede vêm e para onde vão dentro de um sistema malhado. Seu

princípio de partilha proporcional é intuitivo e fácil de ser compreendido, não existem valores negativos nos resultados e a escolha do nó de referência não têm relevância.

Praticamente o único requisito para os dados de entrada é satisfazer a Lei de Kirchhoff das Correntes para todos os nós da rede. O método é igualmente aplicável para fluxos de corrente ou de potência ativa e reativa.

O método de rastreamento de fluxo de potência tem atraído muita atenção e muitos trabalhos de pesquisa sobre este tema. Foram publicadas pesquisas com utilização prática (ex. Soares et al, 2014), modificações ao modelo original (ex. Tiwari & Ajjarapu, 2006), e explicações matemáticas de seu conceito base (Jing, 2005). Outra publicação relevante sobre o tema foi apresentada por (Kirschen, 1997) que propôs método de rastreamento de fluxo de potência, também baseado no princípio de compartilhamento proporcional.

Os modelos de rastreamento têm fácil aplicabilidade em sistemas de distribuição radiais uma vez que para eles apenas existe a necessidade de encontrar a matriz de incidência dos nós do sistema sendo um método direto e simples de aplicação do princípio da proporcionalidade.

Para encontrar a matriz de incidência que trará as relações entre corrente nos nós e nos ramos basta observar as equações de fluxo de potência. A Figura 9 mostra a barra k com geração e carga. Usando valores em p.u., temos:

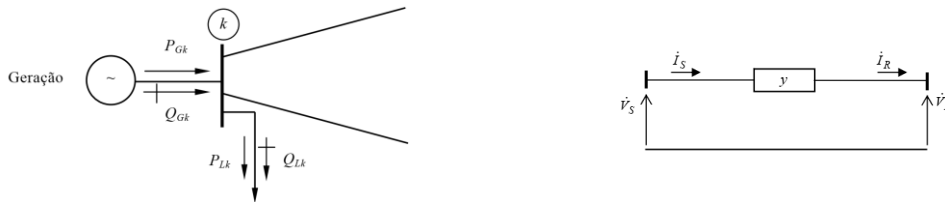


Figura 9 – Figuras auxiliares para fluxo de potência.

Sendo, \dot{I}_k e \dot{S}_k as respectivas injeções de corrente e potência líquidas na barra k , o balanço da corrente em k é ($\dot{I}_k = \sum \dot{f}_{ent} - \sum \dot{f}_{sai}$) e a definição de potência aparente para cada nó é dada por:

$$\dot{S}_k = p_k + jq_k = \dot{V}_k \cdot \dot{I}_k^*, \quad \text{para todo } k \in N \quad \text{eq. 31}$$

A queda de tensão na linha l fica:

$$\dot{V}_k - \dot{V}_s = (r_l + jx_l)\dot{f}_l, \quad \text{para todo } l \in L \quad \text{eq. 32}$$

\dot{I}_k^* – Corrente complexa conjugada do nó k

\dot{f}_l – Corrente complexa que flui pela linha l

\dot{V}_k – Tensão complexa do nó k

\dot{S}_k – Potência aparente do nó k , p_k e q_k são respectivamente as potências ativa e reativa por nó

N – Conjunto total dos nós

L – Conjunto total das linhas

r_l, x_l – Resistência e reatância da linha l

Assim, para todas as linhas e nós dos circuitos, temos:

$$[I] = [A^T][f] \quad \text{eq. 33}$$

$$\dot{V}_k \cdot (i_k^*) = p_k + jq_k, \text{ com } k = 1, 2, \dots, N \quad \text{eq. 34}$$

$$[A][\dot{V}] = -(r_l + jx_l) \cdot [f] \quad \text{eq. 35}$$

- $[I]$ – Vetor $N \times 1$ de todas as correntes dos nós que compõe o sistema elétrico em estudo
- $[f]$ – Vetor $L \times 1$ de todas as correntes dos circuitos que compõe o sistema elétrico em estudo
- $[\dot{V}]$ – Vetor $N \times 1$ de todas as tensões dos nós que compõe o sistema elétrico em estudo
- $[A^T]$ – Matriz $N \times N$ de incidência transposta
- $[A]$ – Matriz de incidência nodal definida como:

$$\begin{cases} A(k, s \rightarrow i_{fim}) = 1 \\ A(k, s \rightarrow i_{inicio}) = -1 \\ A(k, s \rightarrow i = 0) = 0, \text{ barras não conectadas} \end{cases}$$

r_l, x_l – Resistência e reatância da linha l

* indica operação elemento a elemento

Para o caso de sistemas radiais, o $n_{nós} = n_{linhas} + 1$, na qual +1 faz referência a barra swing na entrada do alimentador (SE de entrada) definida como a barra k_s .

Seja ns o número total de barramentos diferentes da barra swing. Tem-se que $N = \{k_s\} \cup ns$. E tendo \dot{V}_s conhecido e igual a v_0 é possível reescrever o problema de fluxo da seguinte forma:

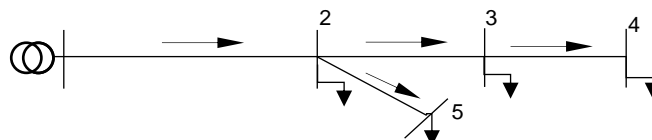
$$[i_{ns}]_{ns \times 1} = [A_{ns}^T]_{ns \times l} \cdot [f_l]_{l \times 1} \quad \text{eq. 36}$$

$$[i_s]_{1 \times 1} = [A_s^T]_{1 \times l} \cdot [f_l]_{l \times 1} \quad \text{eq. 37}$$

onde, l é o número de linhas igual ao número de nós sem a swing (ns) o que torna $[A_{ns}]$ uma matriz quadrada e, como pode ser provado, inversível. i_s é corrente na barra swing encontrada ao final do fluxo potência assim que os fluxos de corrente nas linhas são conhecidos.

Com a matriz de incidência, temos as relações entre correntes de nó e de linha e podemos calcular a proporcionalidade de uso entre os participantes da rede. Observe que o nó de entrada é previamente selecionado como a SE de entrada dos alimentadores. O cálculo de proporcionalidade de fluxos, seguindo a Lei das Correntes de Kirchhoff do módulo das correntes, é simples e inteligível e o modelo possui vantagem, assim como o modelo de (Bialek, 1996) de não gerar valores negativos nos resultados.

Exemplo de aplicação:



$$\begin{bmatrix} i_2 \\ i_3 \\ i_4 \\ i_5 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 & -1 \\ 0 & 1 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_{12} \\ i_{23} \\ i_{34} \\ i_{25} \end{bmatrix}$$

Agora, basta inverter a matriz de incidências e encontramos o caminho percorrido pelas correntes para chegar ao nó.

$$\begin{matrix} i_2 & i_3 & i_4 & i_5 \\ \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} & i_{12} \\ & i_{23} \\ & i_{34} \\ & i_{25} \end{matrix}$$

$$\text{proporção}_{c2} = i_2/i_{12}$$

$$\text{proporção}_{c3} = i_3/i_{12} + i_3/i_{23}$$

$$\text{proporção}_{c4} = i_4/i_{12} + i_4/i_{23} + i_4/i_{34}$$

$$\text{proporção}_{c5} = i_5/i_{12} + i_5/i_{25}$$

Matriz de sensibilidade para definir a ‘extensão de uso’

O cálculo da matriz de sensibilidade segue o modelo de (Sotkiewicz & Vignolo, 2006), mas a matriz de sensibilidade resultante, diferente da proposta pelos autores, é uma relação entre as correntes de linha e de nó.

Para tanto, primeiro é necessário encontrar as derivadas das correntes de linha em relação as correntes nodais $\left(\frac{\partial(f_r, f_{im})}{\partial(i_r, i_{im})}\right)$.

Assim, incluindo as notações $\hat{f}_l = f_r + jf_{im}$ e $i_k = i_r + ji_{im}$ na eq. 36, temos:

$$f_r + jf_{im} = (A_{ns}^T)^{-1}(i_r + ji_{im})$$

$$\frac{\partial f_r}{\partial i_r} = \frac{\partial f_{im}}{\partial i_{im}} = (A_{ns}^T)^{-1}, \quad \frac{\partial f_r}{\partial i_{im}} = \frac{\partial f_{im}}{\partial i_r} = 0$$

A matriz Jacobiana fica

$$[J_2]_{2l \times 2l} = \left(\frac{\partial(f_r, f_{im})}{\partial(i_r, i_{im})}\right) = \begin{pmatrix} \left[\frac{\partial f_r}{\partial i_r}\right]_{l \times l} & \left[\frac{\partial f_r}{\partial i_{im}}\right]_{l \times l} \\ \left[\frac{\partial f_{im}}{\partial i_r}\right]_{l \times l} & \left[\frac{\partial f_{im}}{\partial i_{im}}\right]_{l \times l} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} (A_{ns}^T)^{-1} & 0 \\ 0 & (A_{ns}^T)^{-1} \end{pmatrix} \quad \text{eq. 38}$$

As derivadas parciais dos módulos $|i_l(h)| = |f(h)| = \sqrt{f_r^2(h) + f_{im}^2(h)}$ das correntes de linha h são dada pela matriz Jacobiana calculada como:

$$E \quad [J_3]_{2l \times 2l} = \frac{\partial I_l}{\partial (f_r, f_{im})} = \frac{1}{|I_l|} \cdot (\text{diag}(f_r) \text{diag}(f_{im})) \quad \text{eq. 39}$$

Analogamente, para as correntes de nó k , onde $|I_k(k)| = |i(k)| = \sqrt{i_r^2(k) + i_{im}^2(k)}$ a jacobiana fica:

$$[J_4]_{2l \times 2l} = \frac{\partial I_k}{\partial (i_r, i_{im})} = \frac{1}{|I_k|} \cdot (\text{diag}(i_r) \text{diag}(i_{im})) \quad \text{eq. 40}$$

Assim

$$[J_2] \cdot [J_3] = \left(\frac{\partial (f_r, f_{im})}{\partial (i_r, i_{im})} \right) \cdot \left(\frac{\partial I_l}{\partial (f_r, f_{im})} \right) = \frac{\partial I_l}{\partial (i_r, i_{im})} = [J_5] \quad \text{eq. 41}$$

Portanto a Jacobiana com as relações entre módulos de correntes de linha e nós resulta:

$$[J_6] = [J_5] \cdot [J_4]^{-1} = \frac{\partial I_l}{\partial (i_r, i_{im})} \cdot \frac{\partial (i_r, i_{im})}{\partial I_k} = \frac{\partial I_l}{\partial I_k} \quad \text{eq. 42}$$

5.2.2. Modelos de rateio propostos

A seguir são apresentados os modelos adaptados para a distribuição escolhidos.

Modelo de Contrafluxo Ampère Zero (MCAZ)

O MCAZ deriva do ‘Método de Contrafluxo’ e prevê a recuperação de todos os custos fixos. Nesse modelo, não há cobrança para o agente cujo fluxo de corrente está na direção oposta ao fluxo líquido. Segue a proposta de taxas pagas no sentido do fluxo principal e devido a seu alcance.

Este modelo supõe que qualquer redução é benéfica ao sistema e não infere que o excesso de capacidade instalada no sistema é responsabilidade de todos. Essa capacidade excedida corresponde à reserva do circuito que deriva das características inerentes à rede de distribuição e é necessária para atendimento de possíveis sobrecargas.

Conforme já mencionado, para o MCAZ modificamos o modelo trocando o valor da potência ativa pelo módulo da corrente. Como é um modelo para redes radiais, seu valor é a soma da responsabilidade de cada usuário no fluxo de todos os ramos que trazem a energia da entrada do alimentador até o respectivo consumidor. A tarifa, para a hora t , é calculada segundo as equações abaixo:

$$\begin{aligned}
TL_{kMCAZ}^t &= \sum_{l=1}^m \frac{|I_k^t|}{|I_l^t|^{s^+}} \cdot CC_l^t && \text{para } \Re\{i_k^t / i_l^t\} > 0 \\
TL_{kMCAZ}^t &= 0 && \text{para } \Re\{i_k^t / i_l^t\} \leq 0
\end{aligned} \tag{eq. 43}$$

I_k^t – Corrente resultante das cargas no nó k , no período t
 $(I_l^t)^{s^+}$ – Soma dos fluxos de corrente positivos das cargas que utilizam o ramo l no tempo t
 TL_k^t – Tarifa no barramento k (relativa à carga agregada do transformador MTBT ou do consumidor MT), no tempo t
 CC_l^t – Custo do circuito do alimentador, para a hora t
 RCC^t – Parcela remanescente da tarifa no tempo t
 m – Número de ramo do circuito

Modelo do Fluxo Ampère Dominante (MFAD)

O MFAD deriva do ‘Método de Fluxo Dominante’. Considera que qualquer redução de fluxo é benéfica para o sistema e, ao mesmo tempo, distribui a capacidade do sistema apenas entre os usuários que utilizam cada circuito ou trecho de alimentador.

Este modelo divide a alocação do custo do circuito em dois elementos, T_1 e T_2 . O primeiro elemento, T_1 , corresponde ao fluxo de corrente do circuito em relação à capacidade do circuito que está sendo usado. Apenas os usuários cujo fluxo está na mesma direção do fluxo líquido da linha, pagam por este elemento. T_2 é responsável pela capacidade adicional, que está relacionada à reserva do circuito. Uma vez que não é possível ajustar dinamicamente a capacidade do circuito, supõe-se que todos os usuários do circuito devem pagar. A equação 44 para o MFAD, no tempo t , fica:

$$TL_{kMFAD}^t = T_{1k}^t + T_{2k}^t \tag{eq. 44}$$

Onde $T_{1k}^t = \sum_{l=1}^m \left(\frac{|I_l^t|}{|I_{total_l}^t|} \right) \left(\frac{|I_k^t|}{|I_l^t|^{s^+}} \right) \cdot CC_l^t$ para $\Re\{i_k^t / i_l^t\} > 0$

$$T_{1k}^t = 0 \quad \text{para } \Re\{i_k^t / i_l^t\} \leq 0 \tag{eq. 45}$$

$$T_{2k}^t = \sum_{l=1}^m \left(\frac{|I_l^t| - |I_k^t|}{|I_{total_l}^t|} \right) \left(\frac{|I_k^t|}{|I_l^t|} \right) \cdot CC_l^t \tag{eq. 46}$$

I_k^t – Corrente resultante da soma das cargas instaladas no nó k , no período t
 I_l^t – Corrente no ramo l que pode ser interpretada como a soma das correntes de carga que percorrem o ramo no período t
 $I_{total_l}^t$ – Soma de todas as correntes de ramo l , no período t

Modelo de Fluxo Ampère Positivo (MFAP)

O MFAP aloca custos em proporção à razão entre o fluxo de energia e a capacidade do circuito. Na equação do modelo, a capacidade do circuito substitui a soma dos fluxos de corrente causados por todos os agentes em cada seção da rede, no denominador. Esta substituição traz uma parcela de selo postal a tarifa, evitando a

situação anterior em que apenas os usuários da linha são cobrados pela reserva do circuito. O modelo promove uma socialização dos custos fixos, mas mantém a participação do fluxo como forma de cobrança, porque, como nos modelos anteriores, não há encargo de localização para o agente cujo fluxo de corrente está na direção oposta ao fluxo líquido. Isso garante um desconto para o agente que alivia o fluxo da linha. No entanto, difere no sentido de que os encargos de custos restantes não são aplicados em uma base locacional.

A tarifa locacional do modelo para cada barra k no tempo t é:

$$\begin{aligned}
 TL_{kMFAP}^t &= \sum_{l=1}^m \frac{|I_k^t|}{CAP_l} \cdot CC_l^t && \text{para } \Re \{i_k^t / i_l^t\} > 0 \\
 TL_{kMFAP}^t &= 0 && \text{para } \Re \{i_k^t / i_l^t\} \leq 0
 \end{aligned} \tag{eq.47}$$

CAP_l – Capacidade de corrente do ramo l .

Este método não aloca todos os custos fixos com base no fluxo horário de corrente, portanto, a conciliação de receita é dividida de forma proporcional ao consumo de ponta entre todos os usuários do sistema. Os custos não locacionais restantes, selo postal, SP_k , são:

$$RCC^t = \sum_{l=1}^m CC_l^t \left[1 - \frac{|I_l^t|^{s+}}{CAP_l} \right] \tag{eq. 48}$$

$$SP_k = \frac{|I_k^{pico}|}{|I_{total}^{pico}|} \cdot \sum_t RCC^t \tag{eq. 49}$$

I_k^{pico} – Corrente resultante das cargas no nó k no horário de pico.

I_{total}^{pico} – Soma das correntes de nó no horário de pico.

RCC^t – Custos não locacionais restantes.

5.2.3. Rateio das perdas

Para o rateio das perdas também foram utilizadas o modelo de matriz de sensibilidades. Neste caso a equação das perdas, eq. 52, e sua prova foram retiradas de (Conejo. 2001), no qual as perdas torais são:

$$P_{perdas} = \Re \left\{ \sum_{k=1}^n V_k I_k^* \right\} \tag{eq. 50}$$

$$P_{perdas} = \Re \left\{ \sum_{k=1}^n V_k \cdot \left(\sum_{j=1}^n Y_{kj}^* V_j^* \right) \right\}$$

$$P_{perdas} = \Re \left\{ \sum_{k=1}^n I_k^* \cdot \left(\sum_{j=1}^n Z_{kj} I_j \right) \right\} \quad \text{eq. 51}$$

I_k – Corrente no nó k
 Z – Matriz de impedância nodal
 n – Número de nós do circuito

$$P_{perdas} = \Re \left\{ \sum_{k=1}^n I_k^* \cdot \left(\sum_{j=1}^n R_{kj} I_j \right) \right\} + \Re \left\{ \sum_{k=1}^n I_k^* \cdot \left(\sum_{j=1}^n jX_{kj} I_j \right) \right\}$$

$$P_{loss} = \Re\{diag(I^*)RI\} + \Re\{j diag(I^*)XI\}$$

Lembrando que

$$\Re\{(I^*)^T(jX)I\} = 0$$

$$\Re\{(I^*)^T Z I\} = \Re\{(I)^T Z^* I^*\} = \Re\{(I^*)^T (Z^*)^T I\}$$

Porque,

$$\Re\{(I^*)^T (R + jX)I\} = \Re\{(I^*)^T (R - jX)I\}$$

Como Z_{barras} é normalmente simétrica:

$$\Re\{(I^*)^T (jX)I\} = -\Re\{(I^*)^T (jX)I\}$$

Então,

$$\Re\{(I^*)^T (jX)I\} = 0 \quad \text{c.q.d.}$$

Portanto, as perdas podem ser definidas como:

$$P_{perdas} = \Re \left\{ \sum_{k=1}^n I_k^* \cdot \left(\sum_{j=1}^n R_{kj} I_j \right) \right\} + \Re \left\{ \sum_{k=1}^n I_k^* \cdot \left(\sum_{j=1}^n jX_{kj} I_j \right) \right\}$$

$$P_{perdas} = \Re \left\{ \sum_{k=1}^n I_k^* \cdot \left(\sum_{j=1}^n R_{kj} I_j \right) \right\} + 0$$

$$P_{perdas_k}^t = \Re \left\{ \sum_{k=1}^n (|I_k^*|)^t \cdot \sum_{j=1}^n R_{kj} |I_j^t| \right\}$$

eq. 52

I_k – Corrente no nó k
 R – Parte real da matriz de impedância nodal

Com a eq. 52, passamos a procurar uma forma de rateio das perdas utilizando matriz de sensibilidade. Uma vantagem de utilizar a matriz de impedância nodal no

cálculo é que ela representa a distância elétrica entre os circuitos (Conejo, 2001) (Conejo,2007). Assim, nosso modelo de rateio continuará sendo locacional e horário.

As tarifas de perdas foram calculadas por meio da eq. 53.

$$T_{perdas_k} = PC_k^t \cdot P_{erdas_{totais}}^t \cdot CC_{perdas}^t \quad \text{eq. 53}$$

PC_k – Constante de proporcionalidade do usuário em k

$P_{erdas_{totais}}^t$ – Parte real da matriz de impedância nodal

CC_{perdas}^t – Parcela do custo do sistema referente as perdas obtida pelas perdas resultantes na entrada do circuito, após solucionar o fluxo de potência

Onde,

$$\sum_{l=1}^m CC_l^t + CC_{perdas}^t = \text{Custo total do circuito} \quad \text{eq. 54}$$

E,

$$PC_k^t = \frac{FD_k^t}{\sum_{i=1}^n FD_i^t} \quad \text{eq. 56}$$

PC_k – Constante de proporcionalidade do usuário em k

FD_k^t - é o fator de distribuição do nó k no tempo t

Onde,

$$FD_k^t = \frac{\partial P_{erdas_k}^t}{\partial I_k} \quad \text{eq. 56}$$

A eq.56 foi encontrada seguindo o modelo abaixo:

A equação das perdas eq. 52, pode ser reescrita:

$$P_{loss} = Re\{i^* \cdot Ri\} \quad \text{eq. 57}$$

Seja $i = a + jb$, reescrevendo:

$$P_{loss} = Re\{(a - jb) \cdot R(a + jb)\}$$

$$P_{loss} = [a \cdot Ra + b \cdot Rb]$$

A derivada da função $f(x) = u(x) \cdot v(x)$ é $\partial f / \partial x = diag(v) \cdot \partial u / \partial x + diag(u) \cdot \partial v / \partial x$. Assim,

$$J_6 = \frac{\partial P_{perdas}}{\partial (a, b)} = \left(\frac{\partial P_{perdas}}{\partial a} \quad \frac{\partial P_{perdas}}{\partial b} \right)$$

$$J_6 = (diag(a)R + diag(Ra), \quad diag(b)R + diag(Rb))$$

Resultando nas derivadas das perdas em relação às correntes absolutas do nó

$$(J_7) = (J_5) \cdot (J_3)^{-1} = \frac{\partial P_{perdas}}{\partial(a,b)} \cdot \frac{\partial(a,b)}{\partial I} \quad \text{eq. 58}$$

J_7 é a jacobiana que representa as derivadas de perdas com relação a módulo das correntes de nó.

6. SIMULAÇÕES PRELIMINARES

Para as simulações foi escolhido um município no estado de São Paulo, localizado na região metropolitana da capital. Uma cidade de porte médio com 282.441 hab.²¹ A cidade foi escolhida por ter todos os perfis de consumo de energia elétrica. É um polo industrial com 327 indústrias, centros comerciais. Ainda, possui grandes regiões residenciais e produção agrícola.

Os dados elétricos físicos e de energia foram requisitados a ANEEL, por meio da Lei de acesso à informação²², e baixados em fevereiro de 2019. As simulações foram desenvolvidas para o ano de 2015 utilizando o software Geoperdas²³ da própria agência o qual, como apresentado no ANEXO II, faz a validação dos dados e prepara os arquivos '.dss' para simular o fluxo usando o OpenDSS.

Em sistemas de distribuição a relação R/X é bastante alta trazendo perdas significativas. Entretanto, para redes radiais, devido a aplicação direta da 1ª Lei de Kirchhoff, esse erro resultante das perdas poderia ser aproximado sem perder a significância dos resultados. Mesmo assim, apesar de o fluxo DC ser mais simples, mais rápido, precisar de menos dados e com um erro que pode ser aproximado, escolhemos manter o fluxo de potência AC porque os dados enviados pelas distribuidoras a ANEEL para o cálculo de perdas técnicas são bastante precisos e já estão preparados para o fluxo AC via OpenDSS.



Figura 10 – Município de Suzano e suas SEs.

As primeiras simulações desenvolvidas serviram para observar o comportamento das curvas de carga dos alimentadores devido à presença de percentagens crescentes de painéis fotovoltaicos. Basicamente foram analisados os sentidos dos fluxos de potência ativa decorridos da presença dos painéis. As simulações de fluxo

²¹ Estimativa IBGE/2018.

²² Os dados foram requisitados a ANEEL pelo site: <http://www.acessoinformacao.gov.br>

²³ Geoperdas: é um software que avalia a conectividade dos elementos da rede e a magnitude de seus valores. Prepara os arquivos necessários para a execução do cálculo de fluxo de potência via OpenDSS.

apresentadas neste Capítulo formaram as bases para os casos de estudo a serem aplicadas as metodologias tarifárias. Os resultados completos dos fluxos de potência encontram-se no ANEXO III.

Para simplificar a visualização do processo de simulação, utilizado o Fluxograma da Figura 11, mostra como foram realizados os passos para as simulações de tarifas. O trabalho se inicia com o tratamento dos dados da distribuidora via GeoPerdas. Em seguida, adicionamos os perfis de geração/armazenamento e com isso conseguimos o estado operativo do sistema por meio do software OpenDSS. Por fim, calculamos as tarifas implementando as equações dos modelos de MCAZ, MFAP e MFAD apresentados no Capítulo 5 com programação em Python.

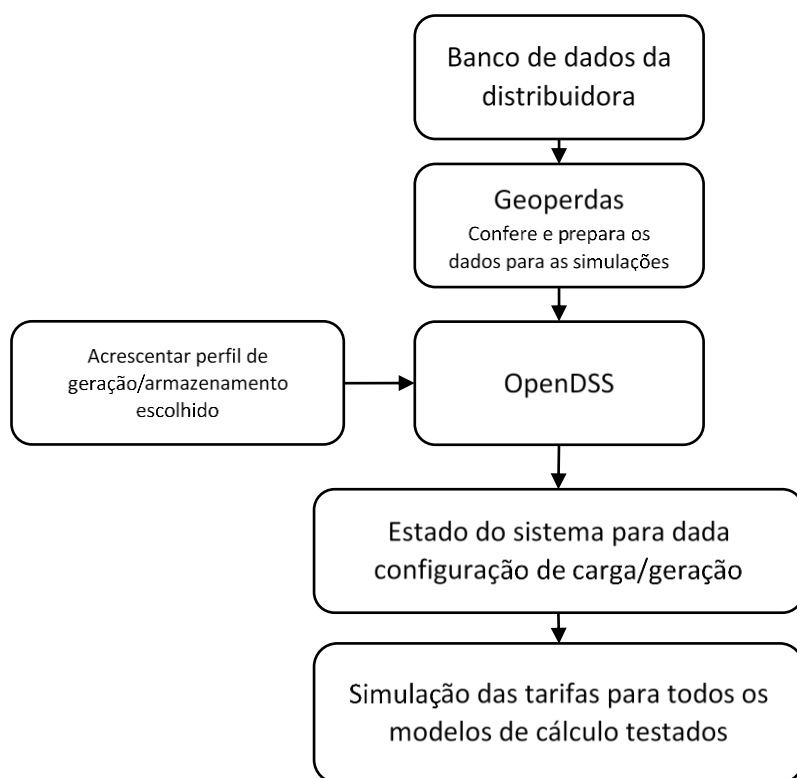


Figura 11 – Fluxograma com os procedimentos de simulação.

6.1. Estudo de caso

Para as simulações de fluxo algumas premissas iniciais precisaram ser escolhidas. A Tabela 6 apresenta quais foram adotadas.

Tabela 6 – Premissas para simulação de fluxo de potência.

Curvas de Carga: campanha de medidas EDP para o 4CRTP
Fluxo de Potência 'Newton' do OpenDSS
Carga: 50% impedância constante e 50% potência constante (NT n°57/2014-SRD/ANEEL)
Não foi realizado o cálculo para contabilizar perdas Não Técnicas
Dados de consumo – dia útil de junho de 2015 (EDP-4CRTP)
O fator de potência para cargas BT de 0,92 e para as cargas MT 0,93

Para gerar os arquivos '.dss' de entrada do OpenDSS o Geoperdas teve sua simulação definida para todos os alimentadores de acordo com os critérios descritos na Figura 12.

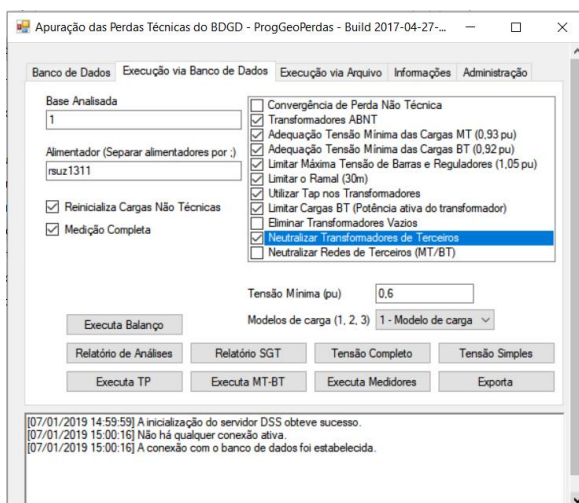


Figura 12 – Definição dos parâmetros via GeoPerdas.

As cargas foram distribuídas de acordo com o estipulado pela concessionária para a solução de fluxo de carga das perdas elétricas. Nesse sistema o usuário é identificado como pertencente a um tipo de curva de carga obtida através de campanhas de medidas realizadas antes das revisões tarifárias.

Definição do alimentador exemplo

O alimentador RSUZ1301 foi utilizado para encontrar os valores de tarifa. Seu perfil de consumo, como mostrado na Figura 13, é mais homogêneo ao longo do dia, mas possui uma diversidade de consumidores desejável com representantes em quase todos os tipos, excetuando consumidores rurais. Possui nove consumidores MT e setenta e oito transformadores MT/BT que alimentam os consumidores BT. A Figura 14 e Figura 15 mostram a localização dos transformadores e consumidores MT e o diagrama unifilar do alimentador.



Alimentador - RSUZ 1301	
CARGA BT	21.707,24 [kWh]
CARGA MT	67.506,84 [kWh]
CARGA T.	8.9214,08 [kWh]
1% CARGA	892,14 [kWh] 254,03 [kWp]
5% CARGA	4.460,70 [kWh] 1.270,13 [kWp]

Consumidores MT	
Número	Potência Instalada [kW]
9	4.689,52

Consumidores BT		
	Número	Potência Instalada [kW]
Industrial	14	37,95
Comercial	127	239,27
Residencial	2.665	1.349,21
Rural	0	0,00
IP	579	81,93

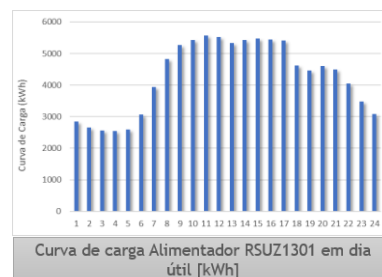


Figura 13 – Dados do alimentador RSUZ1301

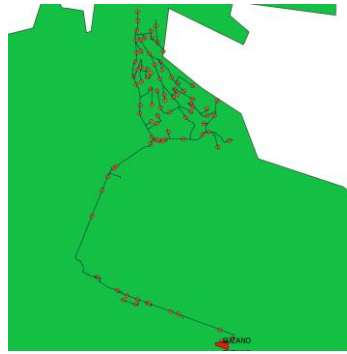


Figura 14 – Alimentador RSUZ1301 e seus transformadores MT/BT.

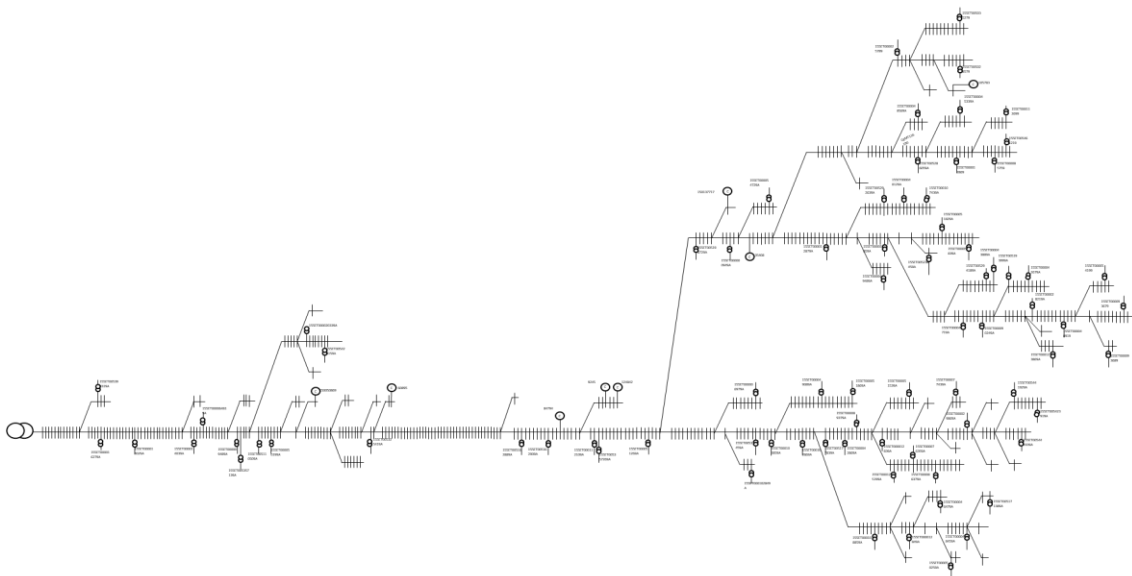


Figura 15 – Alimentador RSUZ1301 com a representação dos barramentos e localização dos transformadores e consumidores MT.

Todos os traços da Figura 15 representam os postes que são considerados barramentos no programa de fluxo de potência. Porém, apenas os pontos com transformadores e cargas de MT possuem consumidores e foram considerados parte da matriz de incidência do modelo de precificação.

As impedâncias das linhas estão demonstradas na Figura 16. As linhas marcadas em preto, são linhas sem carga e não serão consideradas no rateio.

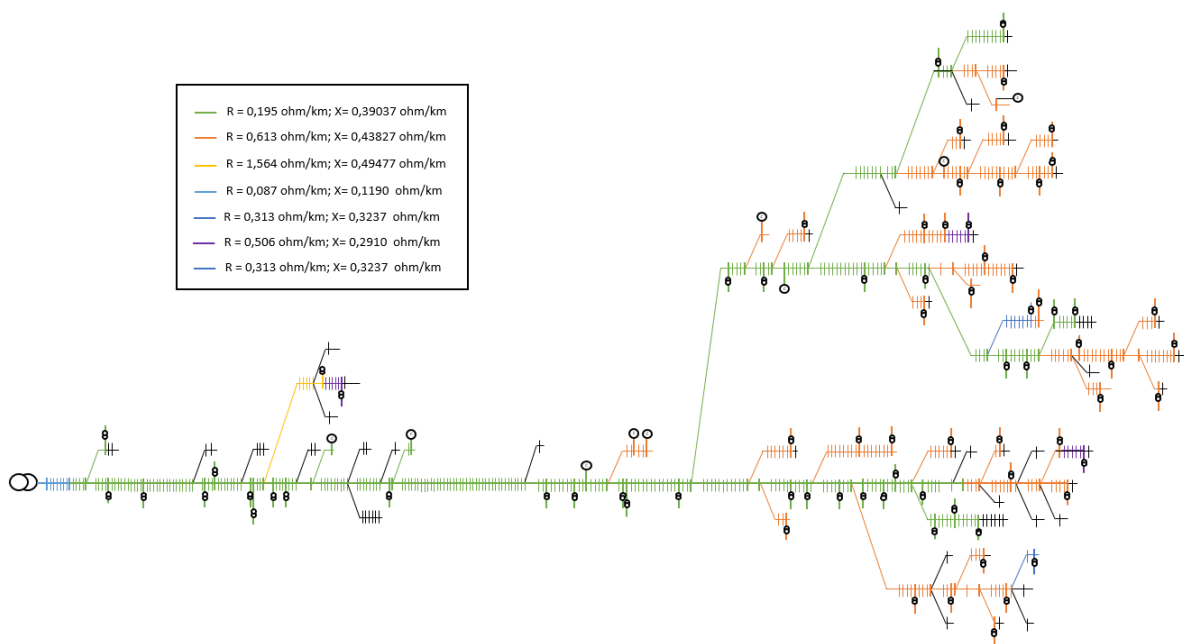


Figura 16 – Impedâncias das linhas de distribuição do alimentador RSUZ1301.

Como estratégia de simulação, primeiro verificou-se onde e quando ocorreriam as inversões de sentido de fluxo dada a inserção de energia fotovoltaica. Foram simuladas placas no estilo *rooftop* com percentagens crescentes inseridas em consumidores de baixa e média tensões, podendo ser de perfil residencial, comercial ou industrial. A escolha dos locais onde seriam inseridas as placas solares obedeceu a um critério do maior para o menor consumidor BT seguindo um preceito socioeconômico, no qual consumidores com maior consumo provavelmente possuem maior poder aquisitivo e conseqüente maior chance de adquirir painéis.

Os painéis foram dimensionados de acordo com os procedimentos atualmente utilizados para a inserção de painéis em consumidores BT. Primeiro, calcula-se a energia consumida média nos últimos 12 meses, segundo equação 59:

$$Energia = \frac{\sum_{m=1}^{12} energia\ consumida_m}{12} \quad \text{Eq. 59}$$

Em seguida, é retirado o custo de disponibilidade obrigatório, de acordo com a REN nº 414/2010, por exemplo para consumidor monofásico a $energia_{mês}$ é a média das energias consumidas menos 30kWh de custo de disponibilidade.

$$Pot_{painéis} = \frac{(Energia_{mês} - 30)/30}{HSP \times \eta} \quad \text{Eq. 60}$$

$Pot_{painéis}$ – potência total dos painéis fotovoltaicos
 $Energia_{gerada}$ – total de energia a ser produzida obtida pela média do consumo da unidade nos últimos 12 meses, menos o consumo mínimo

HSP – hora de sol pico é o tempo de exposição dos painéis ao sol durante um dia (Suzano/SP = 4,3924)
 η – rendimento dos painéis (assumido como 80%)

HSP é o tempo de exposição solar diário médio para painéis, representa a área do gráfico de irradiação solar, ou seja, quanto de luz do sol uma determinada região recebe ao longo do dia. Escolhemos o valor de plano horizontal que significa zero de inclinação.

Por fim, para saber o número de painéis por casa, escolhemos módulos padrão de 270 Wp para baixa tensão:

$$\text{número de painéis} = \text{arredondar} \left(\frac{Pot_{\text{painéis}}}{Pot_{\text{und}}} \right) \quad \text{Eq. 61}$$

Assim, a potência de pico total dos painéis por consumidor fica:

$$Pot_{\text{pico}} = Pot_{\text{und}} \cdot \text{numero de paineis} \quad \text{Eq. 62}$$

Para as simulações via OpenDSS alguns parâmetros para os painéis precisam ser colocados, entre eles: a curva de irradiação, a eficiência horária dos painéis e um fator de redução de potência devido a temperatura. Como durante os cálculos dos painéis nas casas assumiu-se uma eficiência média de 80% para o conjunto de fotogeração, escolhemos essas curvas de uma forma que a eficiência média final fosse de 80%. Todos os painéis em estudo tiveram as mesmas características operativas para a simulação. Com curvas em p.u. de irradiação, temperatura e eficiência dos painéis apresentadas na Figura 17 e fator de potência unitário.



Figura 17 – Características operativas dos painéis fotovoltaicos.

- Inserção de 1% de fotovoltaica

Seriam necessários 254kWp para atingir 1% de penetração. Três consumidores receberam painéis nessa simulação, para todo o seu consumo, totalizando 269kWp de energia no sistema. Os consumidores estão atrelados aos transformadores destacados em laranja e azul na Figura 18.

²⁴ Site: <http://www.cresesb.cepel.br/>

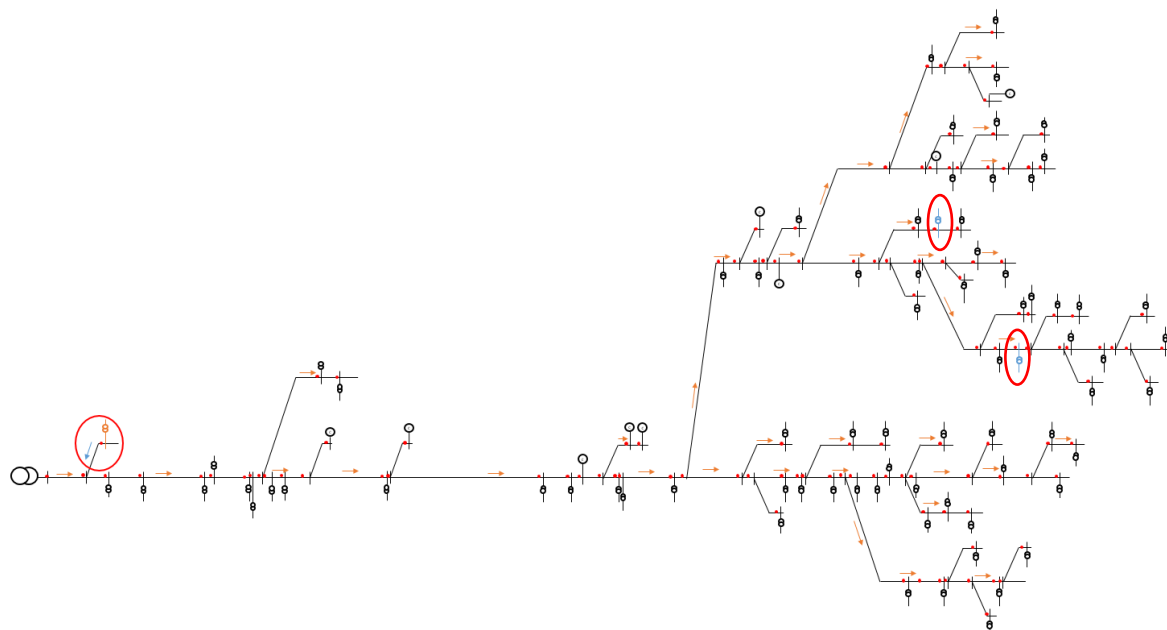


Figura 18 – Transformadores MT/BT atrelados aos consumidores com *rooftop* em laranja e azul.

Na seta em azul, junto ao transformador em laranja, está o único circuito em que ocorreu inversão de fluxo. A inversão ocorreu porque existem poucos consumidores atrelados a este transformador e parte da energia pôde ser entregue ao sistema. Os outros dois consumidores selecionados cujos transformadores estão em azul, não tiveram inversão de fluxo apenas redução no consumo local devido à grande quantidade de consumidores BT atrelados.

A Figura 19 e os gráficos das Figura 20 e Figura 21 mostram o que o alcance da inversão não foi suficiente para chegar ao alimentador, sendo sua energia absorvida antes. Isso era de se esperar, uma vez que a potência ativa que circula no ramal principal é muito superior à que circula no ramal em questão.

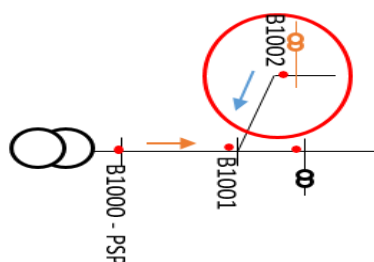


Figura 19 – Direção do fluxo de energia em determinados horários.

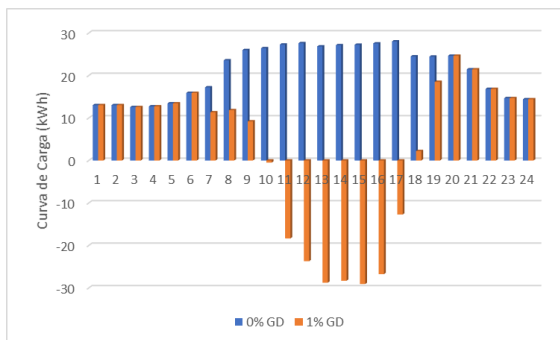


Figura 20 – Potência ativa que circula no ramal, linha que termina em B1002.

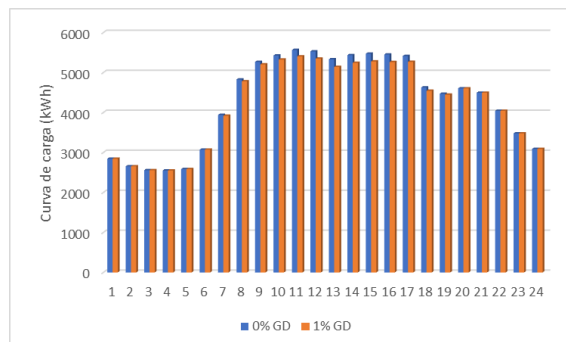


Figura 21 – Potência ativa que circula no tronco principal, linha que termina em B1001.

- Inserção de 5% de fotovoltaica

Para atingir 5% de penetração 1270 kWp precisariam ser atingidos. Setenta e cinco consumidores receberam painéis FV totalizando 1272 kWp instalados, sob quarenta e cinco transformadores da rede de distribuição. Lembrando que o critério de escolha dos consumidores parte do princípio de que consumidores com maior carga colocariam primeiro seus painéis. Os consumidores estão atrelados aos transformadores destacados na Figura 22, os transformadores destacados em azul não apresentaram fluxo inverso de energia, sendo que ou consumo local em BT absorveu toda a energia gerada, ou eles estavam atrelados a ramais com potência de suprimento de ordens muito superiores a possível inversão. Já os transformadores destacados em laranja apresentaram retorno de potência para o sistema.

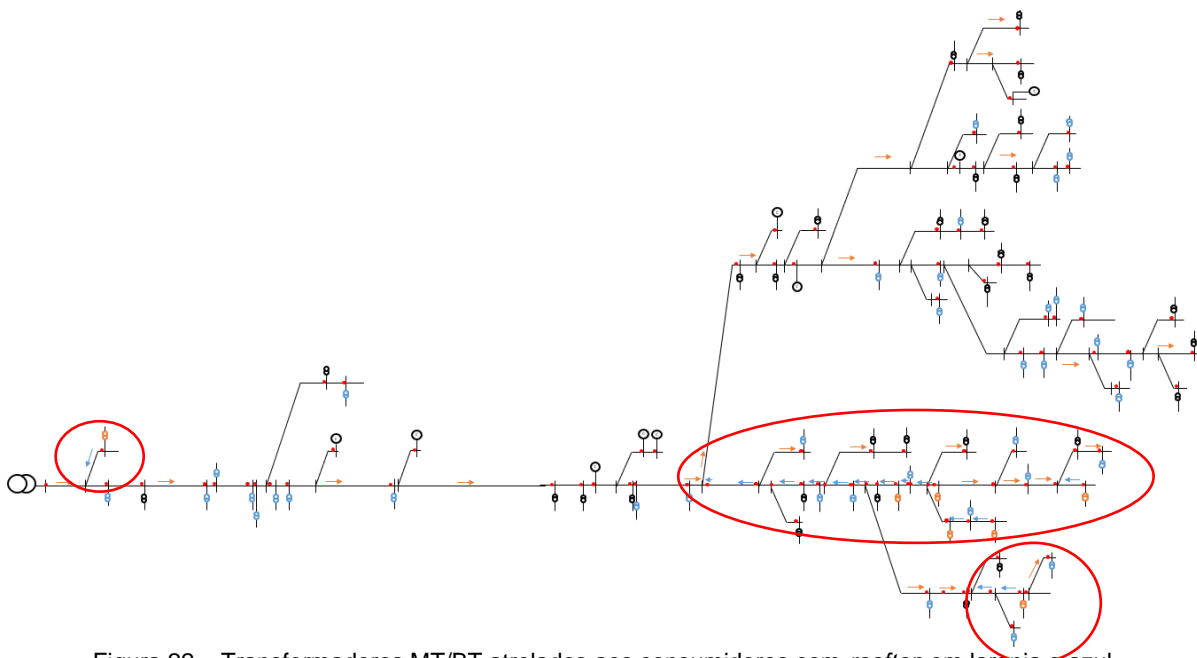


Figura 22 – Transformadores MT/BT atrelados aos consumidores com *rooftop* em laranja e azul.

O retorno no B1002, mais próximo ao alimentador foi, novamente, diluído pela grande capacidade injetada no sistema. Já a extremidade baixa do circuito apresentou um retorno mais acentuado. A Figura 23 mostra um detalhamento maior da região. As

setas laranja representam o fluxo normal radial da energia, e as setas em azuis pontos em que ocorreram inversões em determinadas horas do dia. Os pontos em vermelho são localização das medições hora a hora. E, os transformadores destacados em laranja são os transformadores nos quais seus consumidores produziram as inversões.

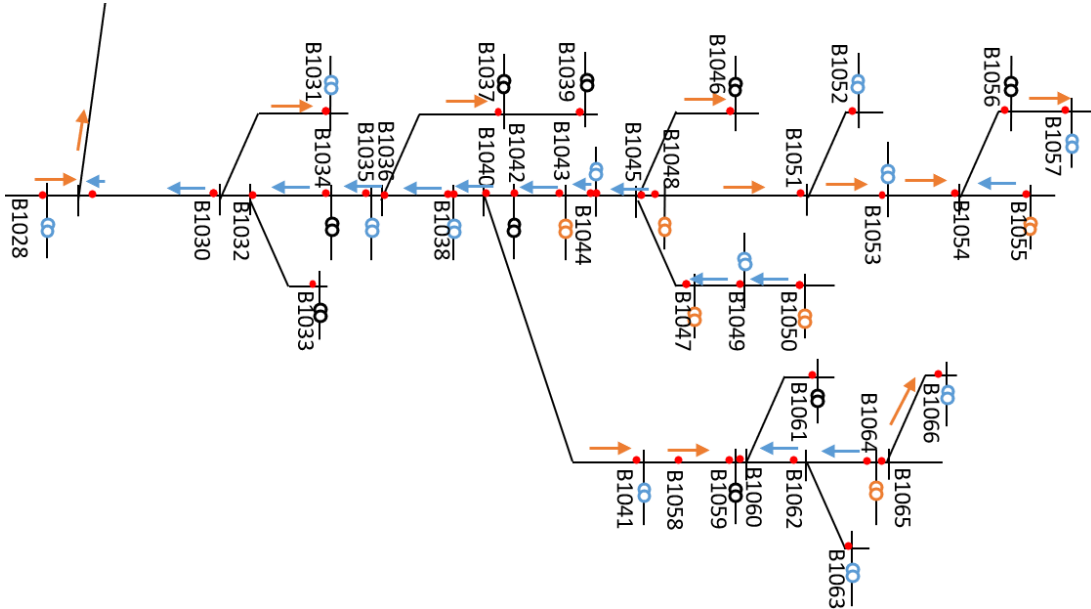


Figura 23 – Direção do fluxo de energia em determinados horários.

O alcance das inversões, mesmo em horários de sol intenso, é baixo, ou seja, não extrapola longas distâncias. Mesmo na região central do alimentador, na qual muitos consumidores contribuiram sucessivamente, o alcance da inversão de fluxo é curto.

Destacando outro trecho da Figura 24 podemos observar um ponto no qual três consumidores possuem influência consecutiva e que novamente o alcance não é muito expressivo. As Figura 25, Figura 26, Figura 27, Figura 28 e Figura 29 mostram, novamente, que devido a magnitude da corrente na linha que termina em B1059 a influência da inserção de corrente, nos consumidores do transformador em laranja, perdeu seu alcance.

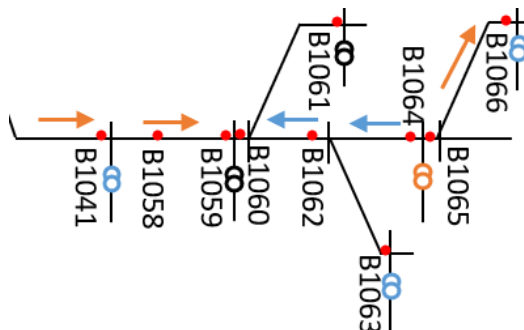


Figura 24 – Direção do fluxo de energia.

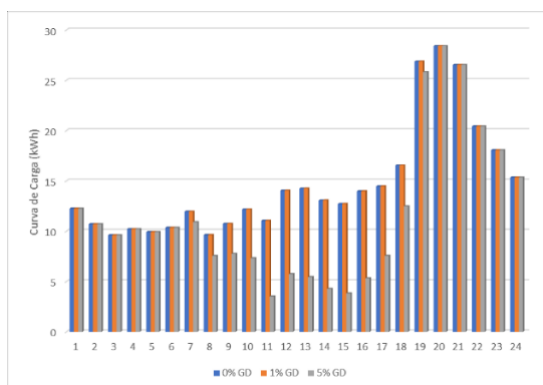


Figura 25 – Potência ativa que circula no ramal, linha que termina em B1066.

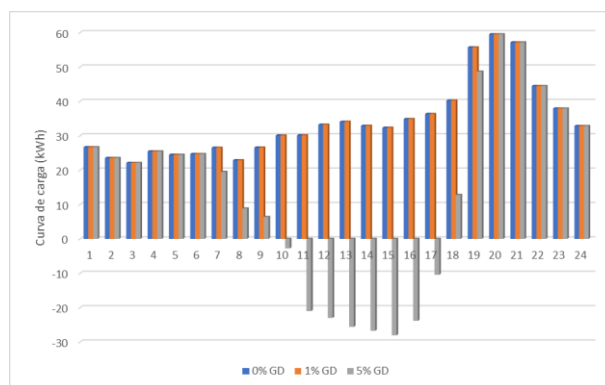


Figura 26 – Potência ativa que circula no ramal, linha que termina em B1064.

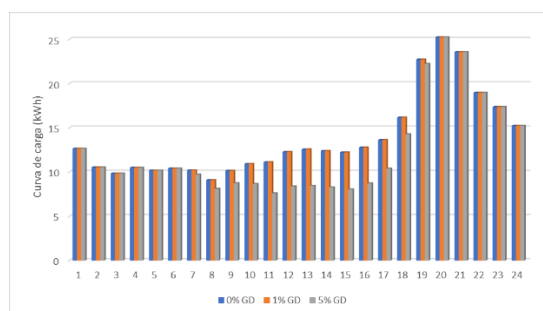


Figura 27 – Potência ativa que circula no ramal, linha que termina em B1063.

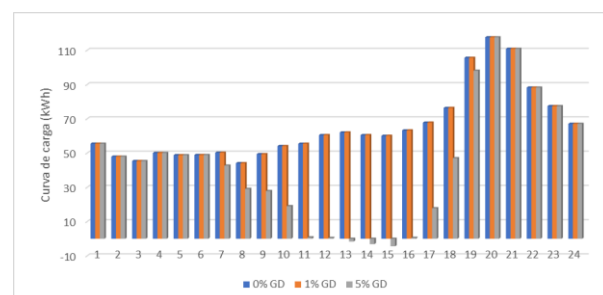


Figura 28 – Potência ativa que circula no ramal, linha que termina em B1060.

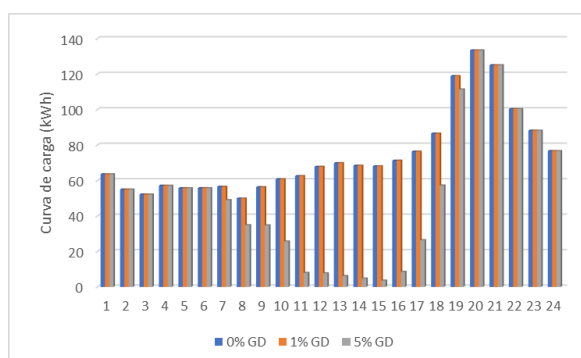


Figura 29 – Potência ativa que circula no ramal, linha que termina em B1059.

- Inserção de 10% de fotovoltaica

Para atingir 10% de penetração 2540 kWp precisariam ser atingidos. Quatrocentos e vinte e três consumidores BT receberam painéis fotovoltaicos totalizando 2543 kWp instalados, sob sessenta e oito transformadores da rede de distribuição. A Figura 30 apresenta os transformadores, em laranja (apresentou inversão) e azul (consumo local absorveu geração), com consumidores atrelados com geração FV, e o alcance das inversões dos sentidos da energia.

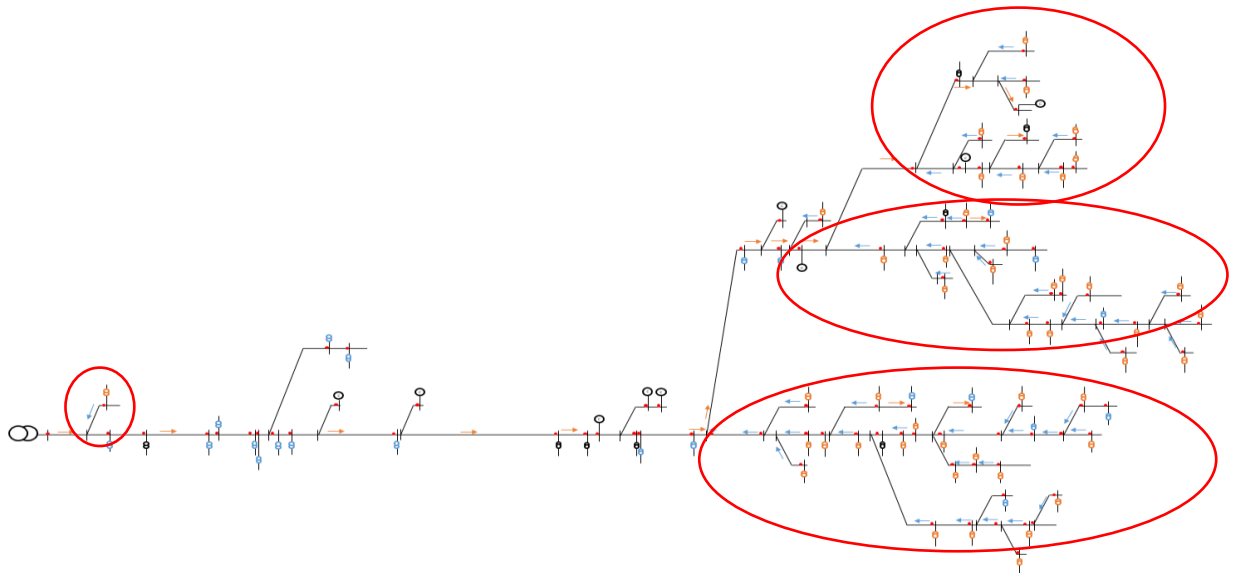


Figura 30 – Direção do fluxo de energia em determinados horários.

- Inserção de 20% de fotovoltaica

Para atingir 20% de penetração 5080 kWp precisariam ser atingidos. Seiscentos e sessenta e cinco consumidores BT receberam painéis fotovoltaicos totalizando 3175 kWp instalados, sob sessenta e nove transformadores da rede de distribuição. Somados a 1907 kWp acrescidos na carga de média tensão destacada em laranja. A escolha por colocar carga de MT foi porque já havia uma variedade grande de consumidores de BT espalhados no sistema. A Figura 31 apresenta os transformadores, em laranja (apresentou inversão) e azul (consumo local absorveu geração), com consumidores atrelados e geração FV, bem como o alcance das inversões dos sentidos da energia.

Importante ressaltar que para nossas simulações os valores de tensão em 20% de penetração continuaram dentro dos limites estipulados pelo regulador, entre 0,95 e 1,05 pu de tensão.

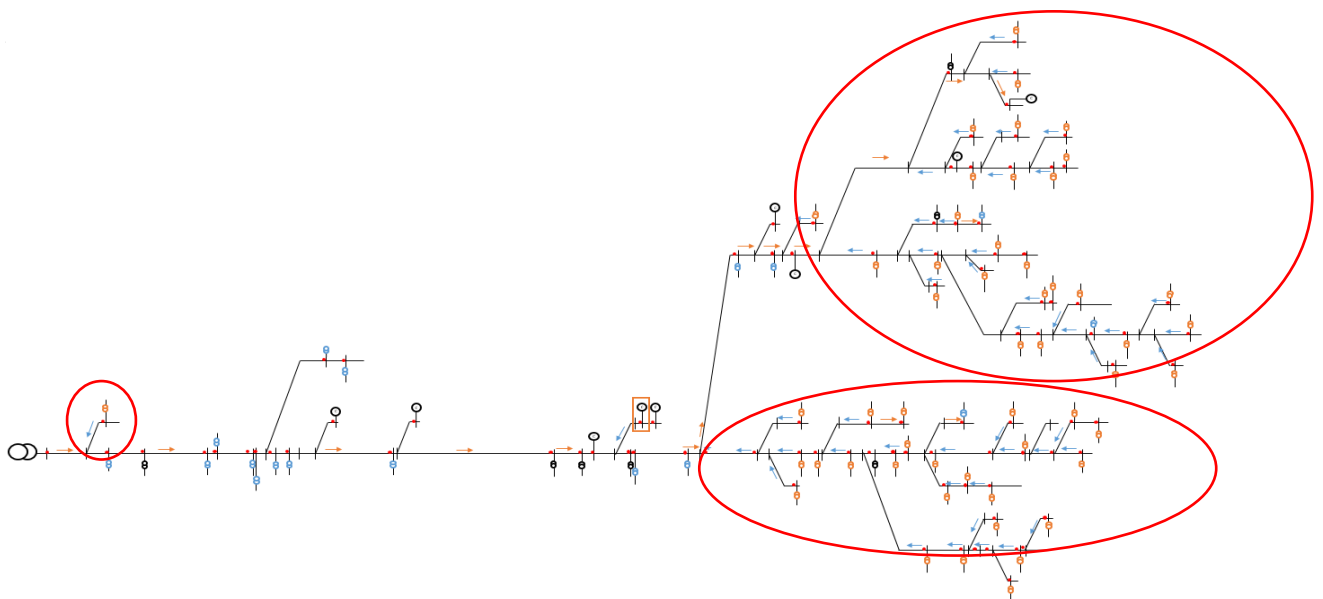


Figura 31 – Direção do fluxo de energia em determinados horários.

Estudos recentes apontam que sistemas secundários mantêm sua estabilidade em condições operativas, sem a necessidade de reforços na estrutura até 20% da capacidade instalada (Pereira et al., 2017). Porém, este estudo busca verificar novas formas de tarifação, assim outras condições operativas foram exploradas para a formação da tarifa. Nosso estudo não contou com custos de reforços, armazenadores entre outras necessidades operativas.

É importante ressaltar que a geração de GD em tensões mais baixas reduz perdas e carga em níveis de tensão superiores o que adiará investimentos nas redes a montante. Entretanto, dentro do alimentador as inversões de fluxo (fluxos bidirecionais) podem ocasionar maiores perdas e necessidade de investimento seja para atender um possível novo pico, seja para controlar elevações de tensão devido à percentagens de penetração elevadas.

- Inserção no maior consumidor MT

O maior consumidor MT possui um consumo médio mensal de 1.330,4 MWh com capacidade para 1.2627 kWp nos painéis de energia. A Figura 32 apresenta a configuração do sistema com a inserção destes painéis. Como sua capacidade de produção é bastante alta sozinha a inserção desta 'fazenda' de painéis gera inversão na entrada do circuito em alguns horários.

Neste caso, os níveis de tensão ficaram dentro dos limites estabelecidos pelo regulador, porém a inversão de fluxo chegou ao transformador do alimentador fazendo com que este enviasse corrente para tensões superiores. Neste caso, o usuário estaria sujeito a uma tarifa adicional de uso dos sistemas a montante.

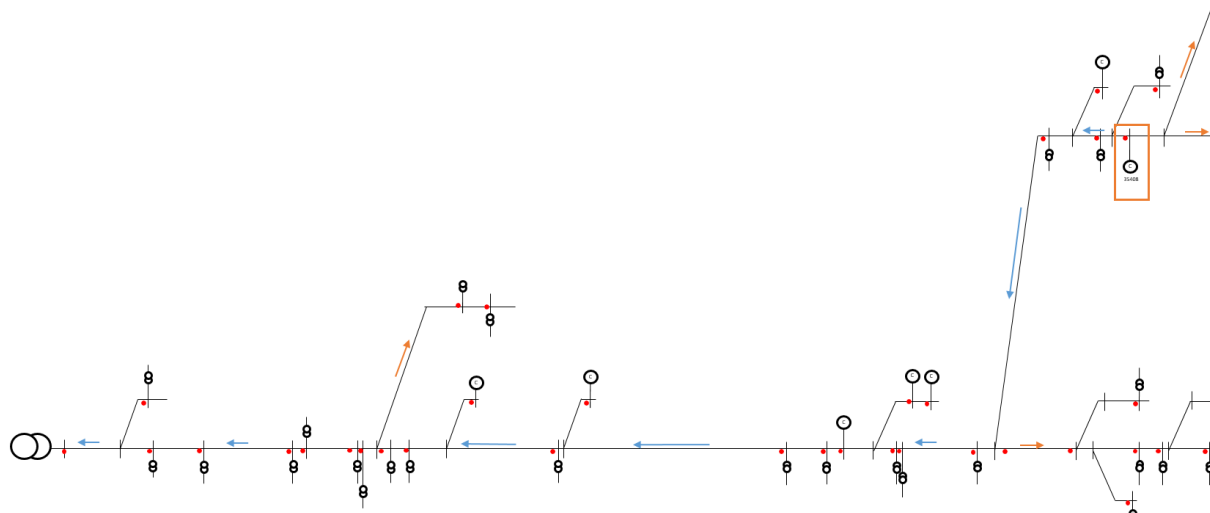


Figura 32 – Direção do fluxo de energia em determinados horários.

6.2 Presença de armazenamento

Os sistemas fotovoltaicos ampliam e diversificam a matriz elétrica no país. São uma fonte limpa que se destaca pela sua facilidade de instalação. Contudo, a energia solar é uma fonte dependente de fenômenos físicos e naturais, os quais trazem

características intermitentes em sua geração. Sua sensibilidade à irradiação solar e a temperatura ambiente não possibilitam o cálculo de energia firme a ser despachada. Esta característica intermitente em conjunto com a dependência de conversores, usados para adequar a energia produzida a parâmetros exigidos pelo regulador, traz oscilações no perfil de geração causando limitações em sua integração às redes de distribuição.

Neste contexto, a inserção de armazenadores de energia ao conjunto de painéis pode auxiliar na mitigação deste e outros problemas. Os armazenadores realizam o controle de fluxo de potência ao sistema, garantindo seu suprimento em momentos críticos e estoque em dias de pouca insolação, eliminam oscilações de geração e dão suporte à rede. Podem realizar o gerenciamento de demanda, reduzir número de interrupções e controlar parâmetros de tensão e frequência, melhorando índices de qualidade de energia. (Perez, 2015)

Existem diferentes tipos de armazenadores de energia cujas capacidades de armazenamento (densidade de energia) e tempo de descarga, viabilizam um determinado tipo de aplicação. A Figura 33 apresenta os principais armazenadores. Os capacitores, por exemplo, possuem as maiores densidades de potência, porém lhes falta densidade de energia fazendo com que se descarreguem rapidamente. Esta característica é bastante útil para a utilização em sistemas de transmissão. No outro extremo, as células de combustível (*full cells*) fornecem energia por mais tempo, mas com potência menor. Por fim, as baterias se destacam por possuírem características intermediárias, com grande capacidade de armazenamento em relação ao peso o que as torna úteis para sistemas com restrição de espaço. (Sanij, 2019)

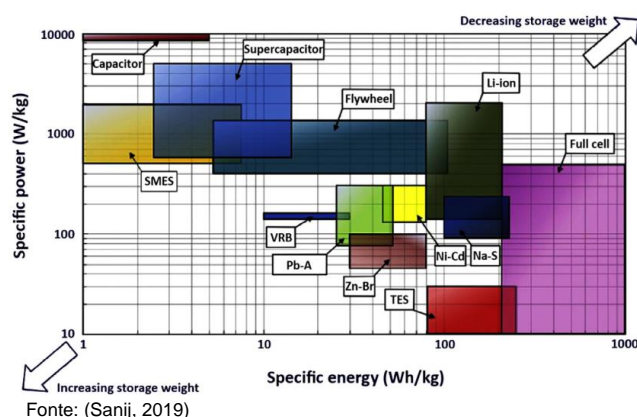


Figura 33 – Comparação de diferentes tipos de armazenadores em termos de energia específica e potência específica.²⁵

Segundo (Perez, 2015) de todos os armazenadores disponíveis as baterias são as que apresentam melhor custo-benefício para a utilização em sistemas fotovoltaicos. Seu custo de fabricação é relativamente baixo e possui tecnologia de fabricação

²⁵ Supercondutores (SMES – *Superconducting Magnetic Energy Storage*), volantes de inércia (*flywheels*), armazenamento térmico (TES – *Thermal Energy Storage*), célula de combustível (*full cell*), Bateria de fluxo (VRB – *Vanadium Redox Battery*), baterias de chumbo ácido (PB-A), baterias de íons de lítio (Li-ion), bateria de sódio-enxofre (Na-S), bateria de Níquel-cádmio (Ni-Cd), bateria de brometo de zinco (Zn-Br).

consolidada. Elas são dispositivos capazes de armazenar energia química e entregar energia elétrica por meio de um processo químico reversível de troca de elétrons, entre um terminal positivo (cátodo) e um negativo (ânodo). São eficientes, convenientes e confiáveis, fáceis de usar e precisam de pouca manutenção. Por outro lado, entre suas limitações estão alto custo em relação a energia elétrica, usam materiais tóxicos (como cobalto e chumbo) e vida útil restrita (Dehghani-Sanij et al, 2019).

Normalmente, para aplicação em GD, é utilizado um banco de baterias. Sua principal função é permitir que a energia gerada pela fonte intermitente possa ser entregue de maneira suave e equilibrada ao sistema evitando oscilações no fluxo de potência. Os bancos são formados por um conjunto de módulos em baixa tensão ligados em série ou paralelo a depender da característica desejada. Esse modelo em módulos é uma de suas vantagens pois permite aplicação em uma ampla faixa de tensão e potência. (Perez, 2015)

Existem diversos tipos de baterias adequadas as mais diversas funções. Algumas são utilizadas para descargas profundas, como as utilizadas para veículos elétricos, outras estacionárias com ciclos curtos para flutuações de tensão e esporádicos ciclos profundos de carga e descarga esperados para sistemas fotovoltaicos. Essas baterias são compostas por diferentes elementos químicos cujas características atribuídas proporcionam uma variedade de aplicações nos sistemas de potência. A Tabela 7 apresenta parâmetros considerados para a aplicação técnica das baterias. Basicamente os parâmetros a serem analisados são vida útil, durabilidade por ciclos, eficiência de carga/descarga e densidade de energia. Ainda é importante comparar os preços das baterias e custo dos conversores.

Tabela 7 – Parâmetros a serem considerados para escolher baterias.

Parâmetros	Tipos de baterias				
	PbSO ₄	NiCd	Íon-Li	NaS	Redox
Densidade de energia	baixa	baixa	alta	alta	baixa
Densidade de potência	alta	baixa	moderada	alta	baixa
Eficiência por ciclo	85%	75%	94%	92%	74%
Vida útil [anos]	6	11	14	20	18
Número de ciclos	1000	2000	10000	2500	13000
Auto descarga [%/dia]	0,05	0,4	0,1	0,05	0,1
Final de descarga	80%	80%	80%	100%	100%
Manutenção	1%	1%	0,8%	0,8%	1,5%
Custo	baixo	moderado	decrecente	baixos	moderados
Particularidade	Reciclável	Efeito memória	Risco de incêndio	Opera entre 300° C 360°C	Aplicações larga escala

Fonte: Adaptado de (Perez, 2015) e (Zinaman et al, 2020)

Dimensionamento do banco de baterias

Para sistemas solares a capacidade de armazenamento da bateria determina sua autonomia com a ausência de irradiação solar. Esta capacidade quantifica a corrente elétrica que pode ser retirada em determinado momento pela bateria, medida em (Ah) determina o número de horas que o sistema pode fornecer energia sem a presença de sol. É importante lembrar que as baterias estão em constante processo de descarga, devido a processos internos e, normalmente, descargas profundas podem

reduzir sua vida útil. A Figura 34 mostra a descarga natural de uma bateria de lítio A Bateria de Lítio Ítrio Fosfato de Ferro (Life YP04).



Fonte: <https://jlweletromax.com.br/>

Figura 34 – Descarga natural de uma bateria de lítio A Bateria de Life YP04.

Segundo (Perez, 2015), o conjunto de armazenamento representa aproximadamente 15% dos custos iniciais de instalação de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica. Se forem considerados os custos de manutenção esse percentual sobe para 46% devido a vida útil da bateria ser inferior à vida útil dos demais componentes do sistema, e devido ao comportamento não linear da geração renovável.

O dimensionamento das baterias, normalmente é mais aplicado para sistemas *off-grid*, porque é a única forma de *back-up* disponível para esses sistemas. Isso porque, um consumidor atendido por uma distribuidora somente teria interesse em colocar armazenamento se houvesse uma variação significativa dos preços da energia entre as horas de um mesmo dia. Contudo, o cálculo apenas se diferencia pelo tempo de atuação das baterias que nos sistemas de distribuição seriam de apenas algumas horas e nos sistemas isolados alguns dias (usual de 3 a 5 dias).

Para o dimensionamento primeiro precisamos encontrar as cargas. Em sistemas *off-grid* normalmente se escolhe as cargas prioritárias e soma-se suas potências. Outra forma é dimensionar o banco de acordo com a média do consumo mensal, exatamente da mesma forma que os painéis. Nesta tese, as potências dos painéis já foram dimensionadas, então a corrente das baterias pode ser encontrada por meio da equação 63.

$$I_{cargas}[Ah] = \frac{Pot_{painéis}[wp]}{V_{baterias}[V]} \cdot tempo\ de\ utilização\ (h) \quad eq. 63$$

I_{cargas} – Corrente de descarga necessárias para suprir as cargas.

$Pot_{painéis}$ – Potência de pico dos painéis da carga de acordo com a média do consumo mensal.

$V_{baterias}$ – Tensão de trabalho do banco, normalmente 12V ou 24V.

$tempo\ de\ utilização$ – é o tempo em horas que o banco precisará suportar as cargas.

Para sistemas em rede não existe necessidade de muitas horas de conexão. Pode-se estabelecer um período de 12h de autonomia para que o usuário não dependa da rede. É importante lembrar que o potencial de utilização de armazenamento será bastante amplificado nos sistemas de energia quando, no futuro, se implementarem a "Resposta da Demanda" com preços dinâmicos (preços horários dinâmicos). Isso

porque, apenas em alguns casos específicos (como em carga hospitalar, por exemplo) um usuário da rede teria interesse em armazenamento para fins de aumentar a confiabilidade do sistema.

Porém a corrente I_{cargas} ainda não é a corrente do banco, uma vez que as baterias não podem sofrer descargas profundas. Assim, é necessário definir uma descarga máxima de acordo com o tipo de bateria e a conservação de sua vida útil necessária. A Figura 35 mostra os efeitos das descargas profundas na vida útil de baterias de lítio e chumbo ácidas.

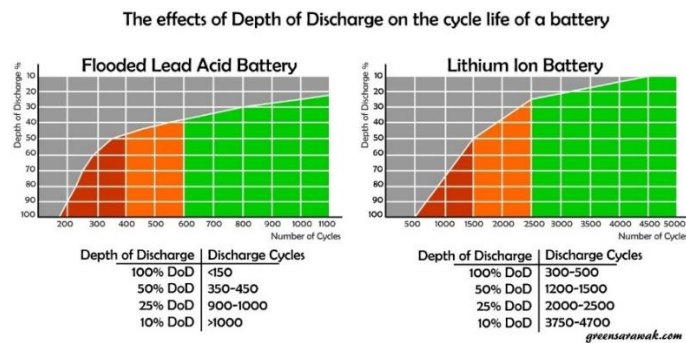


Figura 35 – Efeitos das descargas profundas na vida útil de baterias de lítio e chumbo ácidas.

Então a corrente de descarga necessária ao banco de baterias é:

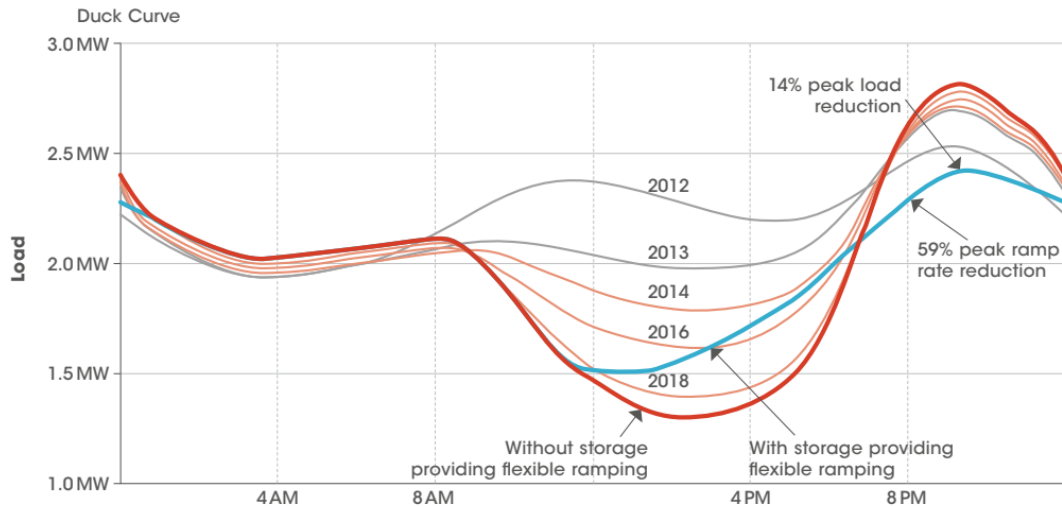
$$I_{Baterias}[Ah] = \frac{I_{cargas}}{\text{descarga profunda máxima}}$$

eq. 64

Por exemplo, se o banco for de baterias de chumbo ácidas, para uma descarga máxima estipulada de 50%, é preciso uma corrente de descarga $I_{Baterias}[Ah]$ que é o dobro da corrente de descarga $I_{cargas}[Ah]$.

6.2.1 Estudo de caso com baterias

Quando a penetração de fotovoltaica começa a aumentar o formato da curva de carga muda drasticamente para a chamada ‘curva de pato-solar’. Essa curva ‘pato’ é caracterizada por requisitos de rampa muito altos. O sistema desacelera pela manhã, com o aumento da geração solar, e volta a aumentar à noite com a demanda e o fim da exposição solar. Tecnologias flexíveis, como banco de baterias, ajudam a atenuar esses picos e assim achatar a curva. A Figura 36 mostra o exemplo da curva de ‘pato’ e o efeito do armazenamento. (IRENA, 2019)



Source: Sunverge (2015)
 Fonte: IRENA, 2019.

Figura 36 – Impacto na curva de pato de armazenamento de energia fornecendo rampa flexível, usando como exemplo um alimentador de 3 MW na Califórnia EUA.

- Inserção de Baterias – todas as cargas

As primeiras simulações com baterias foram realizadas com a inserção de baterias no ramo central de acordo com a Figura 37.

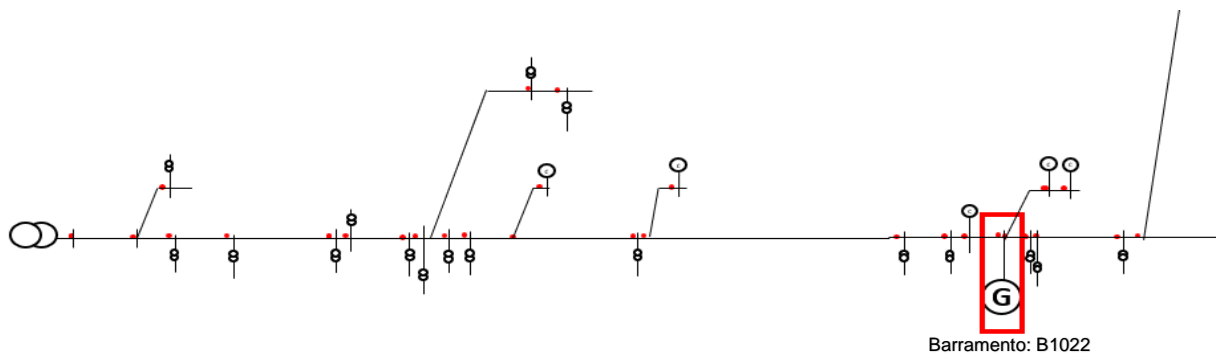


Figura 37 – Localização da geração/armazenamento no ramo principal do circuito na barra B1022.

As simulações foram realizadas da seguinte forma:

- Simulação sem participação fotovoltaica
- Inserção de 1000 kWp no gerador marcado na Figura 37

A curva de geração dos geradores está apresentada na Figura 38.

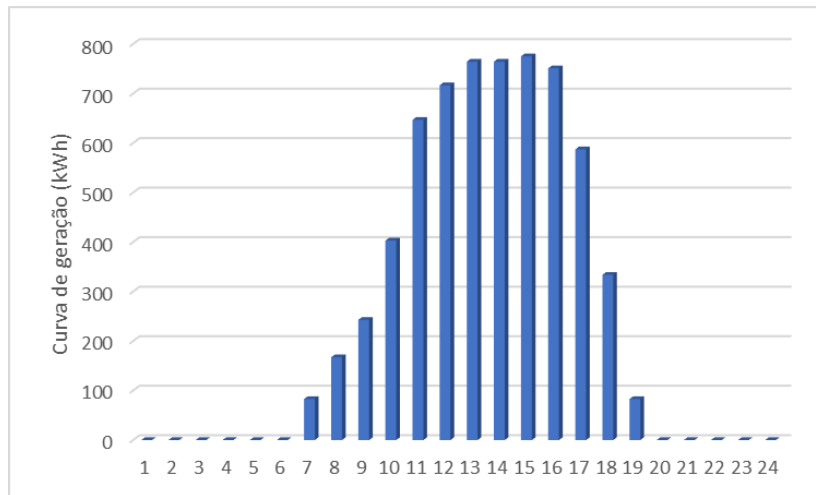


Figura 38 – Geração total em kWh dos painéis instalados.

- c. Troca dos geradores do item b por um banco de baterias com 1000 kW de armazenamento total e curva de carga/descarga apresentada pela Figura 39. Neste caso, o banco é carregado durante a madrugada e descarregado em horário comercial. Foi considerado que as baterias poderiam ser descarregadas em sua carga total.

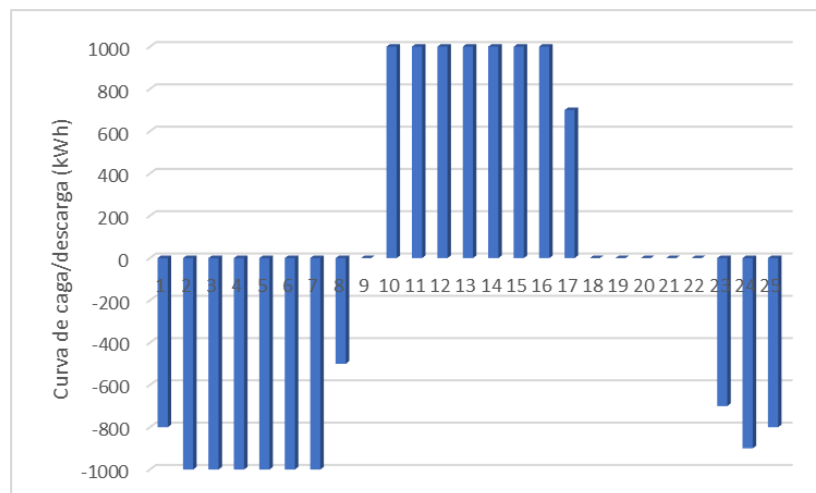


Figura 39 – Curva de carga/descarga do banco de baterias.

- d. Inserção no mesmo barramento (B1022) concomitante dos 1000 kWp de geração fotovoltaica e o banco de baterias

A Figura 40 apresenta as curvas de carga do alimentador nas simulações escolhidas. Intencionalmente, procuramos utilizar o banco de baterias como um esforço para horizontalizar a curva e reduzir o pico do sistema.

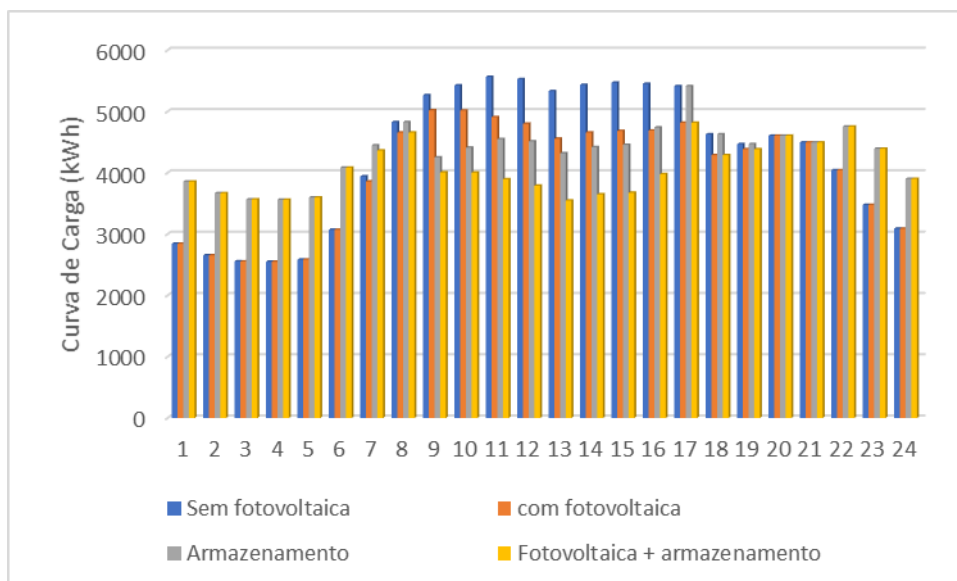


Figura 40 – Curvas de carga na entrada do alimentador.

- Inserção de Baterias – Sem o maior consumidor

A curva de carga desse alimentador é uma curva tipicamente industrial/comercial por isso não é facilmente visível o efeito ‘curva de pato’. Para conseguir avaliar nosso modelo tarifário com a possibilidade de amenização da ‘curva de pato’ o maior consumidor de média tensão foi removido e realizamos as seguintes simulações, mantendo a geração e banco de baterias no ponto mostrado pela Figura 37:

- Simulação sem participação fotovoltaica
- Inserção de 1000 kWp no gerador marcado na Figura 37
- Inserção concomitante dos 1000 kWp de geração fotovoltaica e o banco de baterias com capacidade máxima de armazenamento de 500 kW, conforme curva de carga/descarga apresentada na Figura 41.

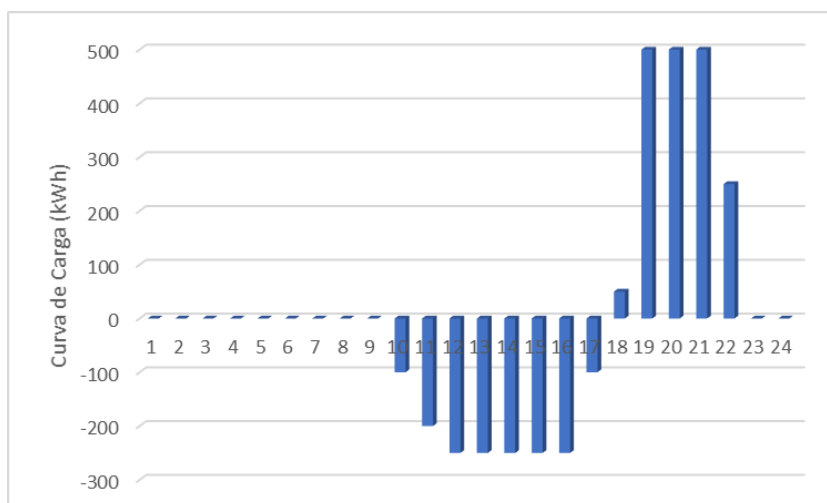


Figura 41 – Curva de carga/descarga do banco de baterias.

A Figura 42 apresenta as curvas de carga do alimentador nas simulações escolhidas. Intencionalmente, procuramos utilizar o banco de baterias como um esforço para horizontalizar a curva e reduzir o pico do sistema.

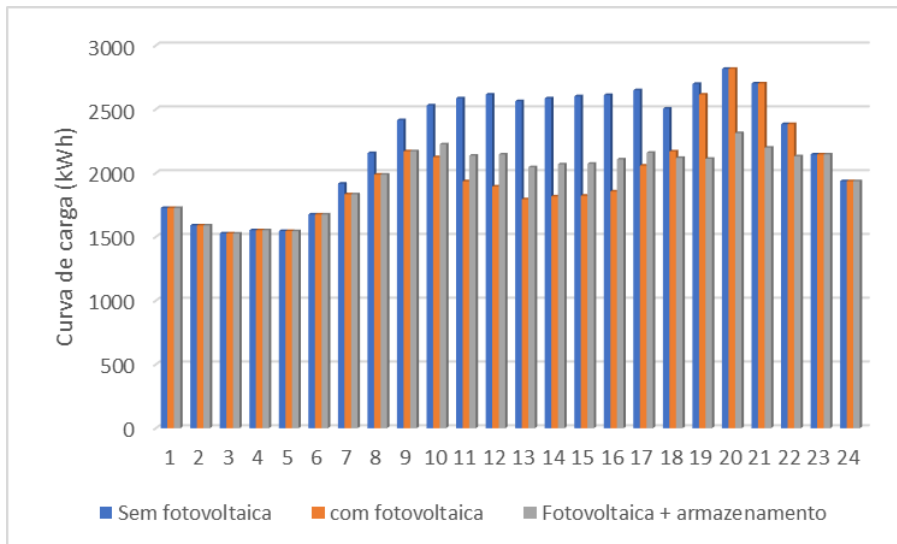


Figura 42 – Curvas de carga na entrada do alimentador.

7. TARIFAS

Este Capítulo apresenta os resultados das simulações de tarifas devido a entrada de energia fotovoltaica no sistema de distribuição. Os itens subsequentes apresentam uma discussão a respeito dos casos simulados e conclusões que podem ser tomadas a partir de então.

O custo base aproximado foi encontrado na Tabela 5 no Capítulo 5 de R\$ 1.544.289,93 a.a., ou R\$176,29/h, resultando numa tarifa média de R\$ 48,63/dia por usuário sem considerar efeito locacional, ou seja, se houvesse uma tarifa selo indiscriminada. Nesta tese escolhemos dividir os custos do sistema por hora para ver o comportamento das tarifas encontradas pelos modelos de acordo com a curva de carga dos usuários e seu comportamento à medida que a penetração de GD cresce. Contudo, as equações dos modelos de rateio MCAZ, MFAP e MFAD comportam a introdução de postos tarifários. Uma utilização mais usual seria centrar os custos da rede em horário de pico. Assim, todo o custo do sistema estaria submetido aos horários de maior demanda, os quais influenciam diretamente na necessidade de investimento em reforços no sistema.

As primeiras simulações mostram os resultados dos modelos sem GD. Em seguida, apresentamos os resultados com as penetrações percentuais aumentadas de acordo com os casos apresentados no Capítulo 6.

Apesar de inserirmos painéis tanto na média como na baixa tensões, as simulações de encargos se limitam a média tensão. Assim, os resultados de encargo consideram as cargas no 13,8kV e a curva de carga agregada dos transformadores MT/BT como cargas por barramento.

Como existem 87 barramentos, foram apresentados os resultados para apenas nove barras selecionadas para cada simulação. Os resultados completos estão no Anexo IV.

As nove barras monitoradas são: cinco pontos com curvas de perfil de carga típicas de consumidores residenciais (B1003, B1027, B1055, B1066 e B1102); para representar as cargas de média tensão, foram escolhidas as barras B1070 (maior consumidor) e B1120, esses pontos são típicos de consumidores industriais; e, os pontos B1002 e B1078 foram selecionados por terem os maiores consumidores de baixa tensão do sistema e que possuem perfil comercial de consumo. A Figura 43 mostra as curvas do perfil de carga dos pontos considerados.

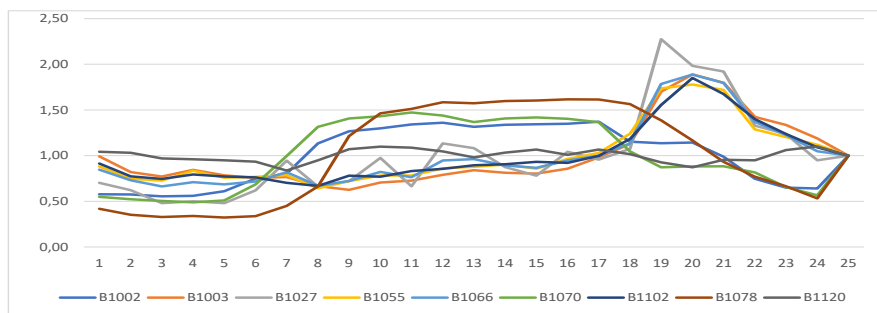


Figura 43 – Curvas de carga normalizadas.

7.1. Simulações sem a presença de geração fotovoltaica

Sem a presença de GD as simulações de tarifas foram realizadas para os três modelos de rateio (MCAZ, MFAP e MFAD) nos dois métodos de cálculo rastreamento (*tracing method*) e matriz de sensibilidade (*sensitivity matrix method*). Com elas procuramos verificar diferenças nos valores finais das duas metodologias de cálculo, bem como encontrar tarifas base para comparação dos três modelos de rateio. Por fim simulamos o rateio de perdas.

Sem a presença de GD, os fluxos de corrente nos ramos são unidirecionais e, conseqüentemente, as equações dos modelos MCAZ e MFAD produzem os mesmos resultados, porque sua formulação é totalmente dependente dos ramos utilizados para o atendimento ao usuário. Estes são apresentados na Tabela 8, na qual TL TM (R\$) representa os resultados totais dos encargos diários obtidos com o método de rastreo e TL SMM (R\$) representa os resultados totais dos encargos diários obtidos com o modelo de matriz de sensibilidade. Além das colunas para os pontos de medição, duas outras colunas foram incluídas: a coluna Σ_{77} fornece a soma das setenta e sete tarifas para os demais barramentos que não foram representados pelos pontos de medição; e a coluna Σ_{Total} apresenta a soma de todas as taxas a ser recebida pela concessionária no dia em questão.

Tabela 8 – Resultados de tarifa em reais/dia para os modelos MCAZ e MFAD.

	B1002	B1003	B1027	B1055	B1066	B1070	B1078	B1102	B1120	Σ_{77}	Σ_{TOTAL}
TL TM(R\$)	34,45	0,21	1,74	78,08	136,54	441,95	58,37	105,61	221,64	3.026,91	4.105,52
TL SMM(R\$)	34,45	0,20	1,75	78,01	136,62	442,16	58,59	105,51	221,38	3.026,86	4.105,52

É possível verificar que os valores advindos dos dois métodos (rastreamento e matriz de sensibilidade) são bastante próximos e aparentemente é possível escolher qualquer uma das abordagens de cálculo.

Em redes radiais, esses modelos calculam os custos cumulativos do ramal para cada instalação e, conseqüentemente, há uma diferença significativa entre as tarifas do ramal principal e do final do circuito. A Figura 44 mostra o valor dos encargos ao longo do alimentador.

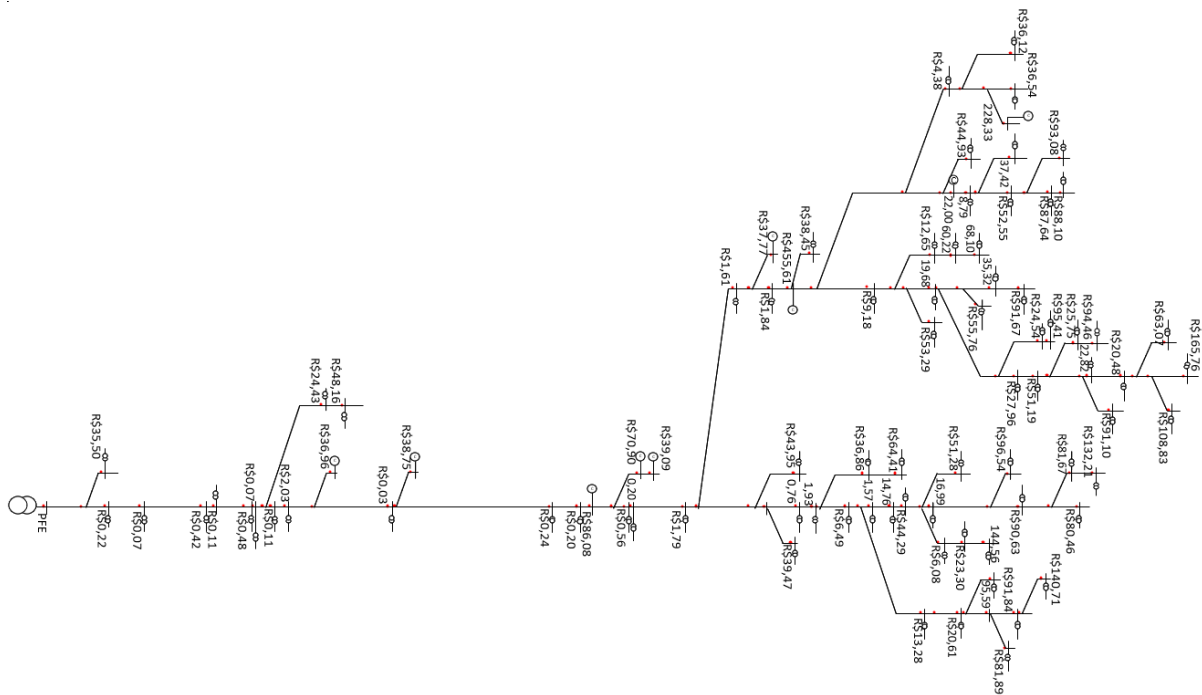


Figura 44 – Resultados de encargo dia reais para os modelos MCAZ e MFAD (sem participação de perdas).

Na Tabela 9 a média R\$/Ah. É claro que existe uma variação de carga horária nas barras devido à variação do fluxo total de acordo com a carga do sistema.

Tabela 9 – Resultados de tarifa R\$/Ah.

	B1002	B1003	B1027	B1055	B1066	B1070	B1078	B1102	B1120
R\$/Ah	1,0022	0,0141	0,1559	4,8997	6,8862	0,2003	1,1590	5,9650	0,8933

Observando os resultados, a falta de equidade de custos dentro de um alimentador tão curto pode ser ou não considerada uma vantagem, encorajando os prossumidores em busca de desconto a se localizar no final das ramificações dentro do sistema, ou como uma desvantagem pois pode ser mal interpretada como injusta pelos consumidores. Por exemplo, sem GD, este modelo sem cobrança de selo resultou em consumidores de baixa tensão localizados em B1003 pagando R\$ 0,0141/Ah, enquanto outros no B1055, com carregamento residencial semelhante (a carga média em B1002 é 0,578Ah e em B1055 é 0,663Ah) pagavam R\$ 4,8997/Ah. É importante salientar que este não é o valor total da tarifa a ser paga pois representa apenas a parcela do alimentador, mas pode trazer boas discussões.

Agora, a Tabela 10 mostra os valores de localização do MFAP encontrados em um dia útil. SP TM (R\$) são os valores selo obtidos com a metodologia de rastreamento e SP SMM valores selo obtidos com a metodologia de matriz de sensibilidade.

Tabela 10 – Resultados de tarifa em reais/dia para o modelo MFAP.

	B1002	B1003	B1027	B1055	B1066	B1070	B1078	B1102	B1120	Σ_{77}	Σ_{TOTAL}
TL TM(R\$)	0,23	0,09	0,74	2,19	2,97	182,65	5,40	2,81	27,36	182,93	407,38
SP TM(R\$)	27,42	5,99	4,43	7,41	9,02	1932,42	45,43	8,74	160,10	1.497,16	3.698,14
TOTAL	R\$										4.105,52
TL SMM(R\$)	0,23	0,09	0,75	2,19	2,97	182,95	5,40	2,71	27,09	181,92	406,29
SP SMM(R\$)	27,43	5,99	4,43	7,41	9,02	1932,99	45,44	8,75	160,15	1.497,60	3.699,22
TOTAL	R\$										4.105,52

Em geral, os fluxos líquidos em alimentadores são bastante inferiores a suas capacidades máximas. Portanto, o MFAP necessita de uma parcela selo significativa para recuperar o custo total do sistema. Essa característica distorce o sinal locacional embora permita uma maior similaridade entre tarifas de usuários com perfil semelhantes. Por exemplo, B1003 e B1055 têm carregamento semelhante sendo um pouco maior em B1055 e sua cobrança de selo postal é R\$ 5,99/dia e R\$ 7,41/dia, respectivamente. Já a tarifa locacional entre eles é muito diferente, como nos outros modelos, R\$ 0,09/dia e R\$ 2,19/dia, respectivamente. Isso mostra que o MFAP devido a sua parcela locacional também apresenta incentivo para os investidores em GD se localizarem no final do alimentador uma vez que penaliza usuários passivos na ponta da linha, ao mesmo tempo que constrói uma tarifa sem diferenças discrepantes devido à grande parcela selo advinda do carregamento que padroniza as diferenças entre os barramentos. A Figura 45 ilustra a variação do encargo locacional ao longo do alimentador, que também é cumulativo desde a entrada do alimentador até o barramento de consumo.

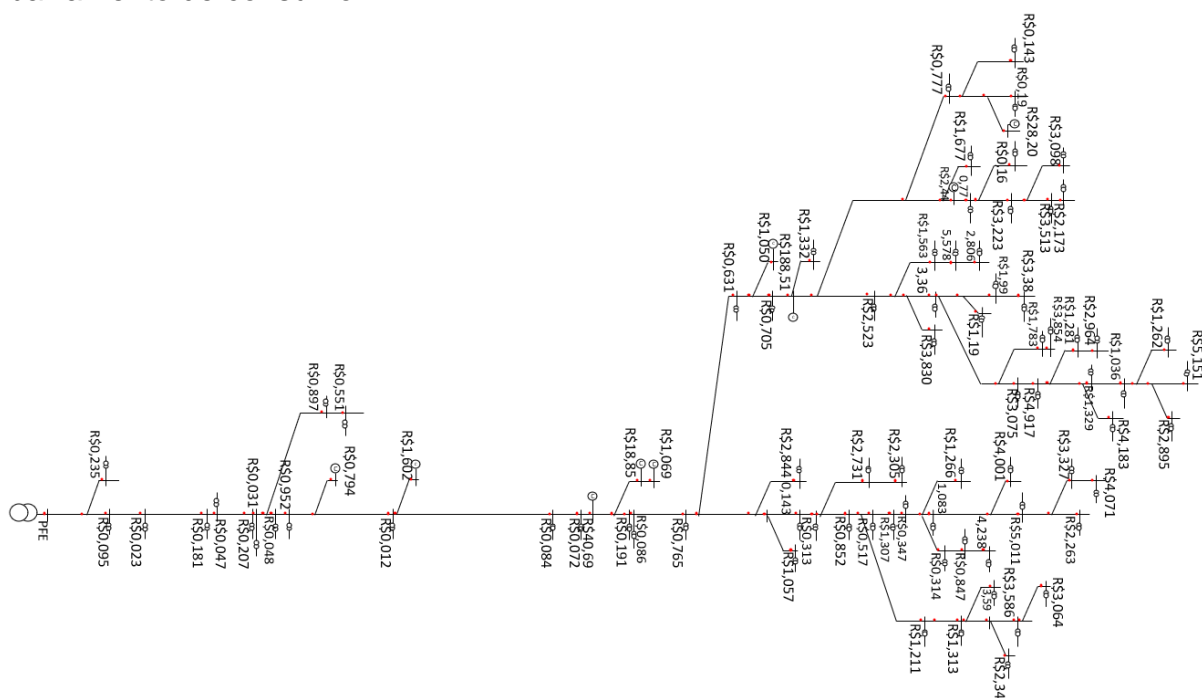


Figura 45 – Resultados de encargo dia reais para o modelo MFAP (sem participação de perdas).

A Tabela 11 apresenta os custos na base de R\$/Ah em cada ponto de medição e ilustra a tendência de maiores encargos serem aplicados em distâncias maiores da subestação. Isso porque, no modelo, os valores das tarifas são cumulativos em cada barramento, até o ponto de consumo. Neste caso o valor em R\$/Ah é fixo para todos os horários, porque as alterações horárias têm valores muito pequenos, não refletindo antes da sétima casa decimal as diferenças.

Tabela 11 – Resultados de tarifa R\$/Ah.

	B1002	B1003	B1027	B1055	B1066	B1070	B1078	B1102	B1120
R\$/Ah	0,0066	0,0062	0,0668	0,1378	0,1497	0,0829	0,1068	0,1587	0,1104

Por fim, observando os resultados das Tabela 8 e Tabela 10 é possível verificar que as tarifas encontradas dos modelos simulados (MCAZ, MFAD e MFAP) com o método rastreamento e matriz de sensibilidade apresentaram pequenas variações. As duas abordagens também precisam dos mesmos dados de entrada: resultados de fluxo de potência e matriz de incidência nodal. Com isso, o uso de qualquer uma das abordagens parece ser apenas uma questão de preferência. O próximo item trata das diferenças entre os métodos de cálculo e o porquê da escolha de um deles para as comparações dos modelos de rateio.

Os resultados do rateio de perdas obtidos para o caso sem GD são apresentados na Tabela 12, onde T_{perdas} (R\$) representa os resultados do rateio de perdas. A soma da tarifa por carregamento mais a tarifa por perdas indica como esses modelos de rateio cobrem os custos diários totais da Concessionária de R\$ 4230,93/dia.

Tabela 12 – Resultado tarifa perdas (R\$/dia).

	B1002	B1003	B1027	B1055	B1066	B1070	B1078	B1102	B1120	Σ_{77}	Σ_{TOTAL}
T _{PERDAS} (R\$)	0,05	0,09	0,78	0,92	1,02	30,21	1,41	0,98	4,22	85,74	125,42

7.2. Simulações com geração fotovoltaica

7.2.1. Comparação entre os métodos de cálculo

O objetivo dessas simulações é estabelecer a diferença de premissa entre os métodos de cálculo propostos: rastreamento e matriz de sensibilidade. Foram rodadas simulações com os dois métodos (rastreamento e matriz de sensibilidade) – acrescentamos aqui o método de matriz de sensibilidade com valores em módulo para comparação – e os três modelos de rateio. Terminamos com o modelo de rateio de perdas.

Para começar a comparação verificamos que os três modelos de rateio escolhidos possuem uma componente com condição na qual, ao menos, parte da tarifa é zerada para o usuário que apresenta fluxo oposto ao fluxo da linha. Isto significa que suas tarifas são zero caso alivie o sistema de distribuição. Contudo, para comparar os métodos de cálculo (método de rastreamento e método de matriz de sensibilidade) é interessante encontrar as tarifas para o gerador sem utilizar essa condição no valor final do encargo. Assim, primeiro fizemos simulações com os dois métodos de cálculo, sem qualquer componente selo e ignorando a condição de sentido de fluxo imposta pelos modelos de rateio.

Sem a condição de fluxo temos dois modelos basicamente, um com participação selo postal e um sem participação selo, i. e., apenas tarifa locacional. Como o cálculo do selo postal não considera nem a posição do usuário, nem se utiliza dos métodos de rateio, para a comparação será utilizado o modelo de tarifa locacional total sem valor residual.

Considere o exemplo no qual dez painéis com 100kWp cada são inseridos no ramal principal do circuito com as mesmas condições de geração apresentadas no Capítulo 6, resultando na potência de geração descrita na Figura 47.

Para esta condição os painéis não influenciaram uma inversão de fluxo na linha, contribuindo apenas para a redução da carga, Figura 46.

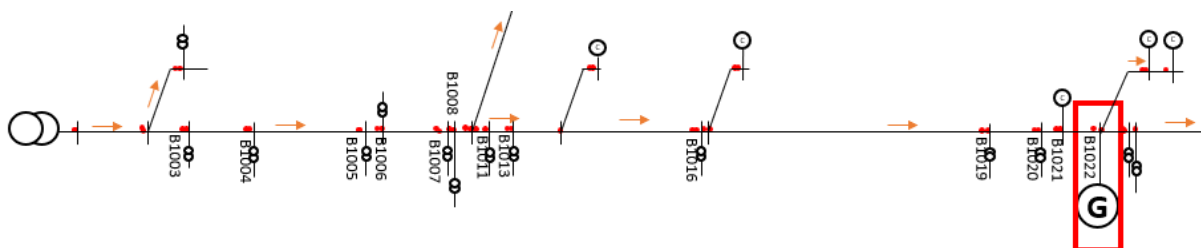


Figura 46 – Fluxo de potência elétrica.

O método de rastreamento calcula a participação em módulo do fluxo de corrente do usuário com o somatório dos módulos dos fluxos de corrente para todas as linhas a montante gerando uma tarifa horária proporcional. Trabalhando apenas com módulos, essa tarifa é sempre positiva e neste caso de gerador isolado (sem carga) segue a mesma forma de curva de geração dos painéis, Figura 47.

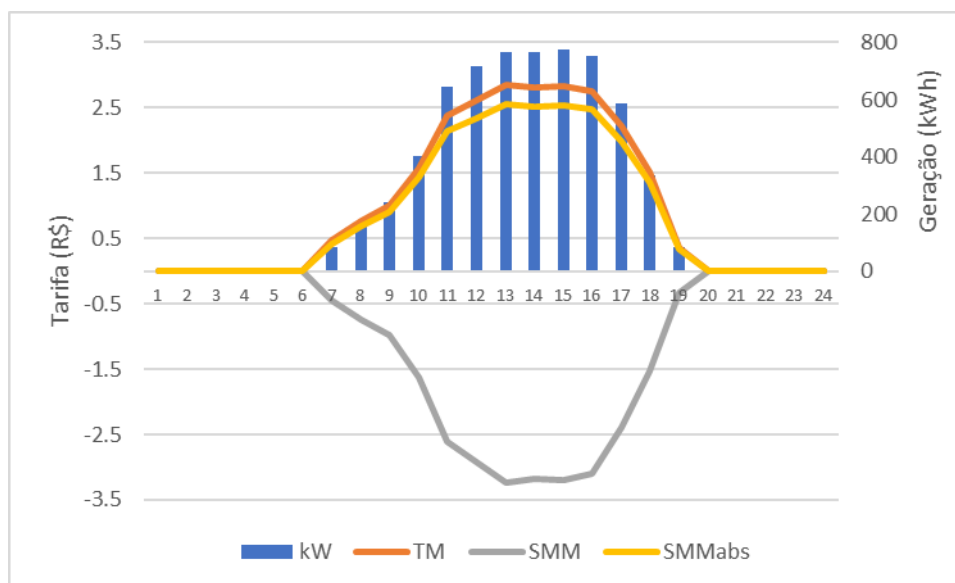


Figura 47 – Tarifa para B1022 pelo método de rastreamento sem condição de fluxo inverso.

Já o método de matriz de sensibilidade, calcula a variação horária da interação entre o módulo das correntes do usuário e as correntes nas linhas em todos os circuitos do alimentador. Neste caso, pela formulação analítica mostrada no Capítulo 5, os valores reais das partes ativa e reativa das correntes são usados, o que possibilita variação negativa nessas relações, (SMM, Figura 47). Os autores do modelo AMP-Milha (Sotkiewicz & Vignolo, 2006) entenderam que a geração dentro de um alimentador deveria ser interpretada como aumento virtual na capacidade do circuito e assim o usuário gerador seria recompensado por essa participação, sem, no entanto, prejudicar a empresa de distribuição que receberia seu valor integral. O valor

pago ao gerador seria acrescido as tarifas dos demais usuários da rede com receita gerada seguindo o padrão da curva de geração.

Ainda na Figura 47, testamos um modelo de matriz de sensibilidade usando valores absolutos da matriz (SMMabs, Figura 47). Assim, as tarifas negativas foram suprimidas e podemos verificar que os métodos de rastreo e matriz de sensibilidade (em módulo) possuem valores próximos e seguem a mesma curva da geração.

Pela Tabela 13 é possível verificar que os três métodos de cálculo ressarcem os custos diários totais da concessionária e sua escolha dependeria de premissas de critérios sociais e econômicos definidas para o cálculo das tarifas.

Tabela 13 – Resultados de tarifa sem condição de fluxo inverso para os métodos de rastreamento e matriz de sensibilidade.

	B1002	B1003	B1022	B1027	B1055	B1066	B1070	B1078	B1102	B1120	Σ_{77}	Σ_{TOTAL}
TL TM(R\$)	34,45	0,21	24,16	1,69	78,03	136,49	429,40	58,09	105,56	220,60	3.017,51	4.106,18
TL SMM(R\$)	34,47	0,20	-26,29	1,80	78,09	136,73	456,53	58,98	105,60	222,63	3.037,45	4.106,18
TL SMMabs(R\$)	34,45	0,19	21,69	1,71	77,97	136,58	431,33	58,34	105,47	220,49	3.017,96	4.106,18

Com a redução das perdas de 3.161kWh no caso sem GD, para 2.929kWh, o rateio das perdas gera encargos negativos no G1 (Tabela 14). Isso pode ser considerado um benefício ao gerador decorrente da redução das perdas no circuito.

Tabela 14 – Resultado tarifa perdas (R\$/dia).

	B1002	B1003	B1022	B1027	B1055	B1066	B1070	B1078	B1102	B1120	Σ_{77}	Σ_{TOTAL}
T _{PERDAS} (R\$)	0,05	0,09	-4,00	0,79	0,94	1,03	30,76	1,43	0,99	4,28	88,39	124,75

Após essa análise, sem a condição de sentido de fluxo, vamos fazer as próximas simulações recolocando-as porque nossos três modelos de rateio se baseiam nessa premissa. Assim, agora, com a condição de sentido de fluxo dos modelos de rateio testados na tese, MCAZ e MFAP, independentemente do método de cálculo, apresentaram zero como tarifa de localização do usuário gerador em B1022, conforme Tabela 15 e Tabela 16. Pelas tabelas é possível observar que a condição de sentido de fluxo inibiu o surgimento de tarifas negativas.

Tabela 15 – Resultados tarifa MCAZ.

	B1002	B1003	B1022	B1027	B1055	B1066	B1070	B1078	B1102	B1120	Σ_{77}	Σ_{TOTAL}
TL TM(R\$)	34,46	0,21	0,00	1,74	78,09	136,56	442,03	58,41	105,63	221,68	3.027,38	4.106,18
TL SMM(R\$)	34,46	0,20	0,00	1,75	78,02	136,65	442,72	58,63	105,53	221,46	3.026,78	4.106,18
TL SMMabs(R\$)	34,46	0,20	0,00	1,75	78,02	136,65	442,72	58,63	105,53	221,46	3.026,78	4.106,18

Tabela 16 – Resultados MFAP.

	B1002	B1003	B1022	B1027	B1055	B1066	B1070	B1078	B1102	B1120	Σ_{77}	Σ_{TOTAL}
TL TM(R\$)	0,23	0,09	0,00	0,74	2,19	2,97	182,73	5,41	2,81	27,37	183,00	407,54
SP TM(R\$)	25,51	5,60	234,91	6,24	7,12	9,31	1804,60	42,32	7,78	155,75	1.399,50	3.698,64
TOTAL	R\$											4.106,18
TL SMM(R\$)	0,23	0,08	0,00	0,75	2,19	2,97	183,03	5,41	2,72	27,09	181,54	406,01
SP SMM(R\$)	25,53	5,60	235,01	6,24	7,12	9,32	1805,35	42,33	7,79	155,81	1.400,08	3.700,17
TOTAL	R\$											4.106,18
TL SMMabs(R\$)	0,23	0,08	0,00	0,75	2,19	2,97	183,03	5,41	2,81	27,37	182,79	407,63
SP SMMabs(R\$)	25,51	5,60	234,90	6,24	7,12	9,31	1804,56	42,31	7,78	155,74	1.399,46	3.698,55
TOTAL	R\$											4.106,18

No caso do modelo MFAD apenas parte da tarifa é submetida a condição de sentido de fluxo mantendo a parcela T_1 definida pela localização do usuário no circuito. A parcela T_2 que distribui a reserva do circuito entre os usuários da linha não é

submetida a condição e mantém, sem empecilhos, a tarifa negativa ao usuário em B1022, Tabela 17.

Tabela 17 – Resultados MFAD.

	B1002	B1003	B1022	B1027	B1055	B1066	B1070	B1078	B1102	B1120	Σ_{77}	Σ_{TOTAL}
TL TM(R\$)	34,45	0,21	22,66	1,70	78,04	136,49	430,19	58,11	105,56	220,67	3.018,12	4.106,18
TL SMM(R\$)	34,47	0,20	-25,70	1,80	78,08	136,73	456,21	58,97	105,60	222,60	3.037,22	4.106,18
TL SMMabs(R\$)	34,45	0,19	21,21	1,71	77,97	136,58	431,62	58,35	105,47	220,51	3.018,14	4.106,18

De acordo com esses resultados, apesar dos métodos parecerem equivalentes em sistemas sem participação de GD, seu cálculo funciona de modo diferenciado, podendo gerar resultados bastante distintos com a inserção de GD.

Ao analisarmos as discussões em torno da REN 482/2012, descritos na Introdução, o regulador tende a preferir modelos que não tragam *payback* no encargo de uso da rede. Assim, como não estamos analisando investimentos futuros a procura de um ótimo global, e sim avaliando investimentos individuais dos consumidores com limite ao seu consumo mensal, os próximos itens apenas apresentam os resultados com os métodos de rastreamento e sensibilidade em módulo.

As próximas simulações mostram o nível de penetração de energia fotovoltaica do maior para o menor consumidor. Nestas simulações a geração acrescentada na baixa tensão, não será vista por consumidor individualmente. São analisados os resultados em 13,8kV. Assim, estamos assumindo que a carga/geração é dada pelas curvas de carga dos transformadores de MT/BT. Entretanto, quando da inserção em consumidores MT, os painéis foram colocados como outro agente no mesmo barramento do consumo. Isso não causa qualquer dano ao resultado global, uma vez que os resultados de todas as metodologias testadas são tarifas por barramento e não por consumidor individual.

7.2.2. Comparação entre os modelos de rateio

Penetração crescente e espalhada de geração fotovoltaica

Para as simulações com penetração crescente de fotovoltaica realizamos as simulações de dois métodos de cálculo: rastreamento e matriz de sensibilidade em módulo; e com os três modelos de rateio. Iniciamos este item com o rateio das perdas.

a. Resultado das Perdas

A Tabela 18 mostra o rateio dos resultados das perdas. Com a GD, a carga do sistema foi reduzida de 102.742 kWh para 72.835 kWh com 20% de penetração de DG, e a perda foi reduzida de 3.161 kWh para 2.394 kWh. Em todos os casos, as perdas representaram cerca de 3% do carregamento total do sistema, sendo que em 20% de penetração as perdas representaram 3,3% (maior valor).

Tabela 18 – Resultado tarifa perdas (R\$/dia).

1% de penetração											
POS	B1002	B1003	B1027	B1055	B1066	B1070	B1078	B1102	B1120	Σ_{77}	Σ_{TOTAL}
T _{PERDAS} (R\$)	0,03	0,09	0,77	0,91	1,00	30,04	2,25	0,96	4,20	83,93	124,17
5% de penetração											
T _{PERDAS} (R\$)	0,05	0,08	0,63	0,74	2,26	30,90	1,11	0,96	4,26	85,07	126,05
10% de penetração											
T _{PERDAS} (R\$)	0,08	0,13	1,05	1,22	0,71	26,67	1,34	-0,37	4,09	92,51	127,42
20% de penetração											
T _{PERDAS} (R\$)	0,07	0,06	0,73	0,93	0,82	35,07	1,47	0,54	4,54	104,61	148,83

b. Modelo MCAZ

Na Tabela 19 estão os resultados dos encargos diários para o modelo MCAZ.

Tabela 19 – Resultados MCAZ.

1% de penetração											
	B1002	B1003	B1027	B1055	B1066	B1070	B1078	B1102	B1120	Σ_{77}	Σ_{TOTAL}
TL TM(R\$)	34,35	0,21	1,75	78,12	136,60	446,11	47,17	107,32	222,53	3.032,60	4.106,76
TL SMMabs(R\$)	34,35	0,20	1,76	78,05	136,68	446,11	47,75	107,17	222,37	3.032,33	4.106,76
5% de penetração											
TL TM(R\$)	34,33	0,20	1,10	81,59	122,48	457,78	38,78	110,33	224,52	3.033,77	4.104,88
TL SMMabs(R\$)	34,33	0,18	1,12	87,56	122,49	457,29	39,07	109,84	224,54	3.028,44	4.104,88
10% de penetração											
TL TM(R\$)	34,32	0,20	1,10	100,67	133,05	482,59	52,03	94,80	233,87	2.970,87	4.103,51
TL SMMabs(R\$)	34,32	0,27	1,12	101,72	131,55	466,97	47,62	95,74	230,32	2.993,88	4.103,51
20% de penetração											
TL TM(R\$)	34,14	0,16	1,11	100,29	131,14	499,69	50,57	98,12	228,94	2.937,95	4.082,10
TL SMMabs(R\$)	34,14	0,16	1,13	99,16	130,26	498,33	50,35	98,10	229,23	2.941,22	4.082,10

Os resultados da Tabela 19 não mostram grandes variações na tarifa com o aumento da penetração de GD. Isso é explicado pela geração que ocorre apenas durante os períodos de sol e pela dispersão dos painéis ao longo do alimentador.

É importante notar que, mesmo com a presença de módulos de GD, o modelo MCAZ produz variações significativas de valores entre os diferentes nós do sistema com perfis e carregamentos semelhantes. Isso também pode ser visto ao comparar os valores de B1003 e B1055, o que a princípio seria difícil explicar tamanha diferença tarifária entre os consumidores.

No entanto, o modelo reflete corretamente a área de influência de uma GD. A Figura 48 mostra o limite de influência da GD instalada em B1002. Este nó possui painéis a partir de 1% de penetração de GD, e apresenta inversão de fluxo a partir desse ponto. De acordo com esse modelo, enquanto os usuários em B1002 absorvem todo o custo da barra em que estão localizados, eles recebem uma tarifa local zero da primeira barra. Com isso sua tarifa reduz, mas jamais chega a zero (Figura 49).

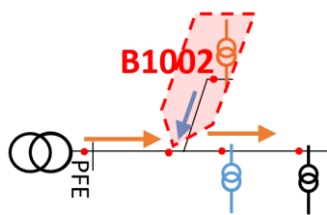


Figura 48 – Área de influência da GD.

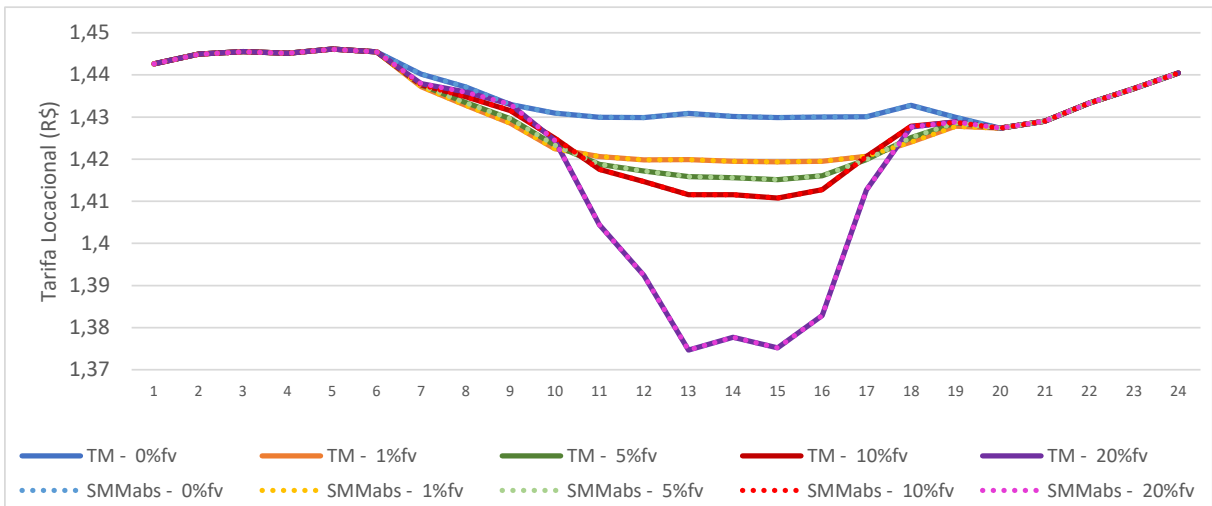


Figura 49 – Resultados de tarifa do nó B1002, modelo MCAZ.

O resultado do limite de GD também pode ser visto em B1078, na qual novamente os clientes têm painéis a partir de 1% da penetração de GD. No entanto, há inversão de fluxo apenas a partir de 5% de penetração, conforme mostrado pelas Figura 50 e Figura 51.

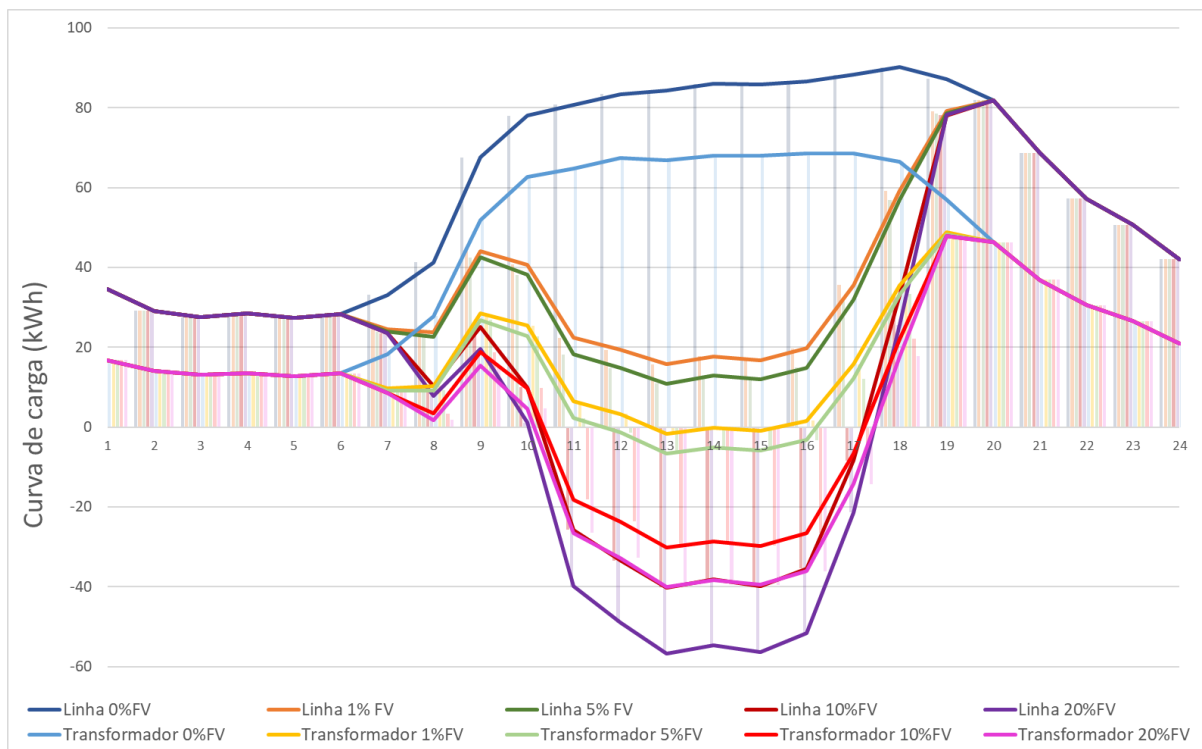
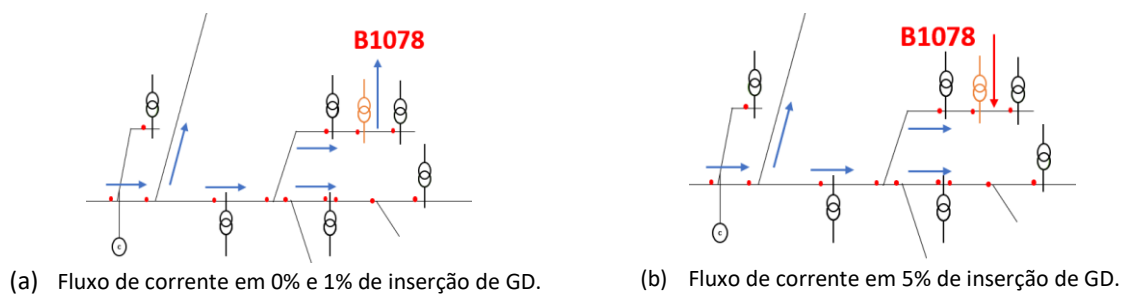
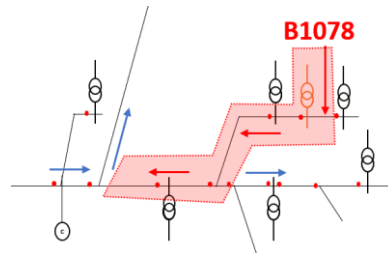


Figura 50 – Fluxo de potência ativa nos resultados do ramo B1078.





(c) Fluxo de corrente em 10% e 20% de inserção de GD.
 Figura 51 – Área de influência da GD.

Os resultados de MCAZ apresentados na Figura 52 mostram a inversão de fluxo. Com 5% de penetração é possível verificar, pela Figura 50, que a potência ativa entregue pelos módulos de GD, possui um fluxo inverso do fluxo na linha, gerando tarifa zero desde B1078 até o ponto de alimentação. Isso mostra que para este exemplo, portanto, gera-se um encargo zero que reflete a redução de carga. Além disso, analisando os resultados a 10% de penetração, quando há inversão de corrente na linha (Figura 51) e consequente responsabilização da GD, o modelo gera uma cobrança por esta inversão, mas também gera tarifa zero nos ramos a montante com base em sua redução de carga.

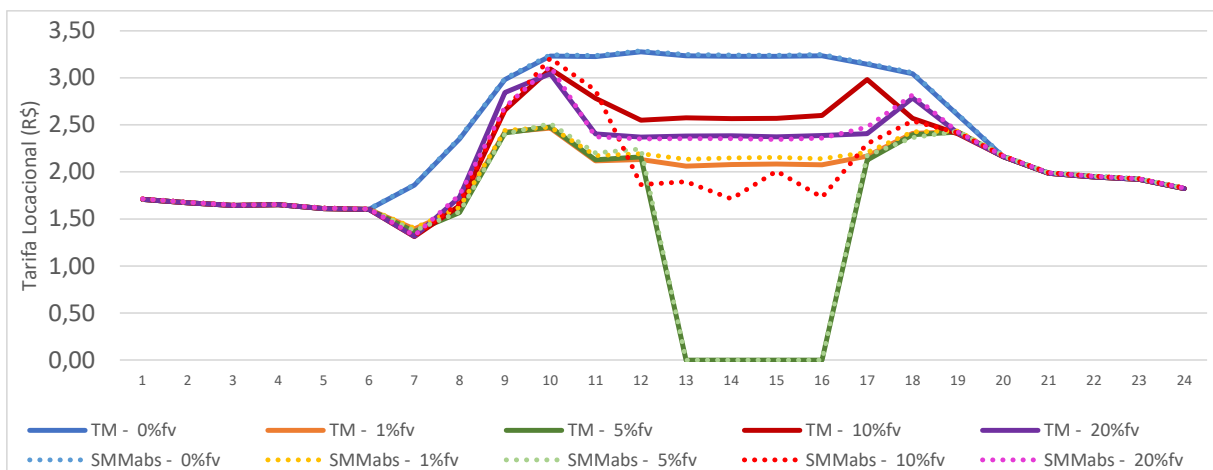


Figura 52 – Resultados de tarifa do nó B1078, modelo ZCAM.

O MCAZ considera a participação da GD em todos os ramos a montante. Assim, quanto mais ramos com a presença de GD em um mesmo alimentador, mais difícil é o valor final da tarifa ser zero. O ponto de medição B1055 encontra-se localizado em um ramo do circuito com muita presença de GD (Figura 23 do Capítulo 6) e a inversão do fluxo no ramo se inicia em 5% de penetração (Figura 53), com isso a área de influência da GD se expande, como pode ser observado na Figura 54.

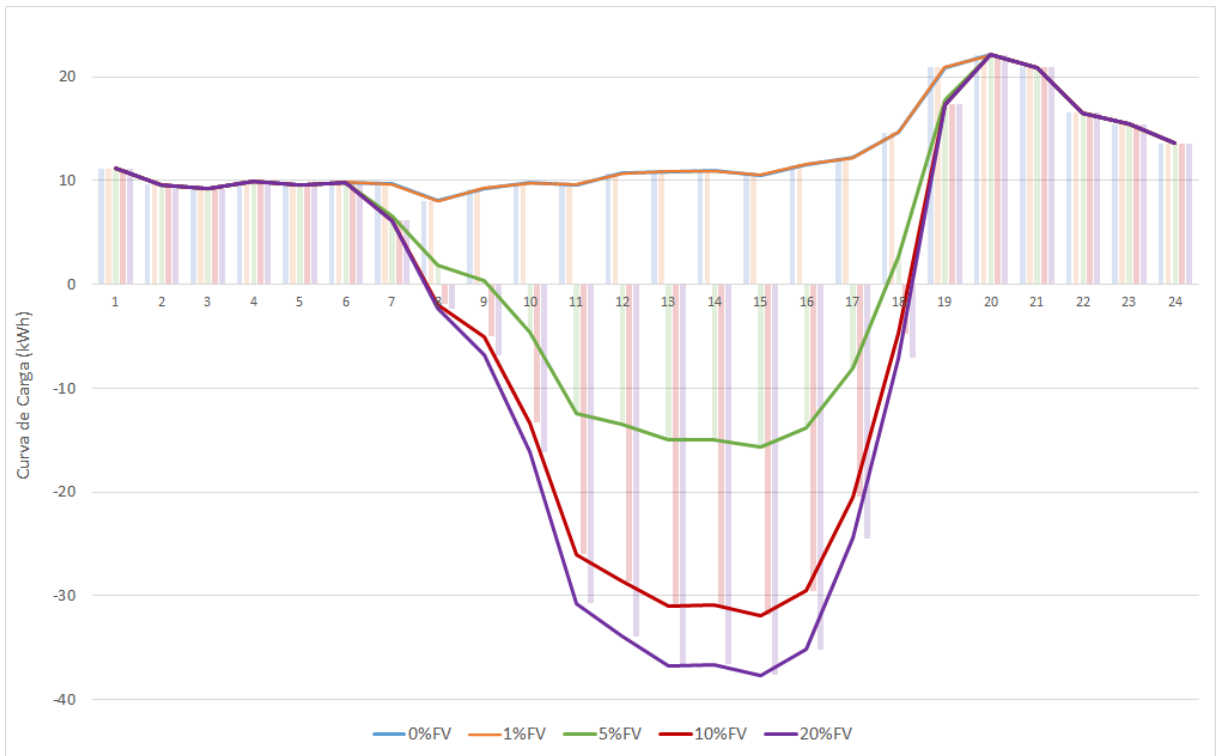


Figura 53 – Fluxo de potência ativa nos resultados do ramal B1055.

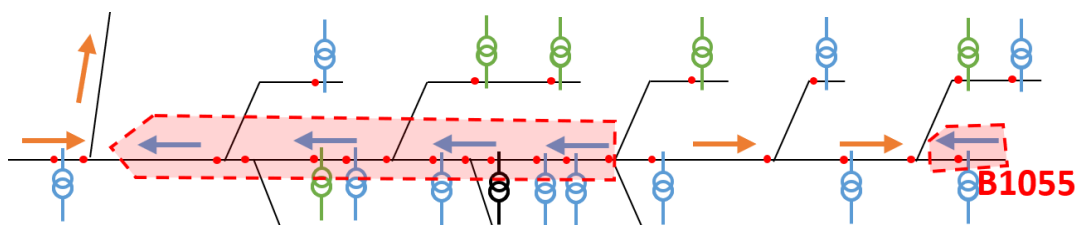


Figura 54 – Área de influência da GD.

As tarifas de B1055 refletem sua utilização a montante, considerando sua participação na inversão de fluxos mesmo que não contíguos. A Figura 55 apresenta os resultados da tarifa horária para o nó B1055 neste ramo.

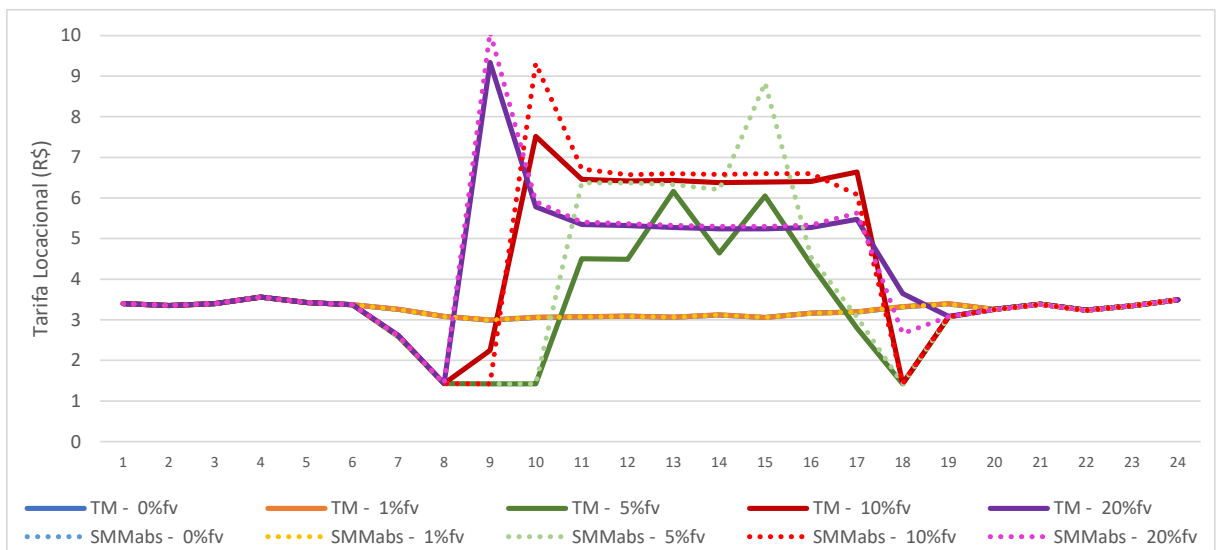


Figura 55 – Resultados de tarifa do nó B1055, modelo ZCAM.

a. Modelo MFAD

Na Tabela 20 estão os valores dos pontos de monitoramento para o modelo.

Tabela 20 – Resultados encargo dia MFAD.

1% de penetração											
	B1002	B1003	B1027	B1055	B1066	B1070	B1078	B1102	B1120	Σ_{77}	Σ_{TOTAL}
TL TM(R\$)	34,46	0,21	1,75	78,12	136,60	445,37	47,06	106,75	222,38	3.034,07	4.106,76
TL SMMabs(R\$)	34,47	0,20	1,75	78,04	136,67	443,58	47,41	105,84	221,86	3.036,95	4.106,76
5% de penetração											
TL TM(R\$)	34,46	0,20	2,31	89,92	122,79	448,71	41,68	108,04	223,43	3.033,36	4.104,88
TL SMMabs(R\$)	34,46	0,18	2,32	91,99	122,70	447,68	44,12	107,35	223,36	3.030,70	4.104,88
10% de penetração											
TL TM(R\$)	34,45	0,20	2,54	103,49	130,17	456,57	53,45	96,07	226,17	3.000,41	4.103,51
TL SMMabs(R\$)	34,44	0,25	2,31	103,65	127,45	431,76	48,37	96,86	222,48	3.035,94	4.103,51
20% de penetração											
TL TM(R\$)	34,26	0,22	2,45	100,92	130,18	439,66	52,38	97,50	221,99	3.002,53	4.082,10
TL SMMabs(R\$)	34,14	0,16	1,13	99,16	130,26	498,33	50,35	98,10	229,23	2.941,22	4.082,10

Como no MCAZ, a grande variação de cargas entre os diferentes ramos do circuito permanece, na presença de GD. Este modelo é parecido com o anterior, assim, pode-se notar, nas Tabela 19 e Tabela 20, que B1070 e B1120, que são consumidores MT e nunca receberam painéis, pagam mais à medida que a penetração de GD aumenta de 0% para 10%. Isso acontece porque nesses modelos os valores reduzidos aos geradores são reorganizados para outros consumidores passivos. Contudo, em 20% de penetração há uma grande variação de prossumidores no sistema e muitas regiões do alimentador apresentam inversão de fluxo (Figura 31, Capítulo 6) reduzindo o desconto para os investidores e aliviando os custos dos consumidores passivos.

b. Modelo MFAP

O modelo MFAP tem semelhanças com o MCAZ no sentido de que sua tarifa locacional só taxa prossumidores com a mesma direção de fluxo carga/linha. A Tabela 21 mostra os resultados.

Tabela 21 – Resultados encargo dia MFAP – SMM.

1% de penetração											
	B1002	B1003	B1027	B1055	B1066	B1070	B1078	B1102	B1120	Σ_{77}	Σ_{TOTAL}
TL SMMabs(R\$)	0,17	0,09	0,75	2,19	2,97	182,49	3,46	2,81	27,37	180,83	403,12
SP SMMabs(R\$)	32,30	6,07	4,49	7,50	9,13	1956,89	19,36	8,86	162,13	1.496,91	3.703,64
TOTAL	R\$										4.106,76
5% de penetração											
TL SMMabs(R\$)	0,17	0,08	0,42	1,74	2,13	181,62	2,82	2,81	27,36	168,41	387,56
SP SMMabs(R\$)	12,12	4,80	5,23	5,35	5,68	2039,08	25,49	9,06	174,12	1.436,40	3.717,32
TOTAL	R\$										4.104,88
10% de penetração											
TL SMMabs(R\$)	0,17	0,12	0,42	2,31	2,19	178,32	2,49	2,07	27,33	161,00	376,42
SP SMMabs(R\$)	27,23	18,16	15,38	19,62	25,94	1348,31	40,82	22,67	149,66	2059,30	3.727,09
TOTAL	R\$										4.103,51
20% de penetração											
TL SMMabs(R\$)	0,17	0,06	0,42	2,49	2,28	175,50	2,56	2,07	27,02	141,17	353,73
SP SMMabs(R\$)	27,24	18,17	15,39	19,63	25,95	1348,77	40,83	22,68	149,71	2060,01	3.728,37
TOTAL	R\$										4.082,10

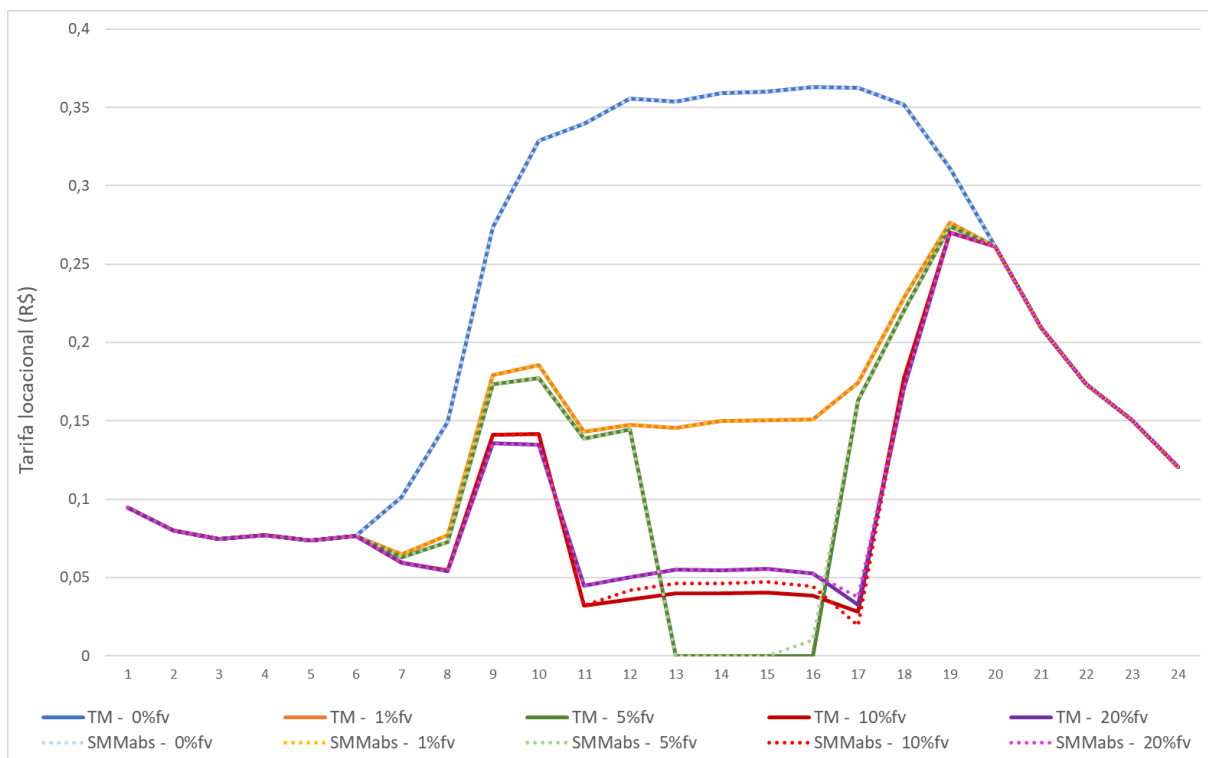


Figura 56 – Resultados MFAP barra B1078.

O MFAP possui um valor de custo residual significativo distribuído de acordo com a participação proporcional dos usuários no horário de pico do sistema. O pico no caso sem GD foi às 11h devido ao consumidor industrial em B1070 (Figura 57). Com a penetração de GD, o horário de pico varia, sendo o último às 20h com 20% de penetração de GD.

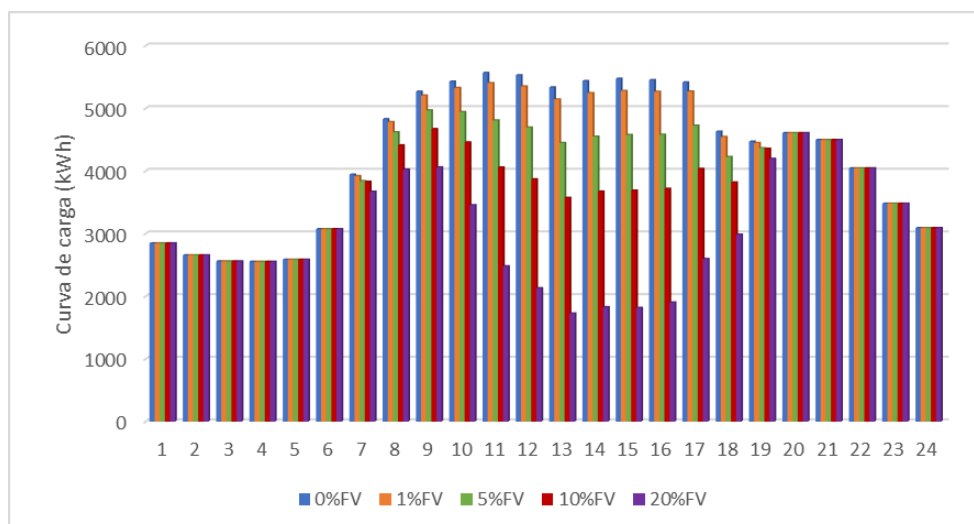


Figura 57 – Potência na entrada do alimentador de acordo com o grau de penetração da GD.

Neste caso, a variação do horário de ponta beneficiou alguns usuários enquanto outros foram penalizados pela penetração da GD. O consumidor em B1070 beneficiou de uma redução nos custos fixos da sua rede quando o horário de ponta passou do horário normal de trabalho para as 20h com 10% de penetração de GD. Os usuários em B1078 se beneficiam quando o horário de pico se encontra no período de geração

solar, uma vez que neste ramo há investidores em GD, porém sua tarifa remanescente é maior quando o horário de pico passa para as 20h. Em B1003, os consumidores residenciais também passam a pagar mais tarifas de rede quando o horário de pico chega às 20h.

Esses resultados demonstram que uma tarifa composta em parcela locacional e na participação nos horários de pico pode influenciar decisões dos consumidores com relação a localização de investimentos em energia alternativa e em seu comportamento como consumidor, influenciando os consumidores a mudar seus hábitos dependendo do horário de ponta do sistema.

Inserção de geração fotovoltaica no maior consumidor de média tensão

Para essas simulações utilizamos os métodos de rastreamento e matriz de sensibilidade em módulo nos modelos MCAZ, MFAP, MFAD. Também, fizemos o rateio das perdas.

O maior consumidor MT possui capacidade para 12.627 kWp nos painéis de energia para cumprir todo seu consumo mensal. Como pode ser visto pela Figura 58 esse número de painéis e valor de geração incorreu em retorno de energia pela entrada do sistema. Assim, torna-se interessante analisar quais são as possibilidades de formação de preço que tornariam esta situação justa a todos. A Tabela 22 mostra o resultado MCAZ.

Tabela 22 – Resultado encargo dia MCAZ.

	B1002	B1003	B1027	B1055	B1066	B1070	B1078	B1102	B1120	Σ_{77}	Σ_{TOTAL}
TL TM(R\$)	35,54	0,19	1,51	79,94	140,38	533,00	58,21	108,31	220,28	3.062,14	4.239,52
TL SMMabs(R\$)	35,48	0,15	1,31	79,77	140,36	331,69	58,98	108,23	219,73	3.263,82	4.239,52

Neste caso, como visto no Capítulo 6, ocorreu inversão de fluxo para alguns horários. Assim os resultados dessa inversão, tanto no ramal ao qual pertence o maior consumidor de MT, quanto nos ramos imediatamente anteriores, podem ser vistos nas Figura 58 e Figura 59. A Tabela 23 apresenta os resultados horários do modelo, na qual é possível ver que o comportamento do modelo é o esperado com tarifação zerada para todos os barramentos anteriores ao B1070, o qual absorve a totalidade dos custos para estes horários.

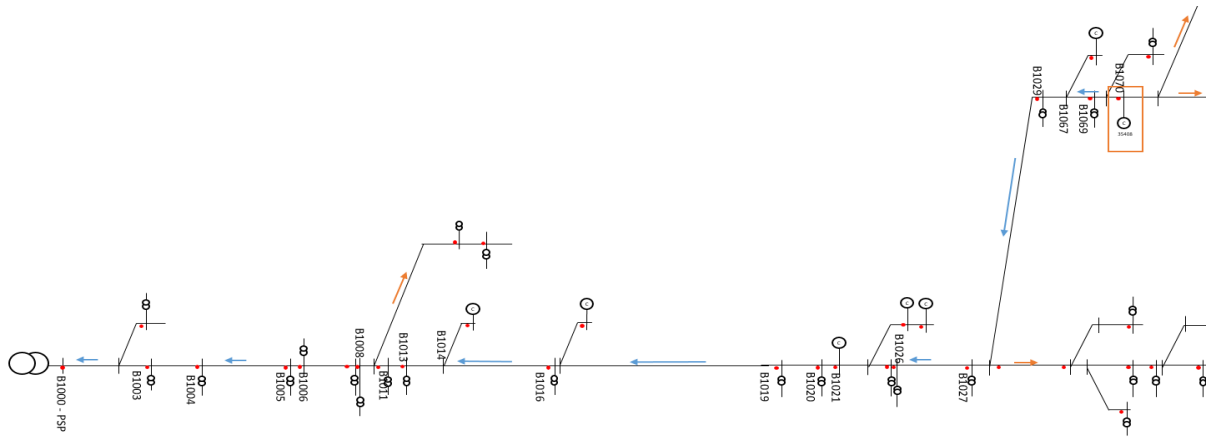


Figura 58 – Fluxo de potência ativa e tarifas horárias de 'fluxo positivo'.

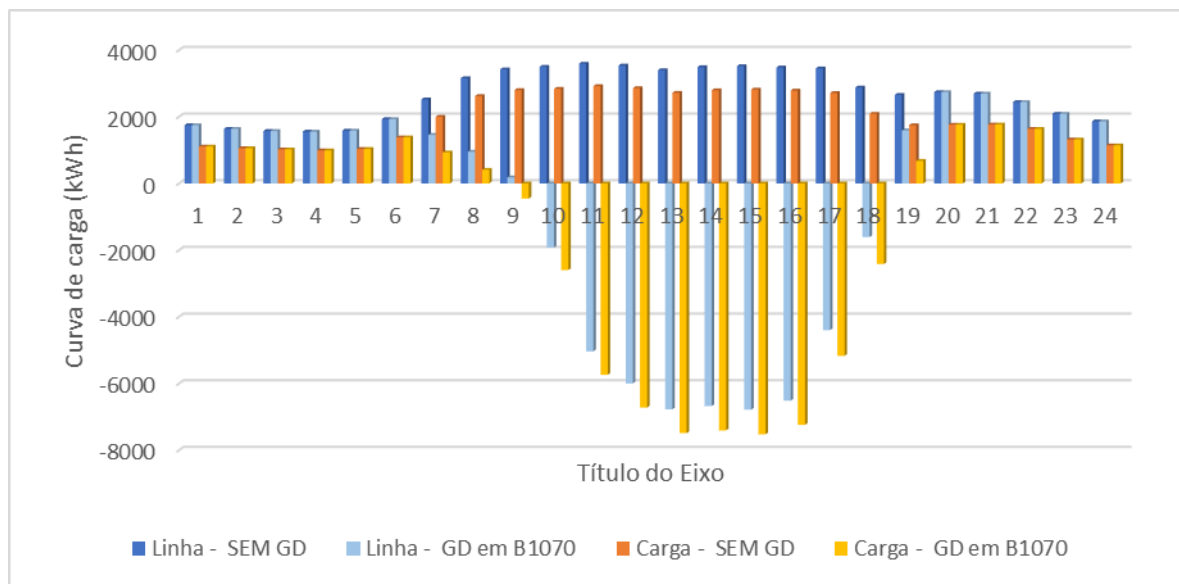


Figura 59 – Fluxo de potência ativa nos resultados do ramal B1070.

Tabela 23 – Resultados horários do modelo MCAZ para o método de rastreamento.

	B1003	B1004	B1005	B1006	B1007	B1008	B1011	B1013	B1016	B1019	B1020	B1021	B1029	B1069	B1070
0	0,01139	0,00632	0,02351	0,00525	0,02412	0,00286	0,006	0,06852	0,00147	0,02259	0,01868	2,96745	0,08608	0,0962	15,6943
1	0,01027	0,00683	0,02423	0,00531	0,02555	0,0031	0,00641	0,07224	0,00159	0,02448	0,02014	3,04961	0,08058	0,08923	16,1488
2	0,01011	0,00714	0,02435	0,0049	0,02606	0,00315	0,00655	0,0783	0,00165	0,02544	0,02095	3,06332	0,07663	0,087	16,2553
3	0,01098	0,00712	0,02393	0,00497	0,02608	0,00324	0,00634	0,08764	0,00165	0,02538	0,0209	2,96744	0,07627	0,08591	15,7556
4	0,01024	0,007	0,02291	0,00485	0,02551	0,00313	0,00647	0,08467	0,00163	0,0251	0,02066	3,05693	0,07521	0,08572	16,2306
5	0,00822	0,00472	0,01905	0,00438	0,02123	0,00283	0,00573	0,07364	0,00137	0,01683	0,01381	3,46172	0,06542	0,07199	18,3335
6	0,00603	0,00038	0,01256	0,00357	0,01524	0,00247	0,00448	0,06619	0,00101	0,00147	0,00131	3,70575	0,0417	0,04921	22,4927
7	0,00536	0,00026	0,01282	0,00315	0,01636	0,00268	0,00431	0,08412	0,00098	0,00095	0,00083	4,27754	0,02625	0,03156	19,4595
8	0,00466	0,00013	0,013	0,00272	0,01738	0,00287	0,00412	0,10153	0,00094	0,00042	0,00034	4,82271	0,01064	0,01371	16,3052
9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	16,2201
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9,11227
11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9,00828
12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8,87964
13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8,90843
14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8,91529
15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8,87944
16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8,63209
17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,55413
18	0,01112	0,00333	0,01718	0,00625	0,01805	0,00262	0,00386	0,07101	0,00083	0,01182	0,00979	2,69065	0,07532	0,08035	18,1865
19	0,01291	0,00379	0,01792	0,00588	0,01959	0,00277	0,00377	0,0741	0,00087	0,01337	0,01118	2,83911	0,09123	0,11303	15,0151
20	0,01263	0,0039	0,0177	0,00596	0,01857	0,00257	0,004	0,07295	0,0009	0,01379	0,01135	2,93421	0,08799	0,10543	15,5377
21	0,01131	0,00441	0,01883	0,00518	0,01987	0,00255	0,00447	0,07345	0,00102	0,01566	0,01279	3,05377	0,082	0,10298	16,1944
22	0,0123	0,00508	0,0212	0,00579	0,02123	0,00258	0,00487	0,07025	0,0012	0,01835	0,01492	2,85572	0,08992	0,10664	15,1542
23	0,01238	0,00575	0,0232	0,00553	0,02276	0,00286	0,00542	0,0715	0,00134	0,02066	0,01688	2,7941	0,08458	0,10288	14,821
RS/dia	0,15	0,07	0,29	0,07	0,32	0,04	0,08	1,15	0,02	0,24	0,19	48,54	1,15	1,39	331,69

Os resultados do modelo de MFAD estão na Tabela 24. Este modelo apresentou o mesmo comportamento horário de MCAZ. Lembrando que neste modelo os barramentos com tarifa de fluxo zero possuem tarifa de reserva T_2 .

Tabela 24 – Resultados do modelo MFAD.

	B1002	B1003	B1027	B1055	B1066	B1070	B1078	B1102	B1120	Σ_{77}	Σ_{TOTAL}
TL TM(R\$)	35,56	0,21	1,72	80,24	140,77	479,70	60,38	108,71	226,56	3.105,67	4.239,52
TL SMMabs(R\$)	35,51	0,16	1,44	79,95	140,58	373,24	60,13	108,42	223,02	3.217,07	4.239,52

A Tabela 25 mostra o resultado MFAP. O valor de SP para B1070 passa de R\$1.932,42 no caso sem GD para R\$1.381,96 devido a alteração do horário de pico que passou de 11h da manhã para 20h neste caso. Isso aliviou um pouco a tarifa total diária do consumidor investidor que passou de R\$ 2.115,08 para R\$1.637,37. Mais uma vez, esses resultados demonstram que uma tarifa composta em parcela locacional e carregamento nos horários de pico pode influenciar decisões de investimento em energia alternativa e comportamento como consumidor.

Tabela 25 – Resultados do modelo MFAP.

	B1002	B1003	B1027	B1055	B1066	B1070	B1078	B1102	B1120	Σ_{77}	Σ_{TOTAL}
TL TM(R\$)	0,19	0,07	0,51	1,87	2,58	255,41	3,26	2,37	20,43	132,71	419,41
SP TM(R\$)	27,91	18,62	15,77	20,11	26,59	1381,96	41,83	23,24	153,39	2.110,70	3.820,11
TOTAL	R\$										4.239,52
TL SMMabs(R\$)	0,18	0,06	0,49	1,91	2,62	125,80	3,91	2,47	22,27	343,61	503,31
SP SMMabs(R\$)	27,30	18,21	15,42	19,67	26,00	1351,61	40,92	22,73	150,02	2.064,34	3.736,21
TOTAL	R\$										4.239,52

Os resultados das perdas estão dispostos na Tabela 26. Apesar de não existirem perdas negativas a variação dos índices da matriz de sensibilidade, devido a inversão de fluxo, distribuiu tarifas de perdas negativas para vários usuários da rede entregando um custo total de perdas abaixo de zero, mas com um valor pequeno, R\$ 8,59.

Tabela 26 – Resultado tarifa perdas (R\$/dia).

	B1002	B1003	B1027	B1055	B1066	B1070	B1078	B1102	B1120	Σ_{77}	Σ_{TOTAL}
T _{PERDAS} (R\$)	0,05	0,49	3,48	4,22	4,83	21,98	5,02	4,66	9,76	-63,08	-8,59

7.3. Simulação de tarifa locacional com presença de baterias

Como apresentado no Capítulo 6 seção 6.2.1, duas sequências de simulações foram realizadas com presença de banco de baterias. A primeira com todas as cargas e uma segunda sem o maior consumidor de média tensão (consumidor localizado em B1070). Para essas simulações, também, utilizamos os métodos de rastreamento e matriz de sensibilidade em módulo nos modelos MCAZ, MFAP, MFAD. Por fim, fizemos o rateio das perdas.

7.3.1. Armazenamento e todas as cargas

A Tabela 27 apresenta os resultados de MCAZ para a situação com todas as cargas. Lembrando que, de acordo com a Figura 40, nesta primeira sequência de resultados a curva de carga do alimentador apenas atenuou o pico com a presença dos painéis e banco de baterias. Isso ocorre porque como o consumidor em B1070 é bastante grande ele leva a curva de carga no horário de trabalho para patamares superiores. Pela Tabela 27 é possível ver que os resultados para modelo sem presença de fotovoltaica e com 1000 kWp localizados em B1022 apenas repetem os resultados obtidos nos itens deste Capítulo: 7.1 e 7.2.1. Eles foram reproduzidos aqui apenas para facilitar a comparação com a situação com baterias. Por fim, novamente, é possível ver que não existem grandes variações entre as tarifas com a inserção das baterias, apenas no usuário localizado em B1022, no qual os painéis e banco foram inseridos, que existe uma diferença mais clara. A Figura 60, demonstra o comportamento horário das tarifas deste novo usuário. Observe que com a presença de geração pura ou entrega de energia pelo banco o modelo MCAZ zera a tarifa do usuário, e, que durante o carregamento do banco na madrugada é gerada uma tarifa de consumo a este. Pelo gráfico é necessário ver que as tarifas para as situações apenas com armazenamento (ARM) e com armazenamento e geração FV (ARM+FV) são praticamente iguais em valores e restringem-se igualmente aos horários de carregamento do banco.

Tabela 27 – Tarifa locacional modelo MCAZ com todas as cargas.

Sem fotovoltaica												
	B1002	B1003	B1022	B1027	B1055	B1066	B1070	B1078	B1102	B1120	Σ_{77}	Σ_{TOTAL}
TL SMMabs(R\$)	34,45	0,20	0,00	1,75	78,01	136,62	442,16	58,59	105,51	221,38	3.026,86	4.105,52
Com fotovoltaica												
TL SMMabs(R\$)	34,46	0,20	0,00	1,75	78,02	136,65	442,72	58,63	105,53	221,46	3.026,78	4.106,18
Com armazenamento												
TL SMMabs(R\$)	34,44	0,18	50,07	1,62	77,80	136,38	422,35	58,31	105,28	217,52	3.002,16	4.106,10
Com fotovoltaica e armazenamento												
TL SMMabs(R\$)	34,43	0,17	49,70	1,63	77,79	136,36	423,15	58,34	105,27	217,56	3.000,89	4.105,28

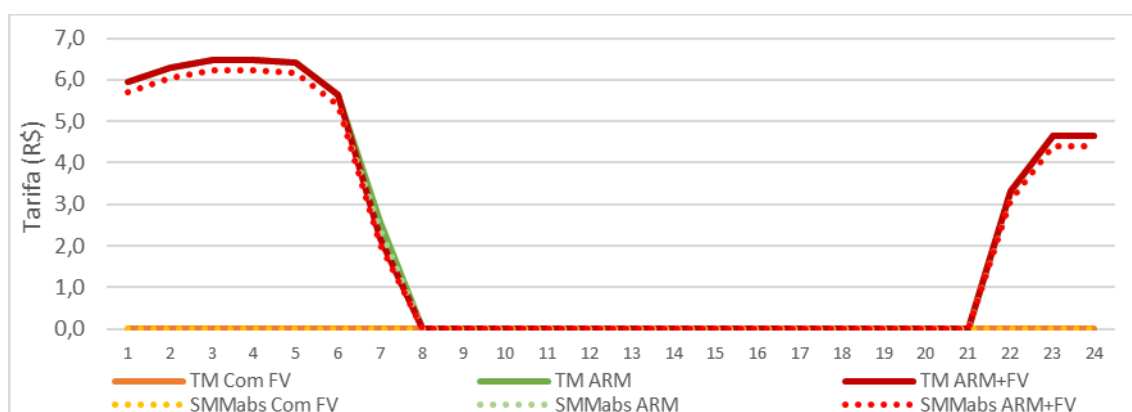


Figura 60 – Tarifa MCAZ barra B1022.

A Tabela 28 apresenta o resultado para o modelo MFAD e a Figura 61 mostra a variação horária das tarifas do usuário em B1022. Neste caso, a tarifa é sempre positiva e acompanha os horários de geração e/ou armazenamento devido a presença

da parcela T_2 , a qual refere-se a reserva do sistema e não está submetida a condição de sentido de fluxo.

Tabela 28 – Tarifa locacional modelo MFAD com todas as cargas.

Sem fotovoltaica												
	B1002	B1003	B1022	B1027	B1055	B1066	B1070	B1078	B1102	B1120	Σ_{77}	Σ_{TOTAL}
TL SMMabs(R\$)	34,45	0,20	0,00	1,75	78,01	136,62	442,16	58,59	105,51	221,38	3.026,86	4.105,52
Com fotovoltaica												
TL SMMabs(R\$)	34,45	0,19	21,21	1,71	77,97	136,58	431,62	58,35	105,47	220,51	3.018,14	4.106,18
Com armazenamento												
TL SMMabs(R\$)	34,43	0,17	73,75	1,58	77,74	136,31	409,69	58,00	105,22	216,47	2.992,74	4.106,10
Com fotovoltaica e armazenamento												
TL SMMabs(R\$)	34,41	0,17	88,17	1,56	77,69	136,24	402,74	57,83	105,16	215,84	2.985,47	4.105,28

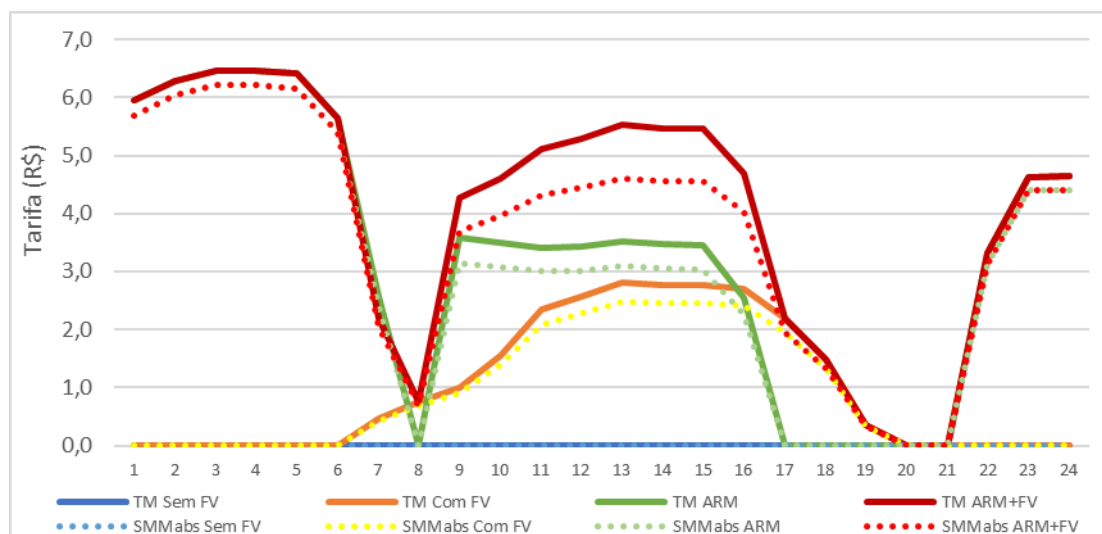


Figura 61 – Tarifa MFAD barra B1022.

A Tabela 29 apresenta os resultados do modelo MFAP. Este modelo possui a parcela locacional igual as demais e o selo postal vinculado ao consumo de pico. Neste caso, o pico com fotovoltaica ficou as 11h da manhã gerando tarifa selo para os painéis em B1022. Com armazenamento e armazenamento com fotovoltaica o horário de pico ficou as 17h, gerando tarifa na condição com painéis uma vez que havia geração.

Tabela 29 – Tarifa locacional modelo MFAP com todas as cargas.

Sem fotovoltaica												
	B1002	B1003	B1022	B1027	B1055	B1066	B1070	B1078	B1102	B1120	Σ_{77}	Σ_{TOTAL}
TL SMMabs(R\$)	0,23	0,09	0,00	0,75	2,19	2,97	182,95	5,40	2,81	27,36	183,26	408,00
SP SMMabs(R\$)	27,42	5,99	0,00	4,43	7,41	9,02	1932,10	45,42	8,74	160,08	1.496,91	3.697,51
TOTAL	R\$											4.105,52
Com fotovoltaica												
TL SMMabs(R\$)	0,23	0,08	0,00	0,75	2,19	2,97	183,03	5,41	2,81	27,37	182,79	407,63
SP SMMabs(R\$)	25,51	5,60	234,90	6,24	7,12	9,31	1804,56	42,31	7,78	155,74	1.399,46	3.698,55
TOTAL	R\$											4.106,18
Com armazenamento												
TL SMMabs(R\$)	0,23	0,09	20,10	0,75	2,19	2,97	183,01	5,41	2,81	27,36	182,92	427,83
SP SMMabs(R\$)	28,45	8,21	0,00	6,47	9,88	11,96	1818,54	49,22	10,65	159,31	1.575,60	3.678,27
TOTAL	R\$											4.106,10
Com fotovoltaica e armazenamento												
TL SMMabs(R\$)	0,23	0,08	19,92	0,75	2,19	2,97	182,99	5,41	2,81	27,36	182,12	426,84
SP SMMabs(R\$)	25,90	7,48	328,61	5,89	8,99	10,89	1656,10	44,90	9,70	145,08	1.434,91	3.678,44
TOTAL	R\$											4.105,28

A Tabela 30 apresenta os resultados do rateio de perdas para o caso com todas as cargas e inserção de fotovoltaica e solar. Observe que aqui existe a possibilidade

de tarifas negativas as quais podem ser consideradas receita para o gerador ou armazenador.

Tabela 30 – Rateio das perdas (R\$/dia).

Sem fotovoltaica												
	B1002	B1003	B1022	B1027	B1055	B1066	B1070	B1078	B1102	B1120	Σ_{77}	Σ_{TOTAL}
T _{PERDAS} (R\$)	0,05	0,09	0,00	0,78	0,92	1,02	30,21	1,41	0,98	4,22	85,73	125,42
Com fotovoltaica												
T _{PERDAS} (R\$)	0,05	0,09	-4,00	0,79	0,94	1,03	30,76	1,43	0,99	4,28	88,39	124,75
Com armazenamento												
T _{PERDAS} (R\$)	0,05	0,08	0,20	0,72	0,86	0,93	30,04	1,34	0,90	4,06	85,66	124,83
Com fotovoltaica e armazenamento												
T _{PERDAS} (R\$)	0,05	0,08	-1,94	0,71	0,85	0,93	30,95	1,35	0,90	4,13	87,64	125,65

7.3.2. Armazenamento sem o maior consumidor

Sem a maior carga MT as simulações seguem as curvas de carga apresentadas na Figura 42 (seção 6.2.1) nas quais podemos ver o efeito da curva de pato com a presença exclusiva de geração fotovoltaica.

Para este caso, a Tabela 31 apresenta os resultados do modelo MCAZ nesta situação. Observe que para todos os casos a tarifa do usuário B1022, o qual recebeu os painéis e os armazenadores é zero. Isso ocorreu porque, para o caso com painéis a presença da geração apenas aliviou o sistema e com o armazenamento ocorre o mesmo (a presença dos armazenadores alivia o sistema ao enviar energia nos horários de pico – entre 18h e 22h – e seu consumo para carregamento é absorvido pelos painéis instalados, não necessitando de energia da rede).

Tabela 31 – Tarifa locacional modelo MCAZ sem a maior carga.

Sem fotovoltaica												
	B1002	B1003	B1022	B1027	B1055	B1066	B1070	B1078	B1102	B1120	Σ_{77}	Σ_{TOTAL}
TL SMMabs(R\$)	34,73	0,34	0,00	3,40	80,78	140,16	0,00	73,12	110,41	291,68	3.380,84	4.115,47
Com fotovoltaica												
TL SMMabs(R\$)	34,67	0,34	0,00	3,42	80,67	139,94	0,00	73,11	110,25	291,58	3.374,06	4.108,04
Com fotovoltaica e armazenamento												
TL SMMabs(R\$)	34,68	0,34	0,00	3,41	80,66	139,94	0,00	73,10	110,25	291,54	3.374,43	4.108,36

A Tabela 32 apresenta o resultado do modelo MFAD e a Figura 62 a variação horária da tarifa de B1022. Mais uma vez, a tarifa se restringe aos horários de utilização da rede e nunca é zero devido a presença da parcela referente a reserva do sistema.

Tabela 32 – Tarifa locacional modelo MFAD sem a maior carga.

Sem fotovoltaica												
	B1002	B1003	B1022	B1027	B1055	B1066	B1070	B1078	B1102	B1120	Σ_{77}	Σ_{TOTAL}
TL SMMabs(R\$)	34,73	0,34	0,00	3,40	80,78	140,16	0,00	73,12	110,41	291,68	3.380,84	4.115,47
Com fotovoltaica												
TL SMM(R\$)	34,64	0,32	35,98	3,27	80,48	139,70	0,00	72,10	110,04	288,17	3.343,34	4.108,04
Com fotovoltaica e armazenamento												
TL SMM(R\$)	34,64	0,32	40,31	3,22	80,41	139,62	0,00	72,07	109,98	287,90	3.339,88	4.108,36

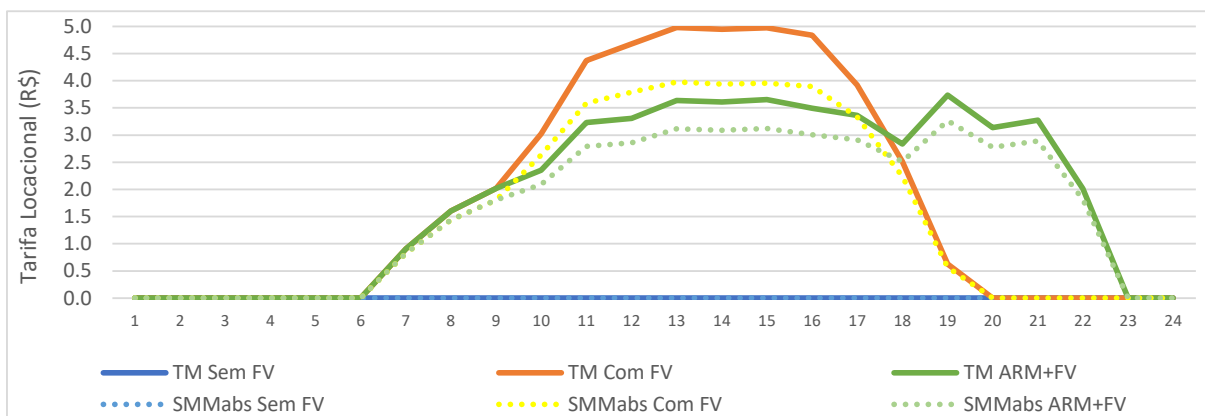


Figura 62 – Tarifa MFAD barra B1022.

A Tabela 33 apresenta os resultados do modelo MFAP. Para os três casos o horário de pico encontra-se as 20h, como seria em um alimentador com perfil residencial. Com fotovoltaica apenas não há geração as 20h, então não há cobrança de selo postal. Já no caso com fotovoltaica e armazenamento, o armazenamento entrega energia ao sistema nesse horário e conseqüentemente paga sua parcela selo.

Tabela 33 – Tarifa locacional modelo MFAP sem a maior carga.

Sem fotovoltaica												
	B1002	B1003	B1022	B1027	B1055	B1066	B1070	B1078	B1102	B1120	Σ_{77}	Σ_{TOTAL}
TL SMMabs(R\$)	0,23	0,09	0,00	0,76	2,21	2,99	0,00	5,51	2,82	27,50	184,40	226,49
SP SMMabs(R\$)	44,42	29,63	0,00	25,15	32,09	42,43	0,00	66,87	37,09	244,71	3.366,58	3.888,98
TOTAL	R\$ 4.115,47											
Com fotovoltaica												
TL SMMabs(R\$)	0,23	0,08	0,00	0,75	2,20	2,98	0,00	5,50	2,82	27,45	182,78	224,80
SP SMMabs(R\$)	44,36	29,59	0,00	25,11	32,04	42,37	0,00	66,78	37,03	244,35	3.361,60	3.883,23
TOTAL	R\$ 4.108,04											
Com fotovoltaica e armazenamento												
TL SMMabs(R\$)	0,23	0,08	0,00	0,75	2,20	2,98	0,00	5,50	2,82	27,46	183,01	225,03
SP SMMabs(R\$)	38,71	25,82	493,28	21,92	27,97	36,99	0,00	58,31	32,33	213,31	2.934,67	3.883,32
TOTAL	R\$ 4.108,36											

Por fim, o resultado do rateio das perdas é apresentado pela Tabela 34.

Tabela 34 – Rateio das perdas (R\$/dia).

Sem fotovoltaica												
	B1002	B1003	B1022	B1027	B1055	B1066	B1070	B1078	B1102	B1120	Σ_{77}	Σ_{TOTAL}
T _{PERDAS} (R\$)	0,08	0,08	0,00	0,76	0,95	1,05	0,00	1,77	1,00	6,69	103,08	115,46
Com fotovoltaica												
T _{PERDAS} (R\$)	-0,06	0,15	-13,88	1,17	1,45	1,62	0,00	2,49	1,54	8,15	120,26	122,90
Com fotovoltaica e armazenamento												
T _{PERDAS} (R\$)	-0,03	0,14	-14,85	1,13	1,41	1,57	0,00	2,40	1,49	8,00	121,32	122,57

8. CONCLUSÕES

Este trabalho examinou vários modelos de cálculo de tarifas para tentar determinar um método eficiente e eficaz de resolver o problema de alocação de custos fixos em redes de distribuição com muita presença de GD. Usando simulações de fluxo de carga em corrente alternada em um alimentador urbano, buscou-se um modelo de alocação de custo para todos os agentes do sistema.

Os métodos propostos procuram compatibilizar os custos atribuídos a cada usuário da rede com o seu impacto na rede de acordo com o princípio da causalidade dos custos. Para reconhecer a causalidade dos custos, adaptou-se o modelo Ampère-milha para acomodar a relação entre as correntes do nó e do circuito. Os modelos desenvolvidos combinam sinais de horário de uso e localização. Isso logicamente os torna mais apropriados para lidar com sistemas de distribuição ativos que incorporam veículos elétricos, baterias, GDs e outros, normalmente conhecidas como REDs (Recursos Energéticos Distribuídos). Também, foi gerada uma matriz de sensibilidade de perda com base na relação entre as perdas e as correntes dos nós. As tarifas de localização dos modelos reconhecem a extensão de uso da GD, cobrando apenas aqueles circuitos em que a presença de módulos de GD provoca inversão de fluxo, e gerando tarifa zero nos demais casos.

Os modelos propostos englobam os princípios tarifários de simplicidade, equidade e boa sinalização econômica. Também, refletem a dinâmica das curvas de carga e o funcionamento da GD, pois são fluxos de carga para as 24 horas. No entanto, os modelos MCAZ e MFAD apresentam tarifas muito diferentes para consumidores semelhantes em diferentes localidades. Essa diferença representa um mecanismo de sinalização eficiente no qual muitos micro e minigeradores competem para fornecer energia dentro de um sistema radial. Contudo, os consumidores passivos podem não se sentir confortáveis com grandes diferenças de preços, embora isso seja apropriado do ponto de vista da distribuição. Se necessário, o regulador pode adicionar um fator de atenuação, mas isso teria que ser tratado com todos os agentes.

Em todos os modelos testados, as cobranças de fluxo positivo enviam sinais de localização os acessantes e proporcionam tarifas reduzidas para usuários localizados em barras com fluxo líquido negativo. Isso é racional e justo. No entanto, o elemento de selo postal presente no MFAP evidencia aos usuários do sistema a tomar melhores decisões de consumo de acordo com as horas de utilização.

O rateio das perdas do circuito com base na matriz de sensibilidade envia sinais econômicos eficientes. Também, segue o princípio fundamental da simplicidade e promove a alocação justa de custos para diferentes perfis de consumidores. Assim como nos modelos MCAZ e MFAD, os valores de rateio de perdas são bem diferentes entre os usuários. No entanto, refletem características da rede de distribuição, o que

pode penalizar usuários distantes do transformador AT/MT. A mitigação de quaisquer diferenças deve ser responsabilidade do regulador, que pode usar outros mecanismos para atenuar, por exemplo, tarifas muito diferentes entre alimentadores vizinhos.

8.1. Contribuições da tese

Esta tese contribuiu para a investigação de métodos para definir tarifas locais na média tensão, as quais não são comumente aplicadas. Também, apresentou algumas contribuições para o debate tarifário em um contexto de GD com base no seguinte:

- os métodos propostos combinam os custos para cada usuário da rede com base em seu impacto na rede de acordo com o princípio de causalidade de custo. Combinam tarifas de localização e tempo de uso para fornecer sinais econômicos eficazes aos usuários. As tarifas horárias de uso são importantes do ponto de vista da distribuição, pois os horários de pico são a principal razão para o reforço e investimento da rede, e sua sinalização ajuda a otimizar o uso da rede. Além disso, as tarifas locais incentivam os investidores a instalarem GDs distantes da subestação principal, minimizando o reforço e reduzindo as perdas;

- a abordagem proposta foi desenvolvida utilizando a relação entre as correntes de nó e circuito, e nos permite considerar tanto a potência ativa quanto a reativa simultaneamente no desenho tarifário;

- os métodos propostos pretendem ser simples e avaliar a utilização da rede de distribuição pelas REDs. As tarifas de fluxo positivo do modelo enviam sinais locais aos agentes da GD e proporcionam tarifas reduzidas aos usuários localizados nas barras com fluxo líquido negativo. Os métodos pretendem ser justos do ponto de vista da distribuição e fornecer sinais para o ciclo de carga do alimentador de 24 horas;

- é incluída uma matriz de sensibilidade de perda baseada na relação entre perdas e correntes de nó. Isso é considerado importante porque as perdas nos níveis de média e baixa tensões podem ser significativas;

- finalmente, os modelos propostos são baseados em equações de fluxo de potência que podem ser facilmente reproduzidas por usuários do sistema de energia. Embora as equações de fluxo de potência não sejam simples, elas são amplamente conhecidas e existem programas de computador de código aberto, como o OpenDSS, que podem ser utilizados por empresas de distribuição, reguladores e também por usuários da rede.

8.2. Trabalhos futuros

Algumas sugestões de trabalhos acadêmicos futuros:

- a representação da GD nesta tese foi determinística e seria bastante interessante uma representação estocástica da geração dos painéis. Isso aproximaria os montantes gerados da realidade operativa do sistema elétrico;

- outra análise interessante seria uma análise entre custos de reforço de rede e banco de baterias somados a possibilidade de tarifas negativas a usuário cuja presença retarda necessidade de investimentos;

- também, esta tese se limitou aos custos e contrafluxos dentro do alimentador. Um estudo abrangendo redes com tensões superiores poderia incorporar o efeito do alívio em circuitos a montante compondo a tarifa final com a do alimentador;

- a possibilidade de incorporar esta tarifa mais dinâmica ao mercado de energia através de uma ferramenta de otimização que seria utilizada, por exemplo, por um agente agregador de carga como também de armazenamento;

- por fim, com a introdução dessa nova tarifa de transporte no mercado de energia seria interessante avaliar o comportamento dos agentes utilizando como ferramenta a teoria de jogos.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Notas técnicas e documentos oficiais

Lei nº 14.300/2022 – Marco Legal da micro e minigeração de energia.

ANEEL. Nota Técnica nº 0062/2018-SRD/SCG/SRM/SGT/SRG/SMA/ANEEL. Em 25 de maio de 2018.

ANEEL. Nota Técnica nº 0108/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL. Em 6 de dezembro de 2018.

ANEEL. Anexo da Nota Técnica nº 0108/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL Processo nº 48500.004924/2010-51. “Revisão das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída – Resolução Normativa nº 482/2012” - Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL.

ANEEL. Nota Técnica nº 0078/2019-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL. Em 7 de outubro de 2019.

ANEEL. Anexo da Nota Técnica nº 0078/2019 SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL. “Revisão das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída – Resolução Normativa nº 482/2012”. Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 003/2019 SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL.

ANEEL. Nota Técnica nº057/2014-SRD. “*Aprimoramento da metodologia de cálculo de perdas na distribuição regulamentada no Módulo 7 – Cálculo de Perdas na Distribuição do PRODIST*”.

ANEEL. “Aprimoramento da metodologia de estrutura tarifária das concessionárias de distribuição de energia elétrica”. Nota Técnica nº 092/2015-SGT/SRD. ANEXA REN657/2015.

ANEEL. Nota Técnica nº 453/2013 – SRE/SRD. 14 de outubro de 2013.

ANEEL. “Metodologia para o estabelecimento da relação entre a qualidade e os investimentos necessários ao seu atendimento no segmento da distribuição de energia elétrica”. Nota Técnica nº 25/2006.

ANEEL. “Por Dentro da Conta de Luz – Informação de Utilidade Pública”. 7ª Edição. 2016.

ANEEL. “Manual da Metodologia Nodal para cálculo de tarifas de sistemas elétricos”, Nota Técnica ANEEL nº 003/1999-SRT.

ANEEL – Cadernos Temáticos. “Micro e Minigeração Distribuída – Sistema de Compensação de Energia Elétrica”. 2ª Edição. 2016.

ANEEL - nota técnica no 283/2015–SGT/ANEEL. “Cálculo das Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD – e de Tarifa de Energia – TE – da Bandeirante Energia S/A.- Bandeirante relativas à revisão tarifária periódica de 2015. – Versão Final”. 22 de outubro de 2015.

IRENA – “Innovation landscape brief: Utility-scale batteries, International Renewable Energy Agency”, Abu Dhabi. 2019.

CCEE. “Visão geral das operações da CCEE”, 2010. Disponível em: https://www.ufjf.br/andre_marcato/files/2010/06/Visao_Geral_das_Operacoes_CCEE_2010.pdf

EPE. “Nota Técnica Estudos do Sistema de Transmissão – Cálculos da TUST - Análise de Sensibilidade”. Fevereiro, 2021.

DIEESE. “As tarifas de energia elétrica no Brasil: sistemática de correção e evolução dos valores”. Nota Técnica no 58. 2007.

PRORET. “Procedimentos de Regulação Tarifária”. ANEEL. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/procedimentos-de-regulacao-tarifaria-proret>.

World Energy Concil. “Five Steps to Energy Storage”. Innovation Insights Brief | 2020. In collaboration with the California Independent System Operator (CAISO). Disponível em: www.worldenergy.org

Owen Zinaman, Thomas Bowen, and Alexandra Aznar. “An Overview of Behind-the meter solar-plus-storage Program design: With considerations for Índia”. U.S. National Renewable Energy Laboratory. 2020. Disponível em: www.nrel.gov/publications.

Dissertações e teses

Azevedo, A. H.; Mattos, L. V. “*Estrutura Tarifária da Transmissão de Energia Elétrica*”. São Paulo. Mackenzie. 2012.

Carneiro, J. A. “Metodologia para definição de Redes Unificadas”. Dissertação de Mestrado. UNIFEI. 2011.

El Hage, F.S. “A Estrutura Tarifária de Uso das Redes de Distribuição de Energia Elétrica no Brasil: Análise Crítica do Modelo Vigente e Nova Proposta Metodológica”. Tese de Doutorado. USP, 2011.

Faria, E. T. “*Aplicação de Teoria dos Jogos à Repartição da Energia Firme de um Sistema Hidrelétrico*”. Dissertação de mestrado. PUC-Rio. 2004.

Fugimoto, S.K. “Estrutura de Tarifas de Energia Elétrica Análise Crítica e Proposições Metodológicas”. Tese de Doutorado. USP, 2010.

Lima, L. M.M. "Aprimoramento da Metodologia Nodal para Tarifação do Uso do Sistema Elétrico De Transmissão". Dissertação de Mestrado. UNIFEI. 2007.

Lucchese, F. C. "Análise de Sensibilidade na Metodologia Nodal para o Cálculo da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão". Dissertação de Mestrado. UFSM. 2018.

Medeiros, G.O.S. "Análise de Desempenho de Empresas de Distribuição de Energia Elétrica Utilizando DEA e REA". Dissertação de Mestrado. UNIFEI. 2018.

Perez, F. "Inserção e Controle de Armazenadores de Energia em Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica". Dissertação de mestrado. UNIFEI. 2015.

Roselli, Marcio Andrey. "Modelo locacional dinâmico para tarifas de uso dos sistemas de distribuição". 2020. 239f. Tese (Doutorado) - Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas. Universidade de São Paulo, São Paulo, 2020.

Santos, P. E. S. "*Tarifa De Distribuição Para Unidades Consumidoras E Microgeradores Considerando A Elasticidade- Preço Das Cargas*". Tese de Doutorado. UNIFEI. 2008.

Valter, E. M. "*Tarifas de Energia Elétrica: Custos Marginais Aplicados às Classes de Consumidores*". Dissertação de Mestrado. UFSC. 2006.

Velasco, G.Del T. "Arborização viária X sistemas de distribuição de energia elétrica: avaliação dos custos, estudo das podas e levantamento de problemas fitotécnicos". Dissertação de mestrado USP, 2003.

Vignolo, J. M. "*Cost-Causality Based Tariffs for Distribution Networks with Distributed Generation*". Tese de doutorado. Universidad de la Republica Oriental del Uruguay. 2007.

Zanzini, F.C.F. "*Análise de Produtos Tarifários para Diferentes Tipos de Consumidores de Baixa Tensão*". Dissertação de Mestrado. UNIFEI. 2013.

Artigos acadêmicos

A. J. Conejo, F. D. Galiana and I. Kockar, "Z-bus loss allocation," in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 16, no. 1, pp. 105-110, Feb 2001.

A. J. Conejo, J. Contreras, D. A. Lima and A. Padilha-Feltrin, "Z-bus Transmission Network Cost Allocation," in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 22, no. 1, pp. 342-349, Feb. 2007.

A. R. Dehghani-Sani, E. Tharumalingam, M.B. Dusseault, R. Fraser. "Study of energy storage systems and environmental challenges of batteries". Renewable and Sustainable Energy Reviews 104. Elsevier. 2019.

- A. Faruqui and C. Bourbonnais, "The Tariffs of Tomorrow: Innovations in Rate Designs," in *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 18, no. 3, pp. 18-25, May-June 2020, doi: 10.1109/MPE.2020.2972136.
- A. Tiwari and V. Ajjarapu, "Modified Methodology for Tracing Power Flow," *2006 38th North American Power Symposium*, Carbondale, IL, 2006, pp. 317-322, doi: 10.1109/NAPS.2006.359591.
- D. A. Lima. "Convergência Tarifária Remédio regulatório para o livre acesso". Textos para discussão – II. ANEEL. Brasília. 2005.
- D. Kirschen D, R. Allan and G. Strbac, "Contributions of individual generators to loads and flows," *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol.12, No.1, pp.52-60, 1997.
- F. Li and E. Matlotse, "Long-run incremental cost pricing based on nodal voltage spare capacity," *2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, Pittsburgh, PA, 2008, pp. 1-5. doi: 10.1109/PES.2008.4596847.
- Ferreira Filho, J.T.; Vilela, J.M.D.; de Oliveira, A.F.; Aredes, M.A.; Carvalho, M.R.M.; da Costa Jr., L.C.; Silva, G.H.C.; Pereira, M.V.F.; "*Método Aumann – Shapley na alocação de Custos do Sistema de Transmissão – Aplicação no Sistema Brasileiro*". XXV SNPTEE. Belo Horizonte. 2019.
- J. Bialek, "Tracing the flow of electricity," in *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, vol. 143, no. 4, pp. 313-320, July 1996, doi: 10.1049/ip-gtd:19960461.
- J. W. Marangon Lima, "Allocation of transmission fixed charges: an overview," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 11, no. 3, pp. 1409-1418, Aug. 1996, doi: 10.1109/59.535682.
- J. Young Choi, Seong-Hwang Rim and Jong-Keun Park, "Optimal real time pricing of real and reactive powers," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 13, no. 4, pp. 1226-1231, Nov. 1998. doi: 10.1109/59.736234.
- R. C. Dugan and T. E. McDermott, "*An open-source platform for collaborating on smart grid research*," *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, Detroit, MI, USA, 2011, pp. 1-7. doi: 10.1109/PES.2011.6039829.
- L. Murphy, R. J. Kaye and F. F. Wu, "Distributed spot pricing in radial distribution systems," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 9, no. 1, pp. 311-317, Feb. 1994. doi: 10.1109/59.317596.

- M. Murali, M. S. Kumari, M. Sydulu. "Overview of Transmission Pricing Methods in a Pool Based Power Market". *International Journal of Advances in Science Engineering and Technology* v. 1. July, p. 6–11, 2013.
- N. Vempati, R. R. Shoults, M. S. Chen and L. Schwobel, "Simplified Feeder Modeling for Loadflow Calculations," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 2, no. 1, pp. 168-174, Feb. 1987. doi: 10.1109/TPWRS.1987.4335094.
- R. M. R. Pereira, C. O. Pereira, D. Salles, R. T. Borges; P. C. M. Meira, W. Freitas. "Procedimento Expedido para Análise de Solicitações de Acesso de Geração Solar Fotovoltaica". IX CITENEL. 2017.
- P. M. Sotkiewicz and J. M. Vignolo, "Towards a Cost Causation-Based Tariff for Distribution Networks With DG," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, no. 3, pp. 1051-1060, Aug. 2007. doi: 10.1109/TPWRS.2007.901284.
- P. M. Sotkiewicz and J. M. Vignolo, "Nodal pricing for distribution networks: efficient pricing for efficiency enhancing DG," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, no. 2, pp. 1013-1014, May 2006. doi: 10.1109/TPWRS.2006.873006.
- P. M. Sotkiewicz and J. M. Vignolo, "Allocation of fixed costs in distribution networks with distributed generation," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, no. 2, pp. 639-652, May 2006. doi: 10.1109/TPWRS.2006.873112
- P. M. Sotkiewicz and J. M. Vignolo, "The value of intermittent wind DG under Nodal Prices and Amp-mile Tariffs," *2012 Sixth IEEE/PES Transmission and Distribution: Latin America Conference and Exposition (T&D-LA)*, Montevideo, 2012, pp. 1-7. doi: 10.1109/TDC-LA.2012.6319114.
- P. M. D. O. -. Jesus, M. T. P. de Leao, J. M. Yusta, H. M. Khodr and A. J. Urdaneta, "Uniform marginal pricing for the remuneration of distribution networks," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, no. 3, pp. 1302-1310, Aug. 2005. doi: 10.1109/TPWRS.2005.851916.
- S. Huang and Q. Wu, "Dynamic Tariff-Subsidy Method for PV and V2G Congestion Management in Distribution Networks," in *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 10, no. 5, pp. 5851-5860, Sept. 2019. doi: 10.1109/TSG.2019.2892302.
- S. Huang, Q. Wu, M. Shahidehpour and Z. liu, "Dynamic Power Tariff for Congestion Management in Distribution Networks," in *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 10, no. 2, pp. 2148-2157, March 2019. doi: 10.1109/TSG.2018.2790638.
- T. Soares, P. Faria, Z. Vale and H. Morais, "Definition of distribution network tariffs considering distribution generation and demand response," *2014 IEEE PES T&D Conference and Exposition, Chicago, IL, 2014*, pp. 1-5. doi: 10.1109/TDC.2014.6863380.

X. Yan, C. Gu, F. Li and Z. Wang, "LMP-Based Pricing for Energy Storage in Local Market to Facilitate PV Penetration," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 3, pp. 3373-3382, May 2018. doi: 10.1109/TPWRS.2017.2785286.

Y. Zhang and F. Li, "Network pricing for high voltage radial distribution networks," 2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting, Detroit, MI, USA, 2011, pp. 1-5. doi: 10.1109/PES.2011.6039762.

Y. P. Molina, O. R. Saavedra and H. Amarís, "Transmission Network Cost Allocation Based on Circuit Theory and the Aumann-Shapley Method," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.28, n4, pp.4568-4577, Nov.2013, doi:10.1109/TPWRS.2013.2278296. Z. Jing and F. Wen, "Discussion on the Proving of Proportional Sharing Principle in Electricity Tracing Method," *2005 IEEE/PES Transmission & Distribution Conference & Exposition: Asia and Pacific*, Dalian, 2005, pp. 1-5, doi: 10.1109/TDC.2005.1547035.

Livros

Delgado, M. A. P. "A Estrutura Tarifária em Monopólios Naturais Novas Reflexões no Setor Elétrico". Editora Sinergia. 2011.

El Hage, F.S. Ferraz, L. P. C. Delgado, M. A. P. "A Estrutura Tarifária de Energia Elétrica – Teoria e Aplicação". Editora Sinergia. 2011.

Kersting, W. H. "Distribution System Modeling and Analysis", 2ª edição. CRC Press, 2006.

De Azevedo, A. H. F.; Mattos L. V. "Estrutura tarifária da transmissão de energia elétrica no Brasil". Editora Mackenzie. SciELO Livros. E-book. 2012.

Documentos diversos

Dugan, R. C. "Reference Guide – The Open Distribution System Simulator (OpenDSS)". EPRI. 2016.

ANEXO I – METODOLOGIA ATUAL DE CÁLCULO DA TUSD

A metodologia de cálculo das tarifas TUSD emprega três processos sequenciais. O primeiro passo é encontrar as responsabilidades dos consumidores nos custos de expansão do sistema elétrico em seu nível de tensão e nos níveis de tensão a montante, os chamados CMC. O cálculo do CMC faz a diferenciação de preços entre os níveis de tensão, postos tarifários e classes de consumo. Em seguida, calcula-se as Tarifas de Referência (TR), que são os preços do serviço de uso conciliando a receita requerida da concessionária com as funções de custo. Sua formulação considera a relação entre demandas faturadas e agregadas no mercado (El Hage, 2011). Por fim, são encontradas as Tarifas de Aplicação (TA), nas quais são considerados os mercados de referência e custos regulatórios, bem como compensação de valores de itens da Parcela A da tarifa.²⁶

A Figura 63 apresenta esquematicamente a metodologia de cálculo para as tarifas de fornecimento.



Figura 63 – Formação das tarifas

Tarifas de Referência – TR

As TR são a base central do cálculo das tarifas de fornecimento. São apuradas no momento da RTP, definem o rateio receita requerida da distribuidora. Seus valores são definidos por modalidade tarifária e posto tarifário. Para seu cálculo são considerados os seguintes agrupamentos de carga, baseados no nível de tensão:

²⁶ Os procedimentos para a composição da TE de seguem padrão igual em formação de TR e TA. Seus cálculos e procedimentos estão juntamente descritos em descritos no módulo 7 do PRORET.

Tabela 35 – Agrupamentos tarifários

Grupo/Subgrupo Tarifário	Agrupamentos
A2	AT-2 (Tensões entre 88 e 138kV)
A3	AT-3 (69kV)
A3a e A4	MT (Tensões entre 1 e 69kV)
As e B	BT (Tensões inferiores a 1kV)

As TUSD – TR são divididas em Transporte, Perdas e Encargos. Os valores das parcelas selo (TUSD Encargos) são obtidos por formulação descrita na submódulo 7.2 do PRORET. As TUSD Perdas são calculadas por agrupamento, também seguindo formulação acessível no mesmo submódulo. Elas consideram o fator de perdas de energia resultado do cálculo das perdas técnicas em redes de distribuição cuja metodologia é apresentada no ANEXO II. Este fator de perdas representa o percentual de perdas de energia associado a cada agrupamento.

A TUSD Transporte é a soma das tarifas de referência Fio A e Fio B de acordo com a equação 41.

$$TR_{Transporte_u^k} = \sum_{j \in \text{custos Fio A}} FioA_u^k(j) \cdot ma(j) + FioB_u^k \quad \text{Eq. 41}$$

j : componentes da TUSD - FIO A

$TR_{Transporte_u^k}$: tarifa de referência TUSD Transporte para consumidores do agrupamento k no posto tarifário u – [R\$/kW]

$FioA_u^k$: tarifa de referência TUSD FIO - A para o componente de custo j para consumidores do agrupamento k no posto tarifário u [R\$/kW]

$FioB_u^k$: tarifa de referência TUSD FIO B para consumidores do agrupamento k no posto tarifário u [R\$/kW]

$ma(j)$: parâmetro de ajuste ao mercado de referência para o componente de custo j

As TR TUSD - FioA são apuradas nas RTP e calculadas por agrupamento e posto tarifário segundo equações descritas no Submódulo 7.2 do PRORET.

As tarifas TUSD Fio B possuem uma metodologia de cálculo que procura encontrar as responsabilidades de custo dos consumidores por nível de tensão para cada posto tarifário. Para a realização do cálculo são utilizados, basicamente três parâmetros: i) custos marginais de expansão de cada nível de tensão; ii) diagrama simplificado do fluxo de carga; e, iii) as curvas de carga dos consumidores por nível de tensão.

Os CMC determinam a Estrutura Vertical das Tarifas de Energia, a qual define a relatividade da receita teórica entre os diferentes agrupamentos tarifários. São a base teórica para uma tarifação baseada em princípios marginalistas e principal foco de mudança com a nova realidade operativa das redes de distribuição com presença massiva de geração distribuída. Por essa razão será melhor detalhada nos itens seguintes.

1. Custos Marginais de Capacidade – CMC

Quando o consumo de um determinado cliente coincide com a demanda máxima das redes, o incremento de demanda no sistema gera reflexos no fluxo de potência e nas perdas do sistema a montante do seu ponto de conexão. Como consequência, existe a possibilidade desse aumento acarretar investimentos em capacidade de circuito. Desta forma, o CMC avalia a responsabilidade dos clientes na formação da demanda máxima do sistema e calcula seu custo marginal na expansão de todos os elementos à montante do seu ponto de conexão.

Na atual metodologia os custos de expansão são alocados nos horários de maior carregamento e o CMC busca medir o impacto na rede elétrica de fornecer 1 kW a mais para cada tipo de consumidor típico encontrado na área de concessão da distribuidora, para os postos tarifários ponta e fora ponta.

Para o cálculo são utilizados três parâmetros: os Custos Marginais de Expansão (CMEx) por subgrupo tarifário; o diagrama unifilar do fluxo de potência no momento de carga máxima da distribuidora; e, a responsabilidade de potência de cada consumidor-tipo²⁷ em relação as redes-tipo dos níveis de tensão a montante do ponto de conexão.

A equação 42 define o CMC de um consumidor-tipo para cada período, ponta e fora ponta. Trata-se da ponderação do valor do custo marginal de expansão de cada tipo de rede pela forma como o fluxo de potência nela se distribui (proporção de fluxo) e a forma como os consumidores a utilizam (responsabilidade de potência).

$$CMC(u, j) = \sum_{k=B}^{A2} CMEx(k) \cdot \varphi(k, k_0) \cdot RP(u, k, j)$$

Eq. 42

u: posto tarifário analisado (ponta e fora ponta);

j: consumidor-tipo;

k: agrupamento;

*k*₀: agrupamento de referência;

CMEx (*k*): custo marginal de expansão do subgrupo tarifário *k*;

$\varphi(k, k_0)$: proporção de fluxo de potência; e

RP (*u, k, j*): fator de responsabilidade de potência do consumidor-tipo *j* no agrupamento *k*, no posto tarifário *u*.

(NT nº 0126/2010-SRD/SRE/ANEEL) (PRORET, submod. 7.2)

1.1. Proporção do fluxo de potência – φ

A Proporção de Fluxo de Potência é um fator que retrata a parcela de utilização dos segmentos do sistema elétrico à montante para atender ao conjunto de cargas

²⁷ Os consumidores-tipo são estabelecidos por processo de agrupamento de curvas de cargas típicas estratificados em classes distintas de consumo (como residencial, industrial, comercial e rural), para a composição das curvas de carga.

em estudo. É calculado com base em um diagrama unifilar simplificado no momento de carga máxima do sistema e resultado dos fluxos de potência direto que passa pela rede e pelo fluxo indireto que percorre outros níveis de tensões mais elevados.

O diagrama unifilar simplificado é construído com base nas injeções de potência por nível de tensão e nas tipologias de rede e carga agregadas da distribuidora. As curvas de carga dos consumidores são obtidas em campanhas de medidas periódicas e agregadas para a formação dos agrupamentos. Com a curva agregada por agrupamento é possível mensurar qual a participação de determinado conjunto de consumidores na composição da curva total de demanda da distribuidora. (PRODIST, Submod.7.2)

Para compreender o cálculo, a Figura 64 ilustra um diagrama unifilar simplificado:

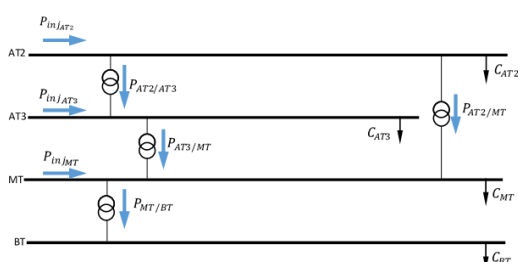


Figura 64 – Diagrama unifilar simplificado.

Os fluxos calculados podem ser divididos entre fluxo direto e indireto. Utilizando as equações encontradas em (Santos, 2008) podemos equacionar o fluxo de potência direto:

$$P_i = P_{inj_i} + \sum_{j=1}^n P_{ji} \tag{Eq.43}$$

P_i : potência no nível de tensão i

P_{ji} : potência que transitou do nível de tensão j para o nível de tensão i

C_i : potência da carga no nível de tensão i

A Figura 65 representa a matriz formada pelo diagrama da Figura 64, na qual cada linha e coluna representam um determinado nível de tensão.

	BT	MT	AT3	AT2	P_{inj_i}	C_i	P_i
BT	1	$P_{MT/BT}$	$P_{AT3/BT}$	$P_{AT2/BT}$	$P_{inj_{BT}}$	C_{BT}	P_{BT}
MT		1	$P_{AT3/MT}$	$P_{AT2/MT}$	$P_{inj_{MT}}$	C_{MT}	P_{MT}
AT3			1	$P_{AT2/AT3}$	$P_{inj_{AT3}}$	C_{AT3}	P_{AT3}
AT2				1	$P_{inj_{AT2}}$	C_{AT2}	P_{AT2}

Figura 65 – Matriz de fluxo de potência simplificado

A Figura 66 mostra os valores da proporção de fluxo para o fluxo de potência direto. É possível verificar pelo equacionamento que todos os valores finais estão entre 0 e 1:

	BT	MT	AT3	AT2	P_{inj_i}
BT	1	P_{MTBT}/P_{BT}	P_{AT3BT}/P_{BT}	P_{AT2BT}/P_{BT}	$P_{inj_{BT}}/P_{BT}$
MT		1	P_{AT3BT}/P_{MT}	P_{AT2BT}/P_{MT}	$P_{inj_{MT}}/P_{MT}$
AT3			1	P_{AT2BT}/P_{AT3}	$P_{inj_{AT3}}/P_{AT3}$
AT2				1	$P_{inj_{AT2}}/P_{AT2}$

Figura 66 – Matriz de fluxo de potência simplificado.

Já o fluxo de potência indireto é aquele que vêm de níveis de potência a montante, mas atravessa outros níveis de tensão antes de chegar ao nível de tensão em estudo. A Figura 67 apresenta as possibilidades para o diagrama exemplo:

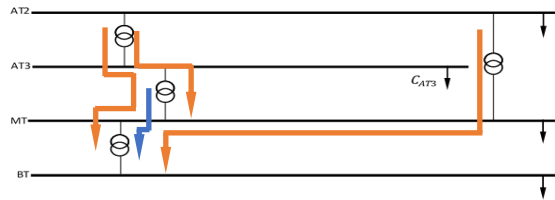


Figura 67 – Fluxo de potência direto.

As equações para encontrar as influências do fluxo indireto estão apresentadas na Figura 68 e com as devidas equações extraídas de (Santos,2008) em seguida:

	BT	MT	AT3	AT2
BT			a	b
MT				c
AT3				
AT2				

Figura 68 – Equações defluxo de potência indireto.

$$\text{Onde: } a = \frac{P_{AT3MT}}{P_{MT}} \cdot \frac{P_{MTBT}}{P_{BT}}; \quad b = \frac{P_{AT2AT3}}{P_{AT3}} \cdot \frac{P_{AT3MT}}{P_{MT}} \cdot \frac{P_{MTBT}}{P_{BT}} + \frac{P_{AT2MT}}{P_{MT}} \cdot \frac{P_{MTBT}}{P_{BT}}; \quad c = \frac{P_{AT2AT3}}{P_{AT3}} \cdot \frac{P_{AT3MT}}{P_{MT}}$$

E finalmente a matriz representativa do fator proporção de fluxo, sem os ajustes finais de perdas e sazonalidade, é dada apresentada na Figura 69.

	BT	MT	AT3	AT2
BT	1	P_{MTBT}/P_{BT}	$P_{AT3BT}/P_{BT} + a$	$P_{AT3BT}/P_{BT} + b$
MT		1	P_{AT3BT}/P_{MT}	$P_{AT2BT}/P_{MT} + c$
AT3			1	P_{AT2BT}/P_{AT3}
AT2				1

Figura 69 – Equações defluxo de potência indireto.

1.2. Custo Marginal de Expansão – CMEx

O CMEx é um dos principais elementos na definição da estrutura tarifária. Indica quanto custa expandir determinado nível de tensão para o atendimento de um acréscimo marginal de carga no mesmo nível. Os CMEx são obtidos por agrupamento e calculados utilizando os custos médios do sistema de distribuição.

Para calculá-lo, a ANEEL utiliza dados quantitativos e físicos dos ativos existentes em cada área de concessão, custos unitários médios dos módulos de equipamentos e obras e o carregamento das redes.

Os custos médios são calculados para cada distribuidora no momento da RTP. São obtidos por módulos de equipamentos e obras considerando a razão entre o custo total (produto dos custos unitários pela quantidade de módulos) e o fluxo de potência

que transitam nos níveis pertencentes a cada agrupamento (obtido a partir da demanda máxima), com base no sistema de distribuição existente.

A nota técnica nº 092/2015-SGT/SRD/ANEEL destaca que os custos médios devem ser calculados para uma condição de operação próxima ao ponto ótimo do sistema para obter tarifas aderentes aos custos das distribuidoras e que induzam ao uso eficiente do sistema. Isso ocorre porque o cálculo, com redes operando com baixo carregamento, resultam em custos médio elevados, e, redes sobrecarregadas, inversamente, resultam em custos médios baixos, induzindo os consumidores a utilizarem os recursos de rede de forma ineficiente.

Cálculo do custo médio

O Custo médio substituiu a metodologia de Custo Marginal Incremental de Longo Prazo – CMILP, que, dentre outros problemas, apresentava variações nos custos marginais de expansão em decorrência da heterogeneidade dos sistemas das distribuidoras no país. O método do custo médio traz menores variações nesse sentido e guarda semelhanças com o utilizado nos custos de expansão para a rede básica (transmissão).

A metodologia permite o cálculo utilizando a rede da concessionária e dados da carga existente. Faz uso de dados utilizados em outras etapas do processo de revisão tarifária. A lista de ativos, por exemplo, é obtida a partir dos dados enviados para o cálculo das perdas elétricas. Dados das campanhas de medidas e definição dos custos operacionais também são utilizados para a definição das variáveis.

O cálculo é realizado ponderando-se os fatores de carga de cada rede-tipo pelo seu respectivo mercado de demanda, encontrando um único fator de carga médio para os subgrupos tarifários.

Por definição, o custo médio de qualquer agrupamento tarifário é dado pela razão entre o custo total e a demanda total atendida pelo nível, de acordo com a equação 44:

$$CM_E = \frac{CT}{QT} [R\$/kW] \quad \text{Eq. 44}$$

CM_E : Custo médio [R\$/kW].

CT : Custo total de cada agrupamento [R\$] – resultado da multiplicação do custo unitário médio dos agregados de equipamentos e redes pela quantidade de ativos existentes.

QT : Demanda total solicitada em cada subgrupo [kW] – resultado da demanda coincidente das cargas e das transformações abaixadoras.

Para ilustrar, considere o diagrama unifilar simplificado da Figura 70:

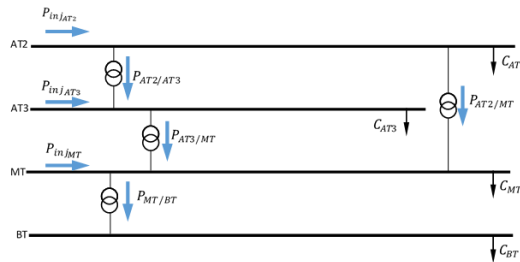


Figura 70 – Diagrama unifilar simplificado

Para qualquer agrupamento o valor do CM_E será:

$$CM_E^{Agrupamento} = \frac{\sum \left(\frac{R\$}{unidade} \cdot quantidade \right)}{Carga\ total\ do\ agrupamento + fluxo\ passante\ para\ o\ agrupamento\ seguinte}$$

Como exemplo, para o agrupamento MT, temos:

$$CM_E^{MT} = \frac{Custo\ total\ das\ linhas + Custo\ transformador_{AT2/MT} + Custo\ transformador_{AT3/MT} + \sum\ custos\ dos\ equipamentos}{Carga_{MT} + Fluxo_{MT/BT}}$$

(NT nº 092/2015-SGT/SRD/ANEEL) (NT nº 0126/2010-SRD/SRE/ANEEL)

1.3. Responsabilidade de potência – RP

A RP mede a participação de determinado consumidor-tipo no custo marginal de expansão ponta das redes que atendem o nível de tensão de sua conexão e em subgrupo tarifário a montante. É obtida utilizando as curvas de carga dos consumidores-tipo, tipologia de rede e injeções de potência, bem como o fator de perdas de potência nos horários de pico das redes, seguindo a equação 45:

$$RP(u, k, j) = (1 + f_{pp}) \cdot \sum_{h \in u} \pi(j, k, h) \cdot P(j, h) \quad \text{Eq.45}$$

u : posto tarifário

j : consumidor-tipo

k : agrupamento tarifário relacionado às redes-tipos dos agrupamentos (AT-2, AT-3, MT e BT)

h : horas pertencentes ao posto tarifário u

f_{pp} : fator de perdas de potência

$\pi(j, k, h)$: probabilidade do consumidor-tipo j se associar a uma rede-tipo, que atende agrupamento tarifário k , nas horas de ponta h da rede-tipo

$P(j, h)$: fator de coincidência do consumidor-tipo j na hora de ponta h das redes-tipos que atendem o agrupamento tarifário k .

(PRODIST, Submod.7.2)

ANEXO II – A ANEEL E O CÁLCULO DE PERDAS TÉCNICAS NA DISTRIBUIÇÃO DO BRASIL

Perdas geram custos a serem repassados aos consumidores por meio dos preços dos produtos. Como o cenário das empresas de distribuição é de monopólio natural, existe a necessidade de regulação para gerenciar incentivo adequado às empresas na redução das perdas, sejam elas técnicas ou não-técnicas.

As perdas técnicas são inerentes ao processo de conversão e transporte de energia. Para sua aferição é utilizado o método de fluxo de potência. O regulador deve incentivar às distribuidoras a planejarem seu sistema considerando o custo futuro das perdas como uma variável de tomada de decisão visando a otimização das perdas no sistema.

As perdas não-técnicas são perdas oriundas de furto, roubo e erros de medição. Seu valor é encontrado por meio de balanço energético entre a geração, consumo e perdas técnicas. Elas são, em parte, responsabilidade da distribuidora que deve fiscalizar e criar mecanismos de controle para reduzir sua presença na rede. Isso leva o regulador a procurar mecanismos de estímulo para sua redução e penalidades a empresas que não fazem esforços para saná-las. Ao mesmo tempo, é necessário ponderar e reconhecer que nem sempre é possível atribuir integralmente à empresa prejuízos de práticas ilegais, uma vez que fatores socioeconômicos graves podem interferir em suas iniciativas de combate a ação ilegal de alguns.

Os limites de perdas são estabelecidos por metodologias específicas baseadas em regulação por incentivos a serem descritas a seguir. (ANEEL. NT no 453/2013 – SRE/SRD).

Histórico

O cálculo das perdas elétricas sempre participou da composição da tarifa. Inicialmente, quando esta era calculada a partir do custo pelo serviço e, anteriormente a primeira revisão tarifária, as perdas utilizadas eram aquelas praticadas pelas concessionárias com metodologias nem sempre explícitas.

A partir do primeiro ciclo de RTP o regulador passou a definir metodologias específicas para a apuração das perdas regulatórias. Começando por média histórica de perdas no primeiro ciclo. As metodologias de cálculo de perdas em média e baixa tensão eram baseados em modelos estatísticos, com base em redes típicas (sistema de distribuição de baixa tensão) e regressão linear múltipla (para média tensão) o que trazia certa insegurança nos resultados do ponto de vista dos agentes. (ANEEL. Nota Técnica nº 453/2013 – SRE/SRD).

Em 2013 que a ANEEL lançou a CP no 11/2013 a fim de obter subsídios ao aprimoramento das técnicas utilizadas para o cálculo da tarifa na revisão subsequente (a partir de 2015). Como resultado da consulta, no que se refere as perdas, a ANEEL apresentou a NT no 57/2014 como proposta de aprimoramento do método de cálculo, sendo regulamentado posteriormente no módulo 7 do PRODIST.

1. Metodologia de cálculo em vigor

As perdas técnicas das redes de distribuição de média e baixa tensões são realizadas por meio de fluxo de carga, o qual permite uma definição objetiva e transparente dos parâmetros regulatórios envolvidos no cálculo. O intuito do regulador, ao aumentar a precisão dos resultados, era sinalizar às distribuidoras a importância de considerar o montante de perdas técnicas como variável relevante no processo planejamento e gerenciamento do sistema de distribuição.

A proposta de fluxo de carga não só foi bem recebida pelos agentes do setor, como também foi sugerida durante a CP no 11/2013. Ainda, foram os agentes que sugeriram que a BDGD do Sistema de Informação Geográfica Regulatório (SIG-R), então já disponível ao regulador, fosse utilizada como fonte de informações para o cálculo.

A utilização da BDGD gerou certa preocupação a ANEEL com relação a confiabilidade dos dados fornecidos pelas concessionárias. Para avaliar a convergência e a credibilidade das informações, a agência promoveu a criação de um software denominado GeoPerdas que contém algoritmos para certificar a consistência e coerência dos dados com o disposto no regulamento. O software ainda avalia a conectividade dos elementos da rede e a magnitude de seus valores, além de preparar os arquivos necessários para a execução do cálculo de cada distribuidora. Com isso, foi possível a definição de um período de ajuste da base pelas distribuidoras evitando a não convergência dos circuitos.

A ANEEL efetua o cálculo das perdas anualmente o que lhe fornece subsídios para a análise da consistência dos valores obtidos para cada distribuidora no momento da RTP. A execução do fluxo de carga se dá de maneira diária com 24 patamares e considera a diferenciação das curvas dos consumidores-tipo em dia útil, sábado e domingo. As curvas de carga a serem utilizadas para fins da execução do fluxo são aquelas obtidas em campanha de medição.

O modelo de fluxo de carga adotado procura encontrar as tensões nodais por meio de injeções de corrente de compensação adicionadas ao vetor de injeção de corrente que compõe as equações nodais do circuito. Utiliza equações complexas de fluxo e converge quando diferença entre as tensões sugeridas e as calculadas forem menores que um erro estipulado. Nele os elementos não-lineares, como geradores e cargas, são considerados como equivalentes de Norton, sendo a parte não-linear

representada por uma fonte de corrente e a parte linear uma impedância a ser adicionada à matriz de admitância nodal. Para melhorar a velocidade de convergência (e não o número de iterações), a matriz de admitância nodal não é atualizada a cada iteração.

Foi uma escolha de procedimento de cálculo diferente do convencional, utilizado nos sistemas de transmissão, e se justifica devido às particularidades presentes no sistema de distribuição normalmente radial, desequilibrado, com ampla variedade de cargas (com presença de cargas mono e bifásicas), resistência das linhas comparável a reatância (baixa relação X/R) e forte influência do acoplamento entre as fases devido a quase não haver procedimentos de transposição.

O programa fluxo escolhido foi o OpenDSS disponível pela internet de forma gratuita e com código aberto o que facilita seu manejo de acordo com as necessidades envolvidas. A próxima seção apresenta com maiores detalhes o software.

(ANEEL. Nota Técnica no 57/2014-SRD)

2. O OpenDSS e o cálculo do fluxo em regime permanente

O OpenDSS é um software de simulação para sistemas de distribuição de energia. Desenvolvido por Roger C. Dugan e Thomas E. McDermott o programa tem a finalidade de executar a maioria das análises conhecidas em regime permanente senoidal, como solução do fluxo de potência e estudo de curto-circuito.

Inicialmente, foi desenvolvido com a finalidade de ser um software para estudo de harmônicos; particularidade a qual lhe proporciona uma grande flexibilidade no estudo dos sistemas elétricos uma vez que, diferente dos softwares para cálculo de fluxo, ele não está atrelado a uma predefinição dos barramentos. Estes são inseridos de maneira contínua de acordo com as necessidades do usuário e ampliação da rede.

O programa foi projetado para ser indefinidamente expansível e modificado de acordo com as necessidades do usuário. Sua plataforma open-source (código livre) promove o acesso ao código fonte para possíveis alterações a fim de melhorar continuamente seu desempenho e adequação às necessidades futuras dos sistemas de potência.

Também, o programa pode ser executado por meio de um servidor COM (Component Object Model). Isso significa que pode ser controlado por uma série de plataformas de softwares comerciais, como VBA e MATLAB, ampliando sua capacidade de criação pelo usuário de métodos próprios de solução e acesso a bancos de dados.

Trata-se de uma ferramenta poderosa e flexível para atender as atuais redes de distribuição e realizar pesquisas e simulações nos novos ambientes de redes inteligentes (SmartGrids). (Dugan, 2016)

Algoritmo de solução

A solução do fluxo de potência dentro do OpenDSS é um tanto não usual. Como o programa evoluiu de uma plataforma para análise de fluxo harmônico de grandes redes, arbitrariamente combinadas e com múltiplas fases, sua metodologia de solução se assemelha mais com métodos de análise de transitórios eletromagnéticos e harmônicos do que com programas típicos de solução de fluxo de potência pra redes de distribuição. Claro que, independente da origem do software, como solução de fluxo de energia, é necessária solução iterativa devido aos modelos de carga não-lineares.

Existem dois algoritmos de solução iterativa implementados dentro do OpenDSS. O algoritmo 'Normal' e o algoritmo 'Newton'. O método Normal é mais rápido e funciona bem para sistemas de distribuição com fonte de energia firme, mas pode apresentar alguns problemas de convergência. O método Newton é um pouco mais robusto e converge mais facilmente para circuitos que são difíceis de resolver.

A formulação da solução de circuito é essencialmente a mesma quando o programa está executando uma solução de fluxo de energia, curto-circuito, harmônicos, tensão dispersa ou dinâmica. A técnica funciona para qualquer número de fases e tem pouca sensibilidade à configuração do circuito.

Modelo de Solução Normal

O modelo de solução de fluxo de potência Normal é uma técnica iterativa, para resolução de equações não-lineares, baseada em 'iteração de ponto-fixo' (i.e., a iteração se dá sobre um ponto fixo) usando a matriz de admitância nodal. Trata-se de uma metodologia simples e útil devido à sua velocidade de convergência. Uma vez que a matriz $Y_{sistema}$ é construída, a solução está quase configurada.

Basicamente, é gerada uma matriz $Y_{primitiva}$ para cada elemento do circuito. O algoritmo de solução as combina e constrói a matriz esparsa $Y_{sistema}$ para todo o sistema principal.

As tensões dos nós são encontradas por meio das equações de ohm matriciais. Em cada iteração, os valores mais recentes das tensões de terminal são usados para obter as informações atualizadas das injeções de corrente de todos os elementos de conversão de energia (PC, do inglês Power Conversion – geradores e cargas) no sistema.

$$[I_{inj}] = [Y_{sistema}][V] \quad \text{Eq.01}$$

Todavia, essa metodologia de cálculo é um pouco sensível para alguns modelos de circuitos. Assim, para esta técnica de solução, é importante uma estimativa inicial efetiva das tensões nodais (módulo e ângulo). Com uma estimativa assertiva, o algoritmo tende a convergir bem.

Para tanto, as tensões iniciais são obtidas por meio da execução do fluxo de potência direto (sem repetição) do sistema sem carga. Isto significa que, para a iteração inicial, todos os elementos de derivação são desconectados restando apenas os elementos série para transporte de energia (PD, do inglês Power Delivery) e a fonte principal de entrada.

O valor da solução direta encontrada é quase sempre bastante próximo a solução com carga. Isso é importante porque o OpenDSS foi projetado para resolver redes n-fases arbitrárias, nas quais pode haver todos os tipos de relações e conexões de transformadores.

O ciclo de iteração começa após reconectar todos os elementos da rede e calcular as injeções de corrente dos (I_{inj}) de todos os elementos PC no sistema.

$$V_{k+1} = [Y_{sistema}]^{-1} I_{inj}(V_k) \quad k = 1, 2, 3, \dots, \text{convergência} \quad \text{Eq.02}$$

O ciclo se repete até que as tensões convirjam para valores menores que a tolerância.

Durante este processo a matriz $Y_{sistema}$ normalmente não é reconstruída para que as iterações sejam rápidas. Isso aumenta a eficiência da solução algoritmo, o que é importante para realizar longas simulações em séries temporais.

Ao executar simulações diárias ou anuais, a solução da hora anterior é usada como ponto de partida para a próxima solução. A menos que haja uma grande mudança na carga, a solução normalmente converge em duas iterações (uma para fazer a solução e outra para verificar sua convergência). Assim, após o primeiro horário, o OpenDSS é capaz de realizar várias soluções por segundo, gerando configurações anuais de forma bastante eficiente. (Dugan, 2016)

Apesar de simples é uma metodologia bastante confiável e converge bem para a maioria dos sistemas de distribuição, os quais possuem uma fonte de energia dominante adequada para atender a carga, mesmo aqueles com desequilíbrios severos. Segundo (Dugan & McDermott, 2011), o método de solução padrão possui características de convergência semelhantes à maioria dos métodos de varredura forward-backward para circuitos radiais (descrito em (Kirsting, 2006)).

Modelo de solução de newton

O programa possui outro algoritmo de solução implementado que é chamado de método Newton, mas que não deve ser confundido com o método de fluxo de potência

tradicional “Newton-Raphson”. O software usa uma formulação diferente para problema do fluxo de energia, mas ainda é um sistema de equações não-lineares resolvidas pelo método de Newton. No OpenDSS, o fluxo de carga de Newton é multifásico e combina as partes reais e imaginárias (formulação complexa). Segundo (Dugan & McDermott, 2011), é um pouco mais robusto que a simples iteração de ponto fixo quando um circuito é difícil de resolver, usado geralmente para circuitos de transmissão. No entanto, é necessário aproximadamente duas vezes mais operações aritméticas, que podem se somar em longas simulações. Costuma ser raramente necessário para resolver sistemas de distribuição.

O método de Newton no OpenDSS pode ser escrito:

$$V_{k+1} = V_k - [Y_{sistema}]^{-1} I_{term_k} \quad k = 1, 2, 3, \dots, \text{convergência} \quad \text{Eq. 03}$$

Onde I_{term} é o vetor de somas de corrente de terminal para todos os nós. Esta formulação tenta forçar a corrente a somar para zero em cada nó. Convergirá um pouco melhor para casos com acentuada não-linearidade e/ou mal condicionados. No entanto, atualmente, o software não atualiza Y entre as iterações, portanto, realmente não possui uma grande vantagem sobre o modelo de ponto fixo. Então, normalmente é utilizado o modelo Normal para simulações temporais sequenciais uma vez que é mais veloz para simulações anuais.

A matriz Y é usada como jacobiana nesta formulação. Enquanto os derivados apontarem na direção certa, a solução provavelmente chegará eventualmente. Convergiria em menos iterações se o programa atualizasse a matriz Y para os derivados de carga não-linear em cada iteração, mas as iterações são computacionalmente leves. Reconstruir Y é mais pesado. Além disso, como dito, uma vez que se obtém a solução da primeira hora, a cada uma das demais são encontradas em normalmente em apenas 2 iterações.²⁸

²⁸ <https://sourceforge.net/p/electricdss/discussion/861977/thread/2a4d83a5/#439e> Acesso:02/2018 (Resposta apresentada por Roger Dugan em 15/12/2014)

ANEXO III – RESULTADOS DO FLUXO DE POTÊNCIA

1. Carga dos transformadores MT/BT e consumidores MT

1.1. Módulo das correntes fase A das cargas do alimentador²⁹

	B1001	B1002	B1003	B1004	B1005	B1006	B1007	B1008	B1009	B1010	B1011	B1012	B1013	B1014	B1015	B1016	B1017	B1018	B1019	B1020	B1021	B1022	B1023	B1024	B1025	B1026	B1027	B1028	B1029	B1030
0	0,00	0,83	0,57	0,19	0,57	0,10	0,40	0,04	0,00	0,90	0,06	0,50	0,65	0,00	0,81	0,01	0,00	1,40	0,14	0,11	16,99	0,00	8,38	0,25	0,61	0,04	0,33	0,00	0,36	0,00
1	0,00	0,82	0,47	0,19	0,55	0,10	0,39	0,04	0,00	0,75	0,06	0,44	0,64	0,00	0,80	0,01	0,00	1,38	0,14	0,11	16,18	0,00	8,05	0,25	0,61	0,03	0,29	0,00	0,31	0,00
2	0,00	0,79	0,45	0,19	0,53	0,09	0,39	0,04	0,00	0,69	0,06	0,42	0,66	0,00	0,80	0,01	0,00	1,38	0,14	0,11	15,62	0,00	8,21	0,25	0,61	0,03	0,22	0,00	0,29	0,00
3	0,00	0,80	0,49	0,19	0,52	0,09	0,39	0,04	0,00	0,74	0,06	0,45	0,74	0,00	0,80	0,01	0,00	1,38	0,14	0,11	15,16	0,00	8,22	0,25	0,61	0,03	0,23	0,00	0,29	0,00
4	0,00	0,87	0,45	0,19	0,50	0,09	0,38	0,04	0,00	0,70	0,06	0,42	0,73	0,00	0,80	0,01	0,00	1,38	0,14	0,11	15,79	0,00	8,29	0,25	0,61	0,03	0,22	0,00	0,28	0,00
5	0,00	1,07	0,44	0,15	0,49	0,09	0,37	0,04	0,00	0,70	0,06	0,39	0,75	0,00	0,80	0,01	0,00	1,39	0,12	0,09	21,22	0,00	8,47	0,20	0,61	0,03	0,29	0,00	0,29	0,00
6	0,00	1,15	0,44	0,02	0,43	0,10	0,33	0,05	0,00	0,59	0,07	0,33	0,90	0,00	0,79	0,01	0,00	1,37	0,02	0,01	30,87	0,00	10,18	0,03	0,60	0,05	0,44	0,00	0,27	0,00
7	0,00	1,63	0,39	0,00	0,44	0,08	0,37	0,06	0,00	0,52	0,07	0,27	1,20	0,00	0,78	0,01	0,00	1,34	0,00	0,00	40,79	0,00	11,10	0,01	0,59	0,03	0,31	0,00	0,23	0,00
8	0,00	1,81	0,36	0,00	0,48	0,08	0,40	0,06	0,00	0,62	0,07	0,30	1,46	0,00	0,77	0,01	0,00	1,34	0,00	0,00	43,66	0,00	12,13	0,01	0,59	0,04	0,34	0,00	0,25	0,00
9	0,00	1,86	0,41	0,00	0,48	0,10	0,40	0,06	0,00	0,68	0,07	0,31	1,61	0,00	0,81	0,01	0,00	1,40	0,00	0,00	44,36	0,00	14,51	0,01	0,61	0,05	0,45	0,00	0,28	0,00
10	0,00	1,92	0,42	0,00	0,47	0,08	0,41	0,06	0,00	0,68	0,07	0,31	1,67	0,00	0,81	0,01	0,00	1,41	0,00	0,00	45,67	0,00	15,12	0,01	0,62	0,03	0,31	0,00	0,25	0,00
11	0,00	1,95	0,46	0,00	0,47	0,11	0,42	0,06	0,00	0,69	0,07	0,33	1,67	0,00	0,80	0,01	0,00	1,38	0,00	0,00	44,65	0,00	15,61	0,01	0,61	0,06	0,53	0,00	0,28	0,00
12	0,00	1,88	0,49	0,00	0,54	0,11	0,41	0,06	0,00	0,73	0,06	0,36	1,55	0,00	0,80	0,01	0,00	1,38	0,00	0,00	42,43	0,00	15,17	0,01	0,61	0,06	0,50	0,00	0,29	0,00
13	0,00	1,92	0,47	0,00	0,56	0,09	0,42	0,06	0,00	0,75	0,07	0,36	1,62	0,00	0,80	0,01	0,00	1,38	0,00	0,00	43,65	0,00	14,43	0,01	0,60	0,05	0,41	0,00	0,28	0,00
14	0,00	1,93	0,46	0,00	0,52	0,09	0,43	0,06	0,00	0,71	0,07	0,36	1,62	0,00	0,80	0,01	0,00	1,39	0,00	0,00	43,98	0,00	14,69	0,01	0,61	0,04	0,36	0,00	0,26	0,00
15	0,00	1,93	0,50	0,00	0,54	0,11	0,43	0,06	0,00	0,75	0,06	0,38	1,59	0,00	0,80	0,01	0,00	1,39	0,00	0,00	43,52	0,00	15,12	0,01	0,61	0,06	0,49	0,00	0,29	0,00
16	0,00	1,97	0,57	0,00	0,51	0,10	0,43	0,06	0,00	0,82	0,07	0,41	1,46	0,00	0,80	0,01	0,00	1,39	0,00	0,00	42,37	0,00	14,98	0,01	0,61	0,05	0,45	0,00	0,31	0,00
17	0,00	1,65	0,65	0,03	0,54	0,11	0,44	0,06	0,00	1,04	0,07	0,50	1,24	0,00	0,82	0,01	0,00	1,41	0,02	0,02	32,45	0,00	14,02	0,04	0,62	0,06	0,50	0,00	0,38	0,00
18	0,00	1,63	0,98	0,17	0,73	0,21	0,51	0,06	0,00	1,53	0,07	0,82	1,19	0,00	0,82	0,01	0,00	1,41	0,13	0,10	27,06	0,00	13,04	0,23	0,62	0,13	1,06	0,00	0,60	0,00
19	0,00	1,64	1,09	0,19	0,75	0,19	0,54	0,06	0,00	1,73	0,07	0,91	1,19	0,00	0,82	0,01	0,00	1,42	0,14	0,11	27,34	0,00	11,87	0,25	0,62	0,11	0,92	0,00	0,65	0,00
20	0,00	1,41	1,04	0,19	0,71	0,19	0,50	0,06	0,00	1,56	0,07	0,83	1,14	0,00	0,83	0,01	0,00	1,43	0,14	0,11	27,40	0,00	12,13	0,25	0,63	0,11	0,90	0,00	0,60	0,00
21	0,00	1,07	0,82	0,19	0,67	0,15	0,47	0,05	0,00	1,28	0,07	0,69	1,01	0,00	0,83	0,01	0,00	1,44	0,14	0,11	25,31	0,00	12,06	0,25	0,63	0,07	0,62	0,00	0,50	0,00
22	0,00	0,93	0,77	0,19	0,64	0,14	0,44	0,04	0,00	1,17	0,06	0,64	0,83	0,00	0,83	0,01	0,00	1,44	0,14	0,11	20,29	0,00	11,07	0,25	0,63	0,07	0,58	0,00	0,47	0,00
23	0,00	0,92	0,69	0,19	0,62	0,12	0,41	0,04	0,00	1,02	0,06	0,59	0,75	0,00	0,83	0,01	0,00	1,44	0,14	0,11	17,54	0,00	10,17	0,25	0,63	0,05	0,44	0,00	0,39	0,00

	B1031	B1032	B1033	B1034	B1035	B1036	B1037	B1038	B1039	B1040	B1041	B1042	B1043	B1044	B1045	B1046	B1047	B1048	B1049	B1050	B1051	B1052	B1053	B1054	B1055	B1056	B1057	B1058	B1059	B1060
0	1,22	0,00	0,47	0,05	0,12	0,00	1,03	0,32	0,87	0,00	0,44	0,07	0,35	0,12	0,00	0,43	0,08	0,28	0,28	1,00	0,00	1,04	1,46	0,00	0,58	0,74	1,01	0,00	0,44	0,00
1	0,99	0,00	0,40	0,05	0,12	0,00	0,86	0,27	0,74	0,00	0,39	0,06	0,31	0,11	0,00	0,34	0,07	0,28	0,26	0,93	0,00	0,91	1,26	0,00	0,50	0,64	0,87	0,00	0,38	0,00
2	0,91	0,00	0,38	0,05	0,11	0,00	0,83	0,24	0,69	0,00	0,36	0,05	0,31	0,09	0,00	0,33	0,06	0,27	0,25	0,86	0,00	0,85	1,16	0,00	0,48	0,61	0,84	0,00	0,36	0,00
3	1,03	0,00	0,40	0,05	0,12	0,00	0,91	0,26	0,71	0,00	0,36	0,05	0,32	0,10	0,00	0,37	0,06	0,30	0,25	0,91	0,00	0,88	1,20	0,00	0,55	0,64	0,90	0,00	0,37	0,00
4	0,95	0,00	0,39	0,05	0,11	0,00	0,86	0,25	0,70	0,00	0,36	0,05	0,31	0,10	0,00	0,34	0,06	0,31	0,25	0,90	0,00	0,87	1,19	0,00	0,50	0,62	0,86	0,00	0,38	0,00
5	0,98	0,00	0,39	0,06	0,12	0,00	0,87	0,28	0,70	0,00	0,38	0,05	0,31	0,10	0,00	0,33	0,07	0,32	0,26	0,97	0,00	0,89	1,26	0,00	0,51	0,65	0,86	0,00	0,37	0,00
6	1,09	0,00	0,40	0,07	0,12	0,00	0,90	0,32	0,73	0,00	0,42	0,06	0,34	0,11	0,00	0,34	0,11	0,36	0,27	1,16	0,00	0,99	1,37	0,00	0,52	0,71	0,88	0,00	0,35	0,00
7	0,91	0,00	0,37	0,08	0,13	0,00	0,79	0,26	0,69	0,00	0,35	0,06	0,51	0,10	0,00	0,30	0,07	0,35	0,30	1,27	0,00	0,85	1,14	0,00	0,43	0,62	0,77	0,00	0,33	0,00
8	1,07	0,00	0,38	0,08	0,15	0,00	0,91	0,29	0,68	0,00	0,38	0,04	0,65	0,11	0,00	0,31	0,08	0,40	0,29	1,54	0,00	1,10	1,24	0,00	0,48	0,88	0,88	0,00	0,36	0,00
9	1,19	0,00	0,41	0,08	0,15	0,00	0,94	0,34	0,70	0,00	0,41	0,05	0,68	0,12	0,00	0,35	0,11	0,45	0,30	1,74	0,00	1,07	1,35	0,00	0,52	0,83	0,88	0,00	0,36	0,00
10	1,16	0,00	0,43	0,08	0,16	0,00	0,97	0,30	0,76	0,00	0,42	0,06	0,72	0,12	0,00	0,37	0,07	0,47	0,30	1,69	0,00	1,05	1,28	0,00	0,52	0,80	0,92	0,00	0,38	0,00
11	1,27	0,00	0,45	0,08	0,16	0,00	1,01	0,38	0,81	0,00	0,44	0,06	0,71	0,14	0,00	0,36	0,13	0,47	0,31	1,86	0,00	1,18	1,45	0,00	0,57	0,88	0,96	0,00	0,40	0,00
12	1,31	0,00	0,46	0,08	0,16	0,00	1,06	0,38	0,87	0,00	0,46	0,06	0,72	0,14	0,00	0,39	0,12	0,46	0,31	1,85	0,00	1,26	1,50	0,00	0,58	0,93	1,02	0,00	0,42	0,00
13	1,33	0,00	0,46	0,08	0,17	0,00	1,09	0,35	0,84	0,00	0,43	0,05	0,73	0,13	0,00	0,41	0,10	0,45	0,30	1,78	0,00	1,22	1,44	0,00	0,60	0,94	1,04	0,00	0,42	0,00
14	1,26	0,00	0,46	0,08	0,17	0,00	1,06	0,34	0,86	0,00	0,41	0,06	0,74	0,13	0,00	0,39	0,09	0,45	0,31	1,76	0,00	1,24	1,38	0,00	0,57	0,95	1,03	0,00	0,43	0,00
15	1,40	0,00	0,47	0,09	0,18	0,00	1,12	0,38	0,84	0,00	0,44	0,06	0,73	0,13	0,00	0,42	0,12	0,47	0,31	1,84	0,00	1,29	1,48	0,00	0,64	1,01	1,07	0,00	0,43	0,00
16	1,50	0,00	0,53	0,09	0,18	0,00	1,23	0,39	0,95	0,00	0,47	0,06	0,71	0,14	0,00	0,48	0,11	0,47	0,32	1,78	0,00	1,33	1,63	0,00	0,68	1,00				

	B1091	B1092	B1093	B1094	B1095	B1096	B1097	B1098	B1099	B1100	B1101	B1102	B1103	B1104	B1105	B1106	B1107	B1108	B1109	B1110	B1111	B1112	B1113	B1114	B1115	B1116	B1117	B1118	B1119	B1120
0	1.09	0.00	0.34	0.00	0.95	1.15	0.39	0.27	0.00	0.29	0.00	0.67	1.21	0.64	0.00	0.57	0.95	0.26	0.00	0.07	0.92	0.00	0.75	0.91	0.54	0.00	0.03	0.00	0.07	10.76
1	0.99	0.00	0.28	0.00	0.79	0.98	0.35	0.23	0.00	0.25	0.00	0.57	0.98	0.63	0.00	0.50	0.94	0.23	0.00	0.07	0.77	0.00	0.63	0.75	0.47	0.00	0.03	0.00	0.05	10.65
2	0.95	0.00	0.27	0.00	0.74	0.92	0.34	0.21	0.00	0.24	0.00	0.55	0.94	0.63	0.00	0.48	0.94	0.21	0.00	0.07	0.74	0.00	0.60	0.69	0.42	0.00	0.03	0.00	0.04	10.00
3	0.96	0.00	0.32	0.00	0.79	0.96	0.36	0.22	0.00	0.24	0.00	0.58	1.03	0.63	0.00	0.48	0.95	0.22	0.00	0.07	0.78	0.00	0.66	0.73	0.44	0.00	0.03	0.00	0.04	9.92
4	0.95	0.00	0.29	0.00	0.75	0.91	0.36	0.21	0.00	0.25	0.00	0.57	0.97	0.63	0.00	0.49	0.95	0.23	0.00	0.07	0.75	0.00	0.64	0.70	0.44	0.00	0.03	0.00	0.03	9.80
5	0.96	0.00	0.28	0.00	0.76	0.95	0.34	0.22	0.00	0.25	0.00	0.56	0.96	0.61	0.00	0.49	0.95	0.22	0.00	0.06	0.75	0.00	0.63	0.74	0.45	0.00	0.03	0.00	0.05	9.64
6	1.05	0.00	0.32	0.00	0.78	1.05	0.29	0.24	0.00	0.24	0.00	0.52	0.99	0.09	0.00	0.49	0.94	0.20	0.00	0.02	0.79	0.00	0.65	0.77	0.45	0.00	0.04	0.00	0.05	8.63
7	1.31	0.00	0.27	0.00	0.71	0.89	0.28	0.20	0.00	0.23	0.00	0.49	0.89	0.04	0.00	0.48	0.92	0.19	0.00	0.02	0.71	0.00	0.58	0.71	0.40	0.00	0.04	0.00	0.05	9.80
8	1.86	0.00	0.35	0.00	0.72	1.02	0.31	0.21	0.00	0.29	0.00	0.58	0.95	0.04	0.00	0.57	0.91	0.21	0.00	0.02	0.81	0.00	0.69	0.81	0.45	0.00	0.08	0.00	0.06	11.05
9	2.15	0.00	0.35	0.00	0.77	1.04	0.32	0.25	0.00	0.28	0.00	0.57	1.02	0.04	0.00	0.57	0.95	0.23	0.00	0.03	0.82	0.00	0.72	0.84	0.51	0.00	0.05	0.00	0.07	11.35
10	2.30	0.00	0.35	0.00	0.80	1.01	0.36	0.23	0.00	0.30	0.00	0.61	1.10	0.04	0.00	0.60	0.96	0.25	0.00	0.03	0.85	0.00	0.77	0.85	0.51	0.00	0.05	0.00	0.07	11.22
11	2.37	0.00	0.38	0.00	0.82	1.08	0.37	0.28	0.00	0.31	0.00	0.63	1.10	0.04	0.00	0.61	0.94	0.27	0.00	0.03	0.87	0.00	0.83	0.90	0.59	0.00	0.05	0.00	0.06	10.80
12	2.15	0.00	0.40	0.00	0.88	1.17	0.38	0.29	0.00	0.33	0.00	0.66	1.16	0.04	0.00	0.62	0.94	0.27	0.00	0.03	0.94	0.00	0.85	0.96	0.59	0.00	0.06	0.00	0.06	10.13
13	2.33	0.00	0.41	0.00	0.88	1.16	0.39	0.27	0.00	0.33	0.00	0.67	1.19	0.04	0.00	0.64	0.94	0.26	0.00	0.03	0.95	0.00	0.86	0.95	0.58	0.00	0.06	0.00	0.07	10.66
14	2.53	0.00	0.41	0.00	0.85	1.13	0.39	0.25	0.00	0.34	0.00	0.69	1.17	0.04	0.00	0.64	0.95	0.26	0.00	0.03	0.95	0.00	0.85	0.94	0.56	0.00	0.07	0.00	0.06	11.02
15	2.30	0.00	0.45	0.00	0.89	1.19	0.38	0.29	0.00	0.33	0.00	0.68	1.20	0.04	0.00	0.62	0.95	0.26	0.00	0.03	0.96	0.00	0.89	0.95	0.57	0.00	0.07	0.00	0.06	10.42
16	2.35	0.00	0.46	0.00	1.00	1.31	0.41	0.30	0.00	0.34	0.00	0.74	1.38	0.04	0.00	0.68	0.95	0.28	0.00	0.03	1.08	0.00	0.95	1.03	0.61	0.00	0.06	0.00	0.07	11.00
17	2.35	0.00	0.56	0.00	1.14	1.54	0.46	0.35	0.00	0.40	0.00	0.87	1.61	0.12	0.00	0.76	0.97	0.31	0.00	0.04	1.26	0.00	1.10	1.22	0.71	0.00	0.08	0.00	0.10	10.50
18	2.32	0.00	0.77	0.00	1.51	2.19	0.58	0.55	0.00	0.50	0.00	1.15	2.08	0.60	0.00	0.94	0.97	0.42	0.00	0.08	1.67	0.00	1.46	1.65	1.02	0.00	0.10	0.00	0.12	9.56
19	2.34	0.00	0.85	0.00	1.69	2.49	0.70	0.57	0.00	0.64	0.00	1.36	2.46	0.65	0.00	1.16	0.97	0.49	0.00	0.09	2.01	0.00	1.69	1.91	1.16	0.00	0.13	0.00	0.14	9.00
20	2.20	0.00	0.74	0.00	1.61	2.22	0.66	0.54	0.00	0.53	0.00	1.23	2.25	0.65	0.00	1.01	0.98	0.45	0.00	0.09	1.77	0.00	1.51	1.73	1.08	0.00	0.08	0.00	0.12	9.85
21	1.70	0.00	0.58	0.00	1.30	1.81	0.55	0.41	0.00	0.47	0.00	1.03	1.79	0.64	0.00	0.89	0.98	0.38	0.00	0.08	1.46	0.00	1.21	1.41	0.85	0.00	0.09	0.00	0.10	9.79
22	1.47	0.00	0.50	0.00	1.22	1.62	0.48	0.38	0.00	0.40	0.00	0.91	1.62	0.64	0.00	0.75	0.99	0.34	0.00	0.08	1.28	0.00	1.06	1.25	0.74	0.00	0.06	0.00	0.09	10.95
23	1.33	0.00	0.46	0.00	1.08	1.35	0.45	0.34	0.00	0.34	0.00	0.80	1.43	0.64	0.00	0.63	0.98	0.30	0.00	0.07	1.10	0.00	0.96	1.06	0.65	0.00	0.05	0.00	0.07	11.35

2. Resultado dos fluxos de potência nas linhas

2.1. Módulo das correntes fase A com 0% de penetração de GD30

	B1001	B1002	B1003	B1004	B1005	B1006	B1007	B1008	B1009	B1010	B1011	B1012	B1013	B1014	B1015	B1016	B1017	B1018	B1019	B1020	B1021	B1022	B1023	B1024	B1025	B1026	B1027	B1028	B1029	B1030
0	135.04	0.83	134.22	133.66	133.47	132.90	132.80	132.41	132.37	1.40	130.97	0.50	130.91	130.26	0.81	129.45	129.44	1.40	128.05	127.91	127.79	110.81	9.00	101.81	0.61	101.56	101.53	101.20	85.77	15.44
1	125.36	0.82	124.54	124.07	123.88	123.34	123.24	122.86	122.82	1.19	121.63	0.44	121.57	120.93	0.80	120.14	120.13	1.38	118.75	118.61	118.50	102.32	8.66	93.66	0.61	93.41	93.38	93.09	79.82	13.28
2	120.65	0.79	119.86	119.42	119.24	118.71	118.63	118.25	118.21	1.11	117.10	0.42	117.04	116.37	0.80	115.58	115.57	1.38	114.19	114.05	113.93	98.31	8.82	89.49	0.61	89.23	89.21	88.99	76.50	12.50
3	120.87	0.80	120.07	119.59	119.40	118.88	118.80	118.42	118.38	1.19	117.19	0.45	117.13	116.39	0.80	115.59	115.58	1.38	114.20	114.06	113.95	98.78	8.83	89.69	0.61	89.71	89.69	89.45	76.50	13.43
4	122.18	0.87	121.31	120.86	120.67	120.17	120.09	119.71	119.67	1.13	118.55	0.42	118.49	117.76	0.80	116.96	116.95	1.38	115.57	115.43	115.32	99.53	8.90	90.63	0.61	90.38	90.36	90.13	77.18	12.96
5	144.20	1.07	143.12	142.69	142.55	142.06	141.96	141.60	141.55	1.09	140.47	0.39	140.40	139.66	0.80	138.86	138.85	1.39	137.46	137.35	137.26	116.04	9.08	106.96	0.61	106.76	106.73	106.45	93.13	13.32
6	183.94	1.15	182.79	182.37	182.36	181.93	181.83	181.49	181.45	0.92	180.53	0.33	180.46	179.56	0.79	178.77	178.76	1.37	177.39	177.38	177.37	146.50	10.78	135.72	0.60	135.69	135.66	135.22	120.90	14.32
7	223.59	1.63	221.97	221.60	221.60	221.16	221.09	220.72	220.67	0.79	219.88	0.27	219.81	218.61	0.78	217.84	217.83	1.34	216.49	216.48	216.48	175.69	11.69	164.00	0.59	164.00	163.97	163.66	150.63	13.03
8	244.57	1.81	242.76	242.41	242.41	241.93	241.85	241.45	241.39	0.92	240.48	0.30	240.41	238.95	0.77	238.17	238.16	1.34	236.83	236.83	236.82	193.16	13.74	179.43	0.59	179.42	179.40	179.06	164.16	14.90
9	252.02	1.86	250.16	249.77	249.77	249.29	249.19	248.79	248.73	0.98	247.75	0.31	247.69	246.07	0.81	245.27	245.26	1.40	243.87	243.86	243.86	199.50	15.13	184.38	0.61	184.37	184.34	183.88	167.98	15.90
10	258.70	1.92	256.78	256.38	256.38	255.91	255.83	255.42	255.36	0.98	254.38	0.31	254.31	252.63	0.81	251.81	251.80	1.41	250.40	250.40	250.40	204.73	15.73	189.00	0.62	188.99	188.97	188.66	172.72	15.93
11	257.43	1.95	255.48	255.05	255.04	254.58	254.47	254.05	253.99	1.02	252.97	0.33	252.91	251.24	0.80	250.44	250.43	1.38	249.05	249.05	249.05	204.40	16.21	188.19	0.61	188.19	188.15	187.62	170.32	17.30
12	248.87	1.88	246.98	246.52	246.52	246.08	245.98	245.46	245.40	1.08	244.31	0.36	244.25	242.70	0.80	241.90	241.89	1.38	240.51	240.51	240.51	198.08	15.78	182.29	0.61	182.29	182.25	181.75	163.90	17.85
13	253.60	1.92	251.69	251.24	251.24	250.80	250.59	250.17	250.11	1.10	249.01	0.36	248.94	247.32	0.80	246.53	246.52	1.38	245.15	245.14	245.14	201.49	15.03	186.46	0.60	186.45	186.42	186.02	168.39	17.62
14	255.26	1.93	253.33	252.88	252.88	252.37	252.28	251.86	251.80	1.07	250.74	0.36	250.67	249.06	0.80	248.25	248.24	1.39	246.86	246.85	246.85	202.87	15.30	187.56	0.61	187.5				

	B1061	B1062	B1063	B1064	B1065	B1066	B1067	B1068	B1069	B1070	B1071	B1072	B1073	B1074	B1075	B1076	B1077	B1078	B1079	B1080	B1081	B1082	B1083	B1084	B1085	B1086	B1087	B1088	B1089	B1090
0	1.01	2.12	0.63	1.49	0.70	0.70	85.44	0.51	84.93	84.06	0.54	33.58	16.40	17.18	16.11	2.33	13.77	1.78	0.00	1.33	12.45	11.22	9.07	2.15	0.57	1.59	0.98	1.75	7.32	1.16
1	0.86	1.80	0.50	1.30	0.60	0.60	79.54	0.50	79.04	78.32	0.44	30.24	15.67	14.58	13.66	1.98	11.69	1.50	0.00	1.14	10.55	9.54	7.72	1.82	0.49	1.33	0.82	1.45	6.27	0.96
2	0.82	1.69	0.47	1.22	0.55	0.55	76.24	0.50	75.74	75.07	0.40	28.61	14.81	13.81	12.94	1.88	11.07	1.42	0.00	1.09	9.99	9.02	7.31	1.71	0.45	1.27	0.77	1.36	5.95	0.90
3	0.87	1.94	0.52	1.41	0.59	0.59	75.77	0.51	75.26	74.60	0.41	29.53	14.87	14.66	13.73	1.93	11.80	1.46	0.00	1.12	10.68	9.57	7.73	1.84	0.48	1.37	0.82	1.47	6.27	0.99
4	0.87	1.84	0.50	1.34	0.57	0.57	76.93	0.51	76.42	75.76	0.40	28.83	14.70	14.13	13.24	1.88	11.35	1.42	0.00	1.10	10.25	9.24	7.47	1.78	0.47	1.32	0.81	1.40	6.07	0.94
5	0.86	1.87	0.51	1.36	0.59	0.59	92.87	0.51	92.36	91.67	0.42	28.66	14.46	14.21	13.37	1.94	11.40	1.47	0.00	1.12	10.28	9.32	7.55	1.77	0.49	1.29	0.79	1.43	6.12	0.97
6	0.88	1.99	0.50	1.49	0.68	0.68	120.64	0.50	120.14	119.44	0.43	27.87	13.09	14.78	13.97	1.17	11.80	1.71	0.00	1.11	10.69	9.65	7.81	1.84	0.54	1.31	0.79	1.47	6.34	0.98
7	0.80	1.74	0.46	1.28	0.55	0.55	150.41	0.49	149.92	149.25	0.42	28.26	13.90	14.37	13.60	2.52	11.09	2.09	0.00	1.08	10.01	9.10	7.43	1.67	0.44	1.23	0.76	1.33	6.10	0.89
8	0.82	1.96	0.52	1.45	0.60	0.60	163.92	0.49	163.43	162.67	0.50	33.20	15.69	17.51	16.64	3.86	12.78	3.37	0.00	1.25	11.53	10.60	8.77	1.82	0.47	1.36	0.85	1.50	7.28	0.99
9	0.86	2.22	0.57	1.65	0.68	0.68	167.72	0.51	167.21	166.45	0.50	34.90	16.15	18.75	17.85	4.36	13.49	3.87	0.00	1.24	12.25	11.21	9.30	1.91	0.53	1.39	0.87	1.58	7.73	1.08
10	0.93	2.25	0.60	1.66	0.63	0.63	172.48	0.51	171.97	171.18	0.52	35.75	16.15	19.60	18.64	4.52	14.12	4.00	0.00	1.32	12.80	11.69	9.68	2.01	0.50	1.52	0.96	1.62	8.06	1.12
11	1.00	2.45	0.62	1.84	0.78	0.78	170.05	0.50	169.54	168.71	0.53	36.31	15.94	20.37	19.41	4.70	14.71	4.17	0.00	1.37	13.34	12.20	10.05	2.15	0.60	1.56	0.98	1.67	8.38	1.17
12	1.02	2.50	0.63	1.88	0.79	0.79	163.62	0.50	163.11	162.21	0.57	36.37	15.45	20.92	19.91	4.77	15.14	4.21	0.00	1.44	13.70	12.50	10.24	2.25	0.61	1.65	1.03	1.75	8.49	1.20
13	1.00	2.47	0.65	1.82	0.74	0.74	168.12	0.50	167.62	166.74	0.57	37.29	16.00	21.29	20.25	4.84	15.41	4.28	0.00	1.45	13.97	12.73	10.50	2.23	0.57	1.67	1.04	1.79	8.72	1.23
14	1.01	2.41	0.63	1.78	0.72	0.72	169.56	0.51	169.05	168.15	0.58	37.71	16.33	21.38	20.35	4.85	15.49	4.28	0.00	1.47	14.02	12.83	10.60	2.23	0.55	1.69	1.05	1.74	8.86	1.18
15	1.02	2.59	0.66	1.93	0.78	0.78	167.75	0.51	167.24	166.36	0.56	37.31	15.80	21.51	20.49	4.90	15.59	4.33	0.00	1.45	14.14	12.87	10.61	2.26	0.60	1.67	1.02	1.81	8.80	1.24
16	1.17	2.76	0.72	2.04	0.83	0.83	166.96	0.51	166.45	165.51	0.60	39.86	16.74	23.12	21.98	5.05	16.95	4.41	0.00	1.56	15.40	13.95	11.44	2.51	0.65	1.86	1.14	1.99	9.45	1.36
17	1.29	3.13	0.87	2.27	0.94	0.94	140.74	0.52	140.22	139.13	0.72	42.87	17.10	25.77	24.44	5.20	19.24	4.48	0.00	1.76	17.49	15.81	12.95	2.87	0.73	2.14	1.31	2.36	10.59	1.60
18	1.75	4.28	1.13	3.16	1.48	1.48	132.68	0.52	132.16	130.72	0.92	50.38	18.47	31.91	30.58	5.41	24.77	4.46	0.00	2.22	22.55	20.30	16.43	3.87	1.14	2.75	1.66	3.10	13.33	2.06
19	2.09	4.63	1.28	3.36	1.56	1.56	138.47	0.52	137.95	136.21	1.11	55.01	19.18	35.73	33.72	5.42	28.30	4.29	0.00	2.63	25.67	23.13	18.59	4.55	1.24	3.32	2.06	3.53	15.06	2.30
20	1.95	4.42	1.19	3.24	1.48	1.48	134.90	0.52	134.38	132.82	0.98	51.45	19.19	32.26	30.40	5.48	25.82	5.58	0.00	2.37	23.45	21.03	16.92	4.17	1.17	3.02	1.86	3.23	13.69	2.16
21	1.58	3.41	0.94	2.47	1.13	1.13	121.10	0.53	120.58	119.24	0.84	44.06	17.19	26.28	24.75	3.84	20.91	2.99	0.00	2.01	18.91	17.09	13.73	3.36	0.91	2.46	1.53	2.61	11.12	1.69
22	1.41	2.98	0.86	2.13	1.01	1.01	103.51	0.53	102.98	101.79	0.75	41.50	18.12	23.39	22.01	3.38	18.63	2.64	0.00	1.79	16.85	15.21	12.26	2.96	0.81	2.15	1.31	2.35	9.90	1.53
23	1.20	2.61	0.75	1.86	0.87	0.87	91.95	0.52	91.43	90.42	0.63	38.28	17.78	20.51	19.27	2.82	16.46	2.17	0.00	1.57	14.89	13.36	10.76	2.60	0.68	1.93	1.16	2.06	8.70	1.38

	B1091	B1092	B1093	B1094	B1095	B1096	B1097	B1098	B1099	B1100	B1101	B1102	B1103	B1104	B1105	B1106	B1107	B1108	B1109	B1110	B1111	B1112	B1113	B1114	B1115	B1116	B1117	B1118	B1119	B1120	
0	6.34	5.25	1.28	3.97	0.95	1.15	2.82	2.43	2.19	1.88	0.67	1.21	11.49	4.91	0.57	4.34	3.39	3.15	0.07	3.11	2.19	0.75	1.44	0.54	0.86	0.67	1.03	0.73	0.36		
1	5.41	4.42	1.07	3.36	0.79	0.98	2.38	2.03	1.80	0.25	1.55	0.57	0.98	11.36	4.31	0.50	3.81	2.86	2.66	0.07	2.62	1.84	0.63	1.21	0.47	1.02	0.72	0.63	0.65	0.65	
2	5.13	4.18	1.01	3.17	0.74	0.92	2.26	1.93	1.72	0.24	1.48	0.55	0.94	10.71	4.10	0.48	3.62	2.68	2.48	0.07	2.44	1.71	0.60	1.11	0.42	1.02	0.03	1.05	0.04	1.01	
3	5.44	4.48	1.11	3.38	0.79	0.96	2.42	2.07	1.85	0.24	1.61	0.58	1.03	10.61	4.26	0.48	3.79	2.84	2.64	0.07	2.60	1.82	0.66	1.16	0.44	0.98	0.03	0.95	0.04	0.92	
4	5.24	4.29	1.03	3.26	0.74	0.91	2.35	2.00	1.79	0.25	1.54	0.57	0.97	10.49	4.22	0.49	3.73	2.79	2.58	0.07	2.54	1.78	0.64	1.14	0.44	0.96	0.03	0.93	0.03	0.90	
5	5.26	4.30	1.04	3.27	0.76	0.95	2.32	1.98	1.77	0.25	1.52	0.56	0.96	10.22	4.24	0.49	3.75	2.80	2.59	0.06	2.56	1.81	0.63	1.18	0.45	0.91	0.03	0.98	0.05	0.94	
6	5.46	4.41	1.10	3.31	0.78	1.05	2.26	1.97	1.73	0.24	1.50	0.52	0.99	8.81	4.29	0.49	3.80	2.86	2.67	0.03	2.65	1.87	0.65	1.21	0.45	0.92	0.04	0.68	0.05	0.63	
7	5.26	3.95	0.98	2.97	0.71	0.89	2.08	1.80	1.60	0.23	1.38	0.49	0.89	9.92	3.98	0.48	3.50	2.59	2.40	0.02	2.38	1.68	0.58	1.09	0.40	0.88	0.04	0.84	0.05	0.80	
8	6.27	4.41	1.07	3.35	0.72	1.02	2.33	2.02	1.81	0.29	1.53	0.58	0.95	11.23	4.46	0.57	3.89	2.97	2.77	0.02	2.75	1.95	0.69	1.26	0.45	1.19	0.08	1.12	0.06	1.15	
9	7.73	4.58	1.12	3.46	0.77	1.04	2.42	2.10	1.85	0.28	1.58	0.57	1.02	11.51	4.64	0.57	4.07	3.11	2.90	0.03	2.88	2.06	0.72	1.34	0.51	1.48	0.05	1.42	0.07	1.35	
10	6.04	4.74	1.15	3.59	0.80	1.01	2.59	2.23	2.00	0.30	1.71	0.61	1.10	11.37	4.79	0.60	4.19	3.23	2.99	0.03	2.97	2.12	0.77	1.35	0.51	1.33	0.05	1.28	0.07	1.22	
11	7.33	4.96	1.20	3.76	0.82	1.08	2.68	2.31	2.03	0.31	1.73	0.63	1.10	10.94	5.00	0.61	4.39	3.45	3.20	0.03	3.18	2.31	0.83	1.48	0.59	1.09	0.05	1.05	0.06	1.08	
12	7.39	5.25	1.28	3.97	0.88	1.17	2.80	2.42	2.13	0.33	1.82	0.66	1.16	10.29	5.16	0.62	4.54	3.60	3.35	0.03	3.32	2.39	0.85	1.54	0.59	1.05	0.25	1.09	0.10	1.06	1.13
13	7.61	5.28	1.29	3.99	0.88	1.16	2.84	2.45	2.18	0.33	1.86	0.67	1.19	10.83	5.17	0.64	4.53	3.59	3.34	0.03	3.32	2.37	0.86	1.51	0.58	1.07	0.99	1.07	0.73	1.07	1.06
14	7.74	5.21	1.26	3.95	0.85	1.13	2.82	2.43	2.18	0.34	1.85	0.69	1.17	11.19	5.15	0.64	4.50	3.55	3.30	0.03	3.28	2.34	0.85	1.49	0.56	1.15	0.07	1.10	0.08	1.10	1.02
15	7.69	5.38	1.34	4.05	0.89	1.19	2.86	2.49	2.20	0.33	1.88	0.68	1.20	10.59	5.20	0.62	4.58	3.63	3.39	0.03	3.37	2.40	0.89	1.51	0.57	1.05	0.07	1.08	0.06	1.02	
16	8.27	5.92	1.46	4.47	1.00	1.31	3.16	2.75	2.45	0.34	2.11	0.74	1.38</																		

B1061	B1062	B1063	B1064	B1065	B1066	B1067	B1068	B1069	B1070	B1071	B1072	B1073	B1074	B1075	B1076	B1077	B1078	B1079	B1080	B1081	B1082	B1083	B1084	B1085	B1086	B1087	B1088	B1089	B1090	
0	1.01	2.12	0.63	1.49	0.70	0.70	85.44	0.51	84.93	84.06	0.54	33.58	16.40	17.18	16.11	2.33	13.78	1.78	0.00	1.33	12.45	11.22	9.07	2.15	0.57	1.59	0.98	1.75	7.32	1.16
1	0.86	1.80	0.50	1.30	0.60	0.60	79.54	0.50	79.04	78.32	0.44	30.24	15.67	14.81	13.66	1.98	11.69	1.50	0.00	1.14	10.55	9.54	7.72	1.82	0.49	1.33	0.82	1.45	2.97	0.96
2	0.82	1.69	0.47	1.22	0.55	0.55	76.24	0.50	75.74	75.07	0.40	28.61	14.81	13.81	12.94	1.88	11.07	1.42	0.00	1.09	9.99	9.02	7.31	1.71	0.45	1.27	0.77	1.36	5.95	0.90
3	0.87	1.94	0.52	1.41	0.59	0.59	75.77	0.51	75.26	74.60	0.41	29.53	14.87	14.66	13.73	1.93	11.80	1.46	0.00	1.12	10.68	9.57	7.73	1.84	0.48	1.37	0.82	1.47	6.27	0.99
4	0.87	1.84	0.50	1.34	0.57	0.57	76.93	0.51	76.42	75.76	0.40	28.82	14.70	14.13	13.24	1.88	11.35	1.42	0.00	1.10	10.25	9.24	7.47	1.78	0.47	1.32	0.81	1.40	6.07	0.94
5	0.86	1.87	0.51	1.36	0.59	0.59	92.87	0.51	92.36	91.67	0.42	28.66	14.46	14.21	13.33	1.94	11.40	1.47	0.00	1.12	10.28	9.32	7.55	1.77	0.49	1.29	0.79	1.43	6.12	0.97
6	0.88	1.99	0.50	1.49	0.68	0.68	120.64	0.50	120.14	119.45	0.43	27.87	13.09	14.78	13.97	2.17	11.80	1.71	0.00	1.11	10.69	9.65	7.81	1.84	0.54	1.31	0.79	1.47	6.34	0.98
7	0.80	1.74	0.46	1.28	0.55	0.55	150.41	0.49	149.92	149.25	0.42	28.26	13.90	14.36	13.59	2.51	11.09	2.08	0.00	1.08	10.01	9.10	7.43	1.67	0.44	1.23	0.76	1.33	6.10	0.89
8	0.82	1.96	0.52	1.45	0.60	0.60	163.95	0.49	163.46	162.70	0.50	33.21	15.69	17.52	16.64	3.87	12.78	3.37	0.00	1.25	11.53	10.60	8.78	1.82	0.47	1.36	0.85	1.50	7.28	0.99
9	0.86	2.22	0.57	1.65	0.68	0.68	167.76	0.51	167.25	166.49	0.50	34.92	16.16	18.76	17.86	4.37	13.49	3.87	0.00	1.24	12.25	11.21	9.30	1.91	0.53	1.39	0.87	1.58	7.73	1.08
10	0.93	2.26	0.60	1.66	0.63	0.63	172.55	0.51	172.04	171.24	0.52	35.77	16.16	19.62	18.65	4.53	14.13	4.01	0.00	1.32	12.81	11.70	9.69	2.01	0.50	1.52	0.96	1.62	8.07	1.12
11	1.00	2.45	0.62	1.84	0.78	0.78	170.12	0.50	169.62	168.78	0.53	36.33	15.94	20.39	19.42	4.71	14.71	4.18	0.00	1.37	13.35	12.21	10.06	2.15	0.60	1.56	0.98	1.67	8.39	1.17
12	1.02	2.50	0.63	1.88	0.79	0.80	163.69	0.50	163.19	162.28	0.57	36.39	15.46	20.94	19.93	4.78	15.15	4.22	0.00	1.44	13.71	12.50	10.25	2.26	0.61	1.65	1.03	1.76	8.49	1.20
13	1.00	2.47	0.65	1.82	0.74	0.74	168.19	0.50	167.69	166.81	0.57	37.31	16.01	21.31	20.27	4.85	15.42	4.29	0.00	1.45	13.97	12.74	10.51	2.23	0.57	1.67	1.04	1.79	8.72	1.24
14	1.01	2.41	0.63	1.78	0.72	0.72	169.63	0.51	169.13	168.23	0.58	37.73	16.34	21.39	20.26	4.86	15.50	4.29	0.00	1.47	14.03	12.84	10.61	2.23	0.55	1.69	1.05	1.74	8.86	1.18
15	1.02	2.59	0.66	1.94	0.78	0.78	167.82	0.51	167.32	166.44	0.56	37.33	15.80	21.53	20.50	4.91	15.60	4.34	0.00	1.45	14.15	12.88	10.62	2.26	0.60	1.67	1.02	1.81	8.81	1.24
16	1.17	2.76	0.72	2.04	0.83	0.83	167.02	0.51	166.51	165.57	0.60	39.88	16.75	23.14	22.00	5.04	16.96	4.42	0.00	1.56	15.40	13.95	11.44	2.51	0.65	1.86	1.14	1.99	9.46	1.36
17	1.29	3.13	0.87	2.27	0.94	0.94	140.77	0.52	140.25	139.16	0.72	42.89	17.11	25.79	24.45	5.21	19.25	4.49	0.00	1.76	17.50	15.81	12.95	2.87	0.73	2.14	1.31	2.36	10.59	1.60
18	1.75	4.28	1.13	3.16	1.48	1.48	132.68	0.52	132.17	130.73	0.92	50.38	18.47	31.91	30.18	5.41	24.77	4.47	0.00	2.22	22.55	20.30	16.43	3.87	1.14	2.75	1.66	3.10	13.33	2.06
19	2.09	4.63	1.28	3.36	1.56	1.56	138.47	0.52	137.95	136.20	1.11	55.01	19.28	35.73	33.72	5.42	28.30	4.29	0.00	2.63	25.67	23.13	18.59	4.55	1.24	3.32	2.06	3.53	15.06	2.30
20	1.95	4.42	1.19	3.24	1.48	1.48	134.90	0.52	134.38	132.82	0.98	51.45	19.19	32.26	30.40	5.48	25.82	3.58	0.00	2.37	23.45	21.09	16.92	4.17	1.17	3.02	1.86	3.23	13.69	2.16
21	1.58	3.41	0.94	2.47	1.13	1.13	121.10	0.53	120.58	119.24	0.84	44.06	17.79	26.28	24.75	3.84	20.91	2.99	0.00	2.01	18.91	17.09	13.73	3.36	0.91	2.46	1.53	2.61	11.12	1.69
22	1.41	2.98	0.86	2.13	1.01	1.01	103.51	0.53	102.98	101.79	0.75	41.50	17.12	23.39	22.01	3.88	18.63	2.64	0.00	1.79	16.85	15.21	12.26	2.96	0.81	2.15	1.31	2.35	9.90	1.53
23	1.20	2.61	0.75	1.86	0.87	0.87	91.95	0.52	91.43	90.42	0.63	38.28	17.78	20.51	19.27	2.82	16.46	2.17	0.00	1.57	14.89	13.36	10.76	2.60	0.68	1.93	1.16	2.08	8.70	1.38

B1091	B1092	B1093	B1094	B1095	B1096	B1097	B1098	B1099	B1100	B1101	B1102	B1103	B1104	B1105	B1106	B1107	B1108	B1109	B1110	B1111	B1112	B1113	B1114	B1115	B1116	B1117	B1118	B1119	B1120	
0	6.34	5.25	1.28	3.97	0.95	1.15	2.82	2.43	2.16	2.29	1.88	0.67	1.21	11.49	4.91	0.57	4.34	3.39	3.15	0.07	3.11	2.19	0.75	1.44	0.54	0.86	0.03	10.83	0.07	10.76
1	5.41	4.42	1.07	3.36	0.79	0.98	2.38	2.03	1.80	0.25	1.55	0.57	0.98	11.36	4.31	0.50	3.81	2.86	2.66	0.07	2.62	1.84	0.63	1.21	0.47	10.72	10.03	0.69	10.65	10.65
2	5.13	4.18	1.01	3.17	0.74	0.92	2.26	1.93	1.72	0.24	1.48	0.55	0.94	10.71	4.10	0.48	3.62	2.68	2.48	0.07	2.44	1.71	0.60	1.11	0.42	10.08	10.03	10.05	10.04	10.11
3	5.44	4.48	1.11	3.38	0.79	0.96	2.42	2.07	1.85	0.24	1.61	0.58	1.03	10.61	4.26	0.48	3.79	2.84	2.64	0.07	2.60	1.82	0.66	1.16	0.44	9.98	10.03	9.95	10.04	9.92
4	5.24	4.29	1.03	3.26	0.74	0.91	2.35	2.00	1.79	0.25	1.54	0.57	0.97	10.49	4.22	0.49	3.73	2.79	2.58	0.07	2.54	1.78	0.64	1.14	0.44	9.86	10.03	9.83	10.03	9.80
5	5.26	4.30	1.04	3.27	0.76	0.95	2.32	1.98	1.77	0.25	1.52	0.56	0.96	10.22	4.24	0.49	3.75	2.80	2.59	0.06	2.56	1.81	0.63	1.18	0.45	9.71	10.03	9.68	10.05	9.64
6	5.47	4.41	1.10	3.31	0.78	1.05	2.26	1.97	1.73	0.24	1.50	0.52	0.99	8.81	4.29	0.49	3.80	2.86	2.67	0.03	2.65	1.87	0.65	1.21	0.45	8.72	10.04	8.68	10.05	8.63
7	5.26	3.95	0.98	2.97	0.71	0.89	2.08	1.80	1.60	0.23	1.38	0.49	0.89	9.92	3.98	0.48	3.50	2.59	2.40	0.02	2.38	1.68	0.58	1.09	0.40	9.88	10.04	9.84	10.05	9.80
8	6.27	4.41	1.07	3.35	0.72	1.02	2.33	2.02	1.81	0.29	1.53	0.58	0.95	11.24	4.46	0.57	3.89	2.97	2.77	0.02	2.75	1.95	0.69	1.26	0.45	11.19	10.08	11.12	10.06	11.06
9	6.73	4.58	1.12	3.46	0.77	1.04	2.42	2.10	1.85	0.28	1.58	0.57	1.02	11.52	4.64	0.57	4.07	3.12	2.90	0.03	2.88	2.07	0.72	1.34	0.51	11.48	10.05	11.43	10.07	11.35
10	7.04	4.74	1.15	3.59	0.80	1.01	2.59	2.23	2.00	0.30	1.71	0.61	1.10	11.37	4.79	0.60	4.19	3.23	3.00	0.03	2.98	2.12	0.77	1.35	0.51	11.34	10.05	11.29	10.07	11.22
11	7.33	4.96	1.21	3.76	0.82	1.08	2.68	2.31	2.03	0.31	1.73	0.63	1.10	10.94	5.00	0.61	4.40	3.45	3.20	0.03	3.18	2.31	0.83	1.48	0.59	10.90	10.05	10.86	10.06	10.80
12	7.40	5.25	1.28	3.97	0.88	1.17	2.80	2.42	2.14	0.33	1.82	0.66	1.16	10.29	5.17	0.62	4.54	3.60	3.35	0.03	3.33	2.39	0.85	1.54	0.59	10.25	10.06	10.19	10.06	10.13
13	7.61	5.28	1.29	3.99	0.88	1.16	2.84	2.45	2.18	0.33	1.86	0.67	1.19	10.84	5.17	0.64	4.53	3.59	3.34	0.03	3.32	2.37	0.86	1.51	0.58	10.80	10.06	10.74	10.07	10.67
14	7.74	5.21	1.27	3.95	0.85	1.13	2.82	2.44	2.18	0.34	1.85	0.69	1.17	11.19	5.15	0.65	4.50	3.55	3.30	0.03	3.28	2.34	0.85	1.49	0.56	11.15	10.07	11.08	10.06	11.02
15	7.69	5.39	1.34	4.05	0.89	1.19	2.86	2.49	2.20	0.33	1.88	0.68	1.20	10.60	5.20	0.63	4.58	3.63	3.39	0.03	3.37	2.41	0.89	1.51	0.58	10.56	10.07	11.09	10.06	10.43
16	8.28	5.92	1.46	4.47	1.00	1.31	3.16	2.75	2.45	0.34	2.11	0.74	1.																	

	B1061	B1062	B1063	B1064	B1065	B1066	B1067	B1068	B1069	B1070	B1071	B1072	B1073	B1074	B1075	B1076	B1077	B1078	B1079	B1080	B1081	B1082	B1083	B1084	B1085	B1086	B1087	B1088	B1089	B1090
0	1.01	2.12	0.63	1.49	0.70	0.70	85.44	0.51	84.93	84.06	0.54	33.58	16.40	17.18	16.11	2.33	13.77	1.78	0.00	1.33	12.45	11.22	9.07	2.15	0.57	1.59	0.98	1.75	7.32	1.16
1	0.86	1.80	0.50	1.30	0.60	0.60	79.54	0.50	79.04	78.32	0.44	30.24	15.67	14.58	13.66	1.98	11.69	1.50	0.00	1.14	10.55	9.54	7.72	1.82	0.49	1.33	0.82	1.45	6.27	0.96
2	0.82	1.69	0.47	1.22	0.55	0.55	76.24	0.50	75.74	75.07	0.40	28.61	14.81	13.81	12.94	1.88	11.07	1.42	0.00	1.09	9.99	9.02	7.31	1.71	0.45	1.27	0.77	1.36	5.95	0.90
3	0.87	1.94	0.52	1.41	0.59	0.59	75.77	0.51	75.26	74.60	0.41	29.53	14.87	14.66	13.73	1.93	11.80	1.46	0.00	1.12	10.68	9.57	7.73	1.84	0.48	1.37	0.82	1.47	6.27	0.99
4	0.87	1.84	0.50	1.34	0.57	0.57	76.93	0.51	76.42	75.76	0.40	28.83	14.70	14.13	13.24	1.88	11.35	1.42	0.00	1.10	10.25	9.24	7.47	1.78	0.47	1.32	0.81	1.40	6.07	0.94
5	0.86	1.87	0.51	1.36	0.59	0.59	92.87	0.51	92.36	91.67	0.42	28.66	14.46	14.21	13.33	1.94	11.40	1.47	0.00	1.12	10.28	9.32	7.55	1.77	0.49	1.29	0.79	1.43	6.12	0.97
6	0.88	1.99	0.50	1.49	0.68	0.68	120.01	0.50	119.53	118.82	0.43	27.24	13.09	14.15	13.34	1.83	11.51	1.37	0.00	1.11	10.40	9.36	7.52	1.84	0.54	1.31	0.79	1.47	6.05	0.98
7	0.80	1.74	0.46	1.28	0.55	0.55	149.11	0.49	148.62	147.95	0.42	26.96	13.90	13.07	12.30	1.81	10.50	1.40	0.00	1.08	9.42	8.51	6.84	1.67	0.44	1.23	0.76	1.33	5.52	0.89
8	0.82	1.96	0.52	1.45	0.60	0.60	162.14	0.49	161.65	160.89	0.50	31.41	15.69	15.72	14.85	2.95	11.92	2.48	0.00	1.25	10.68	9.74	7.92	1.82	0.47	1.36	0.85	1.50	6.43	0.99
9	0.86	2.22	0.57	1.65	0.68	0.68	164.84	0.51	164.33	163.57	0.50	32.02	16.16	15.88	14.99	2.94	12.09	2.49	0.00	1.24	10.85	9.82	7.92	1.91	0.53	1.39	0.87	1.58	6.35	1.08
10	0.93	2.25	0.60	1.66	0.63	0.63	167.99	0.51	167.48	166.69	0.52	31.28	16.16	15.16	14.23	2.39	11.96	2.00	0.00	1.32	10.65	9.58	7.55	2.01	0.50	1.52	0.96	1.62	6.25	1.12
11	1.00	2.45	0.62	1.84	0.78	0.78	165.12	0.50	164.63	163.78	0.52	31.40	15.94	15.51	14.57	2.39	12.33	2.01	0.00	1.37	10.98	9.86	7.72	2.15	0.60	1.56	0.98	1.67	6.07	1.17
12	1.02	2.50	0.63	1.88	0.79	0.79	158.41	0.50	157.90	157.00	0.57	31.19	15.45	15.79	14.81	2.35	12.65	1.98	0.00	1.44	11.22	10.03	7.80	2.25	0.61	1.65	1.03	1.75	6.07	1.20
13	1.00	2.47	0.65	1.82	0.74	0.74	162.91	0.50	162.40	161.53	0.57	32.10	16.00	16.16	15.15	2.44	12.90	2.05	0.00	1.45	11.47	10.25	8.04	2.23	0.57	1.67	1.04	1.79	6.27	1.23
14	1.01	2.41	0.63	1.78	0.72	0.72	164.27	0.51	163.77	162.87	0.58	32.46	16.33	16.18	15.18	2.43	12.95	2.04	0.00	1.47	11.49	10.31	8.10	2.23	0.55	1.69	1.05	1.74	6.37	1.18
15	1.02	2.59	0.66	1.93	0.78	0.78	162.62	0.51	162.11	161.24	0.56	32.21	15.80	16.46	15.47	2.51	13.12	2.11	0.00	1.45	11.68	10.43	8.19	2.26	0.60	1.67	1.02	1.81	6.40	1.24
16	1.17	2.76	0.72	2.04	0.83	0.83	162.91	0.51	162.40	161.46	0.60	35.83	16.75	19.11	17.99	3.09	14.97	2.56	0.00	1.56	13.43	11.99	9.49	2.51	0.65	1.86	1.14	1.99	7.51	1.36
17	1.29	3.13	0.87	2.27	0.94	0.94	138.35	0.52	137.83	136.74	0.72	40.48	17.10	23.38	22.06	4.00	18.08	3.32	0.00	1.76	16.33	14.65	11.79	2.87	0.73	2.14	1.31	2.36	9.43	1.60
18	1.75	4.28	1.13	3.16	1.48	1.48	132.05	0.52	131.53	130.09	0.92	49.74	18.47	31.28	29.54	5.07	24.47	4.14	0.00	2.22	22.25	20.00	16.13	3.87	1.14	2.75	1.66	3.10	13.03	2.06
19	2.09	4.63	1.28	3.36	1.56	1.56	138.47	0.52	137.95	136.21	1.11	55.01	19.28	35.73	33.71	6.42	28.30	4.29	0.00	2.63	25.67	23.13	18.59	4.55	1.24	3.32	2.06	3.53	15.06	2.29
20	1.95	4.42	1.19	3.24	1.48	1.48	134.90	0.52	134.38	132.82	0.98	51.45	19.19	32.26	30.40	4.58	25.82	3.58	0.00	2.37	23.45	21.09	16.92	4.17	1.17	3.02	1.86	3.23	13.69	2.16
21	1.58	3.41	0.94	2.47	1.13	1.13	121.10	0.53	120.58	119.24	0.84	44.06	17.19	26.28	24.75	3.84	20.91	2.99	0.00	2.01	18.91	17.09	13.73	3.36	0.91	2.46	1.53	2.61	11.62	1.99
22	1.41	2.98	0.86	2.13	1.01	1.01	103.51	0.53	102.98	101.79	0.75	41.50	18.12	23.39	22.01	3.38	18.63	2.64	0.00	1.79	16.85	15.21	12.26	2.96	0.81	2.15	1.31	2.35	9.90	1.53
23	1.20	2.61	0.75	1.86	0.87	0.87	91.95	0.52	91.43	90.42	0.63	38.28	17.78	20.51	19.27	2.82	16.46	2.17	0.00	1.57	14.89	13.36	10.76	2.60	0.68	1.93	1.16	2.06	8.70	1.38

	B1091	B1092	B1093	B1094	B1095	B1096	B1097	B1098	B1099	B1100	B1101	B1102	B1103	B1104	B1105	B1106	B1107	B1108	B1109	B1110	B1111	B1112	B1113	B1114	B1115	B1116	B1117	B1118	B1119	B1120
0	6.34	5.25	1.28	3.97	0.95	1.15	2.82	2.43	2.16	0.29	1.88	0.67	1.21	11.49	4.91	0.57	3.44	3.39	3.15	0.07	3.11	2.19	0.75	1.44	0.54	10.86	0.83	10.83	0.07	10.65
1	5.41	4.42	1.07	3.36	0.79	0.98	2.38	2.03	1.80	0.25	1.55	0.57	0.98	11.36	4.31	0.50	3.81	2.86	2.66	0.07	2.62	1.84	0.63	1.21	0.47	10.72	0.03	10.69	0.05	10.76
2	5.13	4.18	1.01	3.17	0.74	0.92	2.26	1.93	1.72	0.24	1.48	0.55	0.94	10.71	4.10	0.48	3.62	2.68	2.48	0.07	2.44	1.71	0.60	1.11	0.42	10.08	0.03	10.05	0.04	10.01
3	5.44	4.48	1.11	3.38	0.79	0.96	2.42	2.07	1.85	0.24	1.61	0.58	1.03	10.61	4.26	0.48	3.79	2.84	2.64	0.07	2.60	1.82	0.66	1.16	0.44	9.98	0.03	9.95	0.04	9.92
4	5.24	4.29	1.03	3.26	0.74	0.91	2.35	2.00	1.79	0.25	1.54	0.57	0.97	10.49	4.22	0.49	3.73	2.79	2.58	0.07	2.54	1.78	0.64	1.14	0.44	9.86	0.03	9.83	0.03	9.80
5	5.26	4.30	1.04	3.27	0.76	0.95	2.32	1.98	1.77	0.25	1.52	0.56	0.96	10.22	4.24	0.49	3.75	2.80	2.59	0.06	2.56	1.81	0.63	1.18	0.45	9.71	0.03	9.68	0.05	9.64
6	5.18	4.41	1.10	3.31	0.78	1.05	2.26	1.97	1.73	0.24	1.50	0.52	0.99	8.81	4.29	0.49	3.80	2.86	2.67	0.03	2.65	1.87	0.65	1.21	0.45	8.72	0.04	8.68	0.05	8.63
7	4.68	3.95	0.98	2.97	0.71	0.89	2.08	1.80	1.60	0.23	1.38	0.49	0.89	9.92	3.98	0.48	3.50	2.59	2.40	0.02	2.38	1.68	0.58	1.09	0.40	9.88	0.04	9.84	0.05	9.80
8	5.42	4.41	1.07	3.35	0.72	1.02	2.33	2.02	1.81	0.29	1.53	0.58	0.95	11.23	4.46	0.57	3.89	2.97	2.77	0.02	2.75	1.95	0.69	1.26	0.45	11.19	0.08	11.12	0.06	11.05
9	5.46	4.58	1.12	3.46	0.77	1.04	2.42	2.10	1.85	0.28	1.58	0.57	1.02	11.52	4.64	0.57	4.07	3.12	2.90	0.03	2.88	2.06	0.72	1.34	0.51	11.48	0.05	11.42	0.07	11.35
10	4.94	4.74	1.15	3.59	0.80	1.01	2.59	2.23	2.00	0.30	1.71	0.61	1.10	11.37	4.79	0.60	4.19	3.23	2.99	0.03	2.97	2.12	0.77	1.35	0.51	11.33	0.05	11.28	0.07	11.22
11	5.03	4.96	1.20	3.76	0.82	1.08	2.68	2.31	2.03	0.31	1.73	0.63	1.10	10.94	5.00	0.61	4.39	3.45	3.20	0.03	3.18	2.31	0.83	1.48	0.59	10.90	0.05	10.85	0.06	10.80
12	4.99	5.25	1.28	3.97	0.88	1.17	2.80	2.42	2.13	0.33	1.82	0.66	1.16	10.29	5.17	0.62	4.54	3.60	3.35	0.03	3.33	2.39	0.85	1.54	0.59	10.25	0.06	10.19	0.06	10.13
13	5.18	5.28	1.29	3.99	0.88	1.16	2.84	2.45	2.18	0.33	1.86	0.67	1.19	10.83	5.17	0.62	4.53	3.59	3.34	0.03	3.32	2.37	0.86	1.54	0.58	10.79	0.06	10.73	0.07	10.66
14	5.28	5.21	1.26	3.95	0.85	1.13	2.82	2.44	2.18	0.34	1.85	0.69	1.17	11.19	5.15	0.64	4.50	3.55	3.30	0.03	3.28	2.34	0.85	1.49	0.59	11.15	0.07	11.08	0.06	11.02
15	5.30	5.38	1.34	4.05	0.89	1.19	2.86	2.49	2.20	0.33	1.88	0.68	1.20	10.59	5.20	0.62	4.58	3.63	3.39	0.03	3.37	2.40	0.89	1.51	0.57	10.55	0.07	10.49	0.06	10.42
16	6.33	5.92	1.46	4.47	1.00	1.31	3.16	2.75	2.45	0.34	2.11	0.74	1.																	

B1061	B1062	B1063	B1064	B1065	B1066	B1067	B1068	B1069	B1070	B1071	B1072	B1073	B1074	B1075	B1076	B1077	B1078	B1079	B1080	B1081	B1082	B1083	B1084	B1085	B1086	B1087	B1088	B1089	B1090	
0	1.01	2.12	0.63	1.49	0.70	0.70	85.44	0.51	84.93	84.06	0.54	33.58	16.40	17.18	16.11	2.33	13.78	1.78	0.00	1.33	12.45	11.22	9.07	2.15	0.57	1.59	0.98	1.75	7.32	1.16
1	0.86	1.80	0.50	1.30	0.60	0.60	79.54	0.50	79.04	78.32	0.44	30.24	15.67	14.58	13.66	1.98	11.69	1.50	0.00	1.14	10.55	9.54	7.72	1.82	0.49	1.33	0.82	1.45	6.27	0.96
2	0.82	1.69	0.47	1.22	0.55	0.55	76.24	0.50	75.74	75.07	0.40	28.61	14.81	13.81	12.94	1.88	11.07	1.42	0.00	1.09	9.99	9.02	7.31	1.71	0.45	1.27	0.77	1.36	5.95	0.90
3	0.87	1.94	0.52	1.41	0.59	0.59	75.77	0.51	75.26	74.60	0.41	29.53	14.87	14.66	13.73	1.93	11.80	1.46	0.00	1.12	10.68	9.57	7.73	1.84	0.48	1.37	0.82	1.47	6.27	0.99
4	0.87	1.84	0.50	1.34	0.57	0.57	76.93	0.51	76.42	75.76	0.40	28.83	14.70	14.13	13.24	1.88	11.35	1.42	0.00	1.10	10.25	9.24	7.47	1.78	0.47	1.32	0.81	1.40	6.07	0.94
5	0.86	1.87	0.51	1.36	0.59	0.59	92.87	0.51	92.36	91.67	0.42	28.66	14.42	12.33	1.94	11.40	1.47	0.00	1.12	10.28	9.32	7.55	1.77	0.49	1.29	0.79	1.43	6.12	0.97	
6	0.88	1.65	0.49	1.16	0.59	0.59	119.44	0.50	118.94	118.24	0.43	26.65	12.97	13.68	12.88	1.81	11.08	1.35	0.00	1.06	10.02	8.99	7.15	1.84	0.54	1.31	0.79	1.43	5.72	0.95
7	0.80	1.07	0.43	0.65	0.39	0.39	147.96	0.49	147.47	146.80	0.42	25.80	13.65	12.16	11.41	1.76	9.64	1.36	0.00	0.98	8.67	7.77	6.11	1.67	0.44	1.23	0.76	1.25	4.86	0.81
8	0.82	1.03	0.48	0.61	0.36	0.36	160.48	0.49	159.99	159.23	0.50	29.73	15.34	14.41	13.57	2.89	10.69	2.42	0.00	1.10	9.60	8.68	6.87	1.82	0.47	1.36	0.85	1.39	5.49	0.88
9	0.86	0.85	0.50	0.65	0.30	0.31	162.16	0.51	161.65	160.89	0.50	29.35	15.58	13.83	12.97	2.85	10.13	2.41	0.00	1.00	9.14	8.14	6.27	1.91	0.53	1.39	0.87	1.40	4.90	0.90
10	0.93	1.01	0.50	1.29	0.17	0.17	163.86	0.51	163.35	162.56	0.52	27.29	15.27	12.26	11.33	2.28	9.09	1.91	0.00	0.94	8.17	7.12	5.25	2.01	0.50	1.52	0.96	1.35	4.01	0.85
11	1.00	1.17	0.50	1.45	0.23	0.23	160.59	0.50	160.09	159.25	0.53	27.06	14.96	12.37	11.43	2.26	9.21	1.92	0.00	0.95	8.28	7.22	5.24	2.15	0.60	1.56	0.98	1.37	4.03	0.87
12	1.02	1.28	0.51	1.58	0.23	0.23	153.63	0.51	153.12	152.22	0.57	26.65	14.42	12.54	11.55	2.24	9.38	1.90	0.00	1.01	8.40	7.28	5.24	2.26	0.61	1.65	1.03	1.43	4.00	0.88
13	1.00	1.27	0.53	1.61	0.21	0.21	158.12	0.50	157.62	156.74	0.57	27.54	14.97	12.88	11.87	2.32	9.62	1.97	0.00	1.01	8.64	7.48	5.46	2.23	0.57	1.67	1.04	1.47	4.16	0.91
14	1.02	1.33	0.51	1.67	0.22	0.22	159.42	0.51	158.92	158.02	0.58	27.84	15.29	12.89	11.87	2.31	9.63	1.97	0.00	1.03	8.64	7.52	5.48	2.23	0.55	1.69	1.05	1.42	4.23	0.86
15	1.02	1.21	0.54	1.50	0.23	0.23	157.90	0.51	157.39	156.52	0.56	27.70	14.78	13.21	12.20	2.39	9.27	2.02	0.00	1.02	8.88	7.68	5.61	2.26	0.60	1.67	1.02	1.49	4.27	0.93
16	1.17	0.99	0.62	0.95	0.30	0.30	159.09	0.51	158.58	157.64	0.60	32.09	15.93	16.28	15.17	2.94	12.26	2.42	0.00	1.21	11.06	9.66	7.23	2.51	0.65	1.87	1.14	1.73	5.55	1.10
17	1.29	1.84	0.81	2.08	0.61	0.61	136.09	0.52	135.57	134.48	0.72	38.22	16.62	12.61	10.32	3.92	16.41	3.24	0.00	1.55	14.87	13.21	10.36	2.87	0.73	2.14	1.31	2.21	8.16	1.45
18	1.75	3.93	1.11	2.82	1.39	1.39	131.45	0.52	130.93	129.50	0.92	49.14	18.34	30.80	29.07	5.05	24.02	4.11	0.00	2.17	21.86	19.61	15.75	3.87	1.14	2.75	1.66	3.06	12.68	2.02
19	2.10	4.63	1.28	3.36	1.56	1.56	138.47	0.52	137.95	136.21	1.11	55.01	19.28	35.73	33.72	5.42	28.30	4.29	0.00	2.63	25.68	23.13	18.59	4.55	1.24	3.32	2.66	3.53	15.06	2.30
20	1.95	4.42	1.19	3.24	1.48	1.48	134.90	0.52	134.38	132.82	0.98	51.45	19.58	37.26	36.00	5.58	25.82	3.58	0.00	2.37	23.45	21.09	16.92	4.51	1.17	3.02	1.86	3.23	13.69	2.16
21	1.58	3.41	0.94	2.47	1.13	1.13	121.10	0.53	120.58	119.24	0.84	44.06	17.79	26.28	24.75	3.84	20.91	2.99	0.00	2.01	18.91	17.09	13.73	3.36	0.91	2.46	1.53	2.61	11.12	1.69
22	1.41	2.98	0.86	2.13	1.01	1.01	103.51	0.53	102.98	101.79	0.75	41.50	18.12	23.39	22.01	3.88	18.63	2.64	0.00	1.79	16.85	15.21	12.26	2.96	0.81	2.15	1.31	2.35	9.90	1.53
23	1.20	2.61	0.75	1.86	0.87	0.87	91.95	0.52	91.43	90.42	0.63	38.28	17.78	20.51	19.27	2.82	16.46	2.17	0.00	1.57	14.89	13.36	10.76	2.60	0.68	1.93	1.16	2.06	8.70	1.38

B1091	B1092	B1093	B1094	B1095	B1096	B1097	B1098	B1099	B1100	B1101	B1102	B1103	B1104	B1105	B1106	B1107	B1108	B1109	B1110	B1111	B1112	B1113	B1114	B1115	B1116	B1117	B1118	B1119	B1120	
0	6.34	5.25	1.28	3.97	0.95	1.15	2.82	2.43	2.16	0.29	1.88	0.67	1.21	11.49	4.91	0.57	4.34	3.39	3.15	0.07	3.11	2.19	0.75	1.44	0.54	0.86	0.03	1.083	0.07	1.36
1	5.41	4.42	1.07	3.36	0.79	0.98	2.38	2.03	1.80	0.25	1.55	0.57	0.98	11.36	4.11	0.50	3.81	2.86	2.66	0.07	2.62	1.84	0.63	1.21	0.47	1.02	0.03	1.065	0.05	1.65
2	5.13	4.18	1.01	3.17	0.74	0.92	2.26	1.93	1.72	0.24	1.48	0.55	0.94	10.71	4.10	0.48	3.62	2.68	2.48	0.07	2.44	1.71	0.60	1.11	0.42	1.08	0.03	1.059	0.04	1.01
3	5.44	4.48	1.11	3.38	0.79	0.96	2.42	2.07	1.85	0.24	1.61	0.58	1.03	10.61	4.26	0.48	3.79	2.84	2.64	0.07	2.60	1.82	0.66	1.16	0.44	0.98	0.03	0.95	0.04	0.92
4	5.24	4.29	1.03	3.26	0.74	0.91	2.35	2.00	1.79	0.25	1.54	0.57	0.97	10.49	4.22	0.49	3.73	2.79	2.58	0.07	2.54	1.78	0.64	1.14	0.44	0.96	0.03	0.83	0.03	0.80
5	5.26	4.30	1.04	3.27	0.76	0.95	2.32	1.98	1.77	0.25	1.52	0.56	0.96	10.22	4.24	0.49	3.75	2.80	2.59	0.06	2.56	1.81	0.63	1.18	0.45	0.97	0.03	0.968	0.05	0.94
6	4.90	4.30	1.06	3.24	0.78	1.03	2.21	1.92	1.73	0.24	1.50	0.52	0.99	8.81	4.16	0.46	3.71	2.77	2.58	0.03	2.56	1.78	0.61	1.17	0.44	0.82	0.04	0.68	0.05	0.63
7	4.15	3.72	0.90	2.83	0.71	0.85	1.98	1.70	1.60	0.23	1.38	0.49	0.89	9.92	3.74	0.41	3.33	2.41	2.23	0.02	2.21	1.50	0.49	1.02	0.39	0.88	0.04	0.84	0.05	0.80
8	4.66	4.08	0.95	3.15	0.72	0.97	2.18	1.87	1.81	0.29	1.53	0.58	0.95	11.24	4.11	0.47	3.64	2.72	2.52	0.02	2.50	1.69	0.55	1.15	0.44	1.12	0.08	1.112	0.06	1.106
9	4.19	4.05	0.94	3.13	0.77	0.95	2.18	1.86	1.85	0.28	1.58	0.57	1.02	11.52	4.07	0.42	3.66	2.71	2.49	0.03	2.47	1.67	0.50	1.16	0.49	1.148	0.05	1.143	0.07	1.136
10	4.44	3.92	0.89	3.09	0.81	0.86	2.22	1.86	2.00	0.30	1.71	0.61	1.10	11.38	3.92	0.36	3.57	2.62	2.37	0.03	2.36	1.53	0.44	1.09	0.49	1.134	0.05	1.129	0.07	1.123
11	4.47	4.06	0.92	3.20	0.83	0.92	2.28	1.91	2.03	0.31	1.73	0.63	1.10	10.95	4.05	0.35	3.71	2.77	2.51	0.03	2.50	1.65	0.47	1.19	0.56	1.091	0.05	1.086	0.06	1.080
12	3.43	4.30	0.98	3.38	0.89	1.00	2.38	2.00	2.14	0.33	1.82	0.66	1.16	10.30	4.16	0.36	3.82	2.88	2.62	0.03	2.61	1.70	0.47	1.23	0.57	1.025	0.06	1.020	0.06	1.013
13	3.57	4.33	0.99	3.40	0.89	0.99	2.41	2.03	2.18	0.33	1.86	0.67	1.19	10.84	4.16	0.37	3.81	2.88	2.62	0.03	2.60	1.68	0.48	1.21	0.56	1.080	0.06	1.074	0.07	1.067
14	3.65	4.26	0.96	3.35	0.86	0.96	2.40	2.01	2.18	0.34	1.85	0.69	1.17	11.20	4.13	0.37	3.77	2.83	2.57	0.03	2.55	1.64	0.46	1.18	0.54	1.115	0.07	1.108	0.06	1.103
15	3.67	4.45	1.03	3.47	0.89	1.03	2.44	2.07	2.20	0.33	1.88	0.68	1.20	10.60	4.21	0.36	3.86	2.93	2.67	0.03	2.65	1.72	0.51	1.21	0.55	1.056	0.07	1.049	0.06	1.043
16	4.77	5.17	1.20	4.00	1.18	1.28	2.82	2.41	2.45	0.34	2.12	0.74	1.38	11.18	4.77	0.46	3.32	3.17	3.10	0.03	3.08</									

	B1061	B1062	B1063	B1064	B1065	B1066	B1067	B1068	B1069	B1070	B1071	B1072	B1073	B1074	B1075	B1076	B1077	B1078	B1079	B1080	B1081	B1082	B1083	B1084	B1085	B1086	B1087	B1088	B1089	B1090
0	1.01	2.12	0.63	1.49	0.70	0.70	85.44	0.51	84.93	84.06	0.54	33.58	16.40	17.18	16.11	2.33	13.78	1.78	0.00	1.33	12.45	11.22	9.07	2.15	0.57	1.59	0.98	1.75	7.32	1.16
1	0.86	1.80	0.50	1.30	0.60	0.60	79.54	0.50	79.04	78.32	0.44	30.24	15.67	14.58	13.66	1.98	11.69	1.50	0.00	1.14	10.55	9.54	7.72	1.82	0.49	1.33	0.82	1.45	2.27	0.96
2	0.82	1.69	0.47	1.22	0.55	0.55	76.24	0.50	75.74	75.07	0.40	28.61	14.81	13.81	12.94	1.88	11.07	1.42	0.00	1.09	9.99	9.02	7.31	1.71	0.45	1.27	0.77	1.36	5.95	0.90
3	0.87	1.94	0.52	1.41	0.59	0.59	75.77	0.51	75.26	74.60	0.41	29.53	14.87	14.66	13.73	1.93	11.80	1.46	0.00	1.12	10.68	9.57	7.73	1.84	0.48	1.37	0.82	1.47	6.27	0.99
4	0.87	1.84	0.50	1.34	0.57	0.57	76.93	0.51	76.42	75.76	0.40	28.83	14.70	14.13	13.24	1.88	11.35	1.42	0.00	1.10	10.25	9.24	7.47	1.78	0.47	1.32	0.81	1.40	6.07	0.94
5	0.86	1.87	0.51	1.36	0.59	0.59	92.87	0.51	92.36	91.67	0.42	28.66	14.46	14.21	13.24	1.94	11.40	1.42	0.00	1.12	10.28	9.32	7.55	1.77	0.49	1.29	0.79	1.43	6.12	0.97
6	0.88	1.64	0.49	1.16	0.58	0.58	119.39	0.50	118.89	118.20	0.43	26.61	12.97	13.64	12.84	1.77	11.07	1.32	0.00	1.06	10.01	8.98	7.14	1.84	0.54	1.30	0.79	1.43	5.71	0.95
7	0.74	0.79	0.31	0.52	0.30	0.30	143.11	0.49	142.62	142.19	0.26	21.34	12.52	12.86	8.35	1.20	7.15	0.91	0.00	0.76	6.40	5.67	4.45	1.23	0.34	0.91	0.57	0.90	3.55	0.60
8	0.73	0.72	0.30	0.55	0.26	0.26	153.50	0.49	153.01	152.59	0.27	23.40	13.71	10.96	9.35	2.09	7.26	1.76	0.00	0.79	6.48	5.79	4.60	1.20	0.32	0.90	0.58	0.90	3.71	0.59
9	0.73	0.92	0.21	0.98	0.24	0.24	150.96	0.51	150.46	150.25	0.18	19.92	12.98	8.41	7.81	1.84	5.98	1.57	0.00	0.58	5.43	4.74	3.83	1.01	0.34	0.69	0.45	0.74	3.12	0.50
10	0.72	2.06	0.04	2.10	0.48	0.48	146.82	0.51	146.30	146.36	0.27	16.24	11.33	10.58	10.02	2.14	7.88	1.87	0.00	0.58	7.35	6.65	5.85	1.00	0.40	0.63	0.38	0.88	5.02	0.53
11	0.77	2.32	0.01	2.33	0.49	0.49	141.99	0.51	141.48	141.58	0.31	16.20	10.67	11.84	11.22	2.38	8.84	2.11	0.00	0.65	8.23	7.51	6.64	1.09	0.44	0.65	0.40	0.95	5.74	0.58
12	0.78	2.54	0.02	2.51	0.54	0.54	134.04	0.51	133.54	133.62	0.32	16.36	9.92	12.80	12.14	2.63	9.51	2.36	0.00	0.70	8.87	8.12	7.23	1.14	0.47	0.69	0.41	1.01	6.28	0.61
13	0.76	2.55	0.00	2.55	0.57	0.57	138.49	0.50	137.99	138.09	0.32	16.75	10.45	12.73	12.08	2.64	9.44	2.35	0.00	0.68	8.81	8.05	7.15	1.12	0.47	0.68	0.40	1.03	6.17	0.62
14	0.77	2.66	0.02	2.63	0.60	0.60	139.56	0.51	139.05	139.14	0.32	16.99	10.71	12.99	12.34	2.68	9.66	2.39	0.00	0.69	9.02	8.22	7.28	1.15	0.47	0.71	0.42	1.05	6.27	0.63
15	0.78	2.40	0.02	2.41	0.53	0.53	138.54	0.51	138.04	138.13	0.31	16.72	10.32	12.41	11.75	2.54	9.21	2.26	0.00	0.69	8.57	7.81	6.93	1.12	0.47	0.67	0.39	1.02	5.97	0.62
16	0.97	1.46	0.21	1.56	0.33	0.33	143.32	0.51	142.82	142.65	0.22	19.95	12.28	10.39	9.62	1.96	7.66	1.67	0.00	0.70	7.01	6.09	5.07	1.28	0.44	0.88	0.54	0.94	4.21	0.60
17	1.17	1.32	0.57	0.88	0.46	0.46	126.64	0.52	126.13	125.51	0.41	29.68	14.43	15.51	14.46	2.84	11.63	2.35	0.00	1.13	10.51	9.20	7.22	2.00	0.54	1.50	0.92	1.54	5.69	1.05
18	1.75	3.93	1.11	2.81	1.38	1.38	131.41	0.52	130.89	129.45	0.92	49.09	18.34	30.73	29.03	5.01	24.01	4.08	0.00	2.17	21.85	19.61	15.74	3.87	1.14	2.74	1.66	3.06	10.68	2.02
19	2.10	4.63	1.28	3.36	1.56	1.56	138.47	0.52	137.95	136.21	1.11	55.01	19.28	35.73	33.72	5.42	28.30	4.29	0.00	2.63	25.68	23.13	18.59	4.55	1.24	3.32	2.06	3.53	15.66	2.30
20	1.95	4.42	1.19	3.24	1.48	1.48	149.13	0.52	148.61	148.22	0.98	51.45	19.19	32.26	30.40	5.58	25.82	3.58	0.00	2.37	23.45	21.09	16.92	4.17	1.17	3.02	1.86	3.23	13.69	2.16
21	1.58	3.41	0.94	2.47	1.13	1.13	121.10	0.53	120.58	119.24	0.84	44.06	17.79	26.28	24.75	3.84	20.91	2.99	0.00	2.01	18.91	17.09	13.73	3.36	0.91	2.46	1.53	2.61	11.12	1.69
22	1.41	2.98	0.86	2.13	1.01	1.01	103.51	0.53	102.98	101.79	0.75	41.50	18.12	23.39	22.01	3.88	18.63	2.64	0.00	1.79	16.85	15.21	12.26	2.96	0.81	2.15	1.31	2.35	9.90	1.53
23	1.20	2.61	0.75	1.86	0.87	0.87	91.95	0.52	91.43	90.42	0.63	38.28	17.78	20.51	19.27	2.82	16.46	2.17	0.00	1.57	14.89	13.36	10.76	2.60	0.68	1.93	1.16	2.06	8.70	1.38

	B1091	B1092	B1093	B1094	B1095	B1096	B1097	B1098	B1099	B1100	B1101	B1102	B1103	B1104	B1105	B1106	B1107	B1108	B1109	B1110	B1111	B1112	B1113	B1114	B1115	B1116	B1117	B1118	B1119	B1120
0	6.34	5.25	1.28	3.97	0.95	1.15	2.82	2.43	2.16	0.29	1.88	0.67	1.21	11.49	4.91	0.57	4.34	3.39	3.15	0.07	3.11	2.19	0.75	1.44	0.54	10.86	0.03	10.83	0.07	10.65
1	5.41	4.42	1.07	3.36	0.79	0.98	2.38	2.03	1.80	0.25	1.55	0.57	0.98	11.36	4.31	0.50	3.81	2.86	2.66	0.07	2.62	1.84	0.63	1.21	0.47	10.72	0.03	10.69	0.05	10.65
2	5.13	4.18	1.01	3.17	0.74	0.92	2.26	1.93	1.72	0.24	1.48	0.55	0.94	10.71	4.10	0.48	3.62	2.68	2.48	0.07	2.44	1.71	0.60	1.11	0.42	10.08	0.03	10.05	0.04	10.01
3	5.44	4.48	1.11	3.38	0.79	0.96	2.42	2.07	1.85	0.24	1.61	0.58	1.03	10.61	4.26	0.48	3.79	2.84	2.64	0.07	2.60	1.82	0.66	1.16	0.44	9.98	0.03	9.95	0.04	9.92
4	5.24	4.29	1.03	3.26	0.74	0.91	2.35	2.00	1.79	0.25	1.54	0.57	0.97	10.49	4.22	0.49	3.73	2.79	2.58	0.07	2.54	1.78	0.64	1.14	0.44	9.86	0.03	9.83	0.03	9.80
5	5.26	4.30	1.04	3.27	0.76	0.95	2.32	1.98	1.77	0.25	1.52	0.56	0.96	10.22	4.24	0.49	3.75	2.80	2.59	0.06	2.56	1.81	0.63	1.18	0.45	9.71	0.03	9.68	0.05	9.64
6	4.90	4.29	1.06	3.24	0.78	1.03	2.21	1.92	1.73	0.24	1.50	0.52	0.98	8.81	4.16	0.46	3.71	2.77	2.58	0.03	2.56	1.78	0.61	1.17	0.44	8.72	0.04	8.68	0.05	8.63
7	3.09	2.62	0.67	1.96	0.53	0.53	1.43	1.15	1.14	0.13	1.01	0.35	0.66	9.81	2.75	0.28	2.48	1.59	1.47	0.02	1.46	1.02	0.37	0.65	0.25	9.77	0.02	9.78	0.03	9.80
8	3.22	2.55	0.64	1.92	0.47	0.53	1.40	1.10	1.15	0.16	1.00	0.38	0.63	11.09	2.70	0.30	2.42	1.55	1.45	0.02	1.44	1.01	0.37	0.64	0.25	11.04	0.03	11.03	0.05	11.06
9	2.66	1.96	0.55	1.43	0.41	0.41	1.06	0.83	0.88	0.10	0.80	0.26	0.55	11.27	2.05	0.24	1.87	1.18	1.13	0.03	1.14	0.79	0.28	0.52	0.23	11.23	0.07	11.29	0.10	11.36
10	4.07	2.38	0.66	1.73	0.45	0.71	1.11	1.11	0.87	0.15	0.78	0.19	0.60	10.99	1.97	0.41	1.64	1.72	1.69	0.03	1.71	1.15	0.35	0.82	0.32	10.95	0.13	10.97	0.19	11.23
11	4.65	2.67	0.73	1.94	0.49	0.81	1.21	1.25	0.92	0.17	0.81	0.19	0.62	10.52	2.13	0.48	1.74	1.90	1.85	0.03	1.88	1.26	0.39	0.88	0.34	10.48	0.15	10.62	0.23	10.81
12	5.12	2.86	0.78	2.07	0.52	0.84	1.30	1.34	0.98	0.18	0.86	0.21	0.66	9.85	2.29	0.52	1.86	2.05	2.00	0.03	2.03	1.37	0.42	0.96	0.37	9.80	0.15	9.94	0.24	10.14
13	5.02	2.84	0.78	2.07	0.52	0.85	1.29	1.33	0.98	0.18	0.87	0.21	0.66	10.39	2.30	0.51	1.86	2.06	2.01	0.03	2.04	1.38	0.42	0.98	0.38	10.35	0.15	10.48	0.23	10.68
14	5.10	2.93	0.80	2.13	0.53	0.89	1.32	1.37	0.99	0.18	0.88	0.21	0.67	10.74	2.33	0.52	1.88	2.12	2.06	0.03	2.10	1.42	0.42	1.01	0.39	10.70	0.15	10.82	0.24	11.04
15	4.85	2.76	0.75	2.01	0.50	0.82	1.27	1.29	0.97	0.18	0.86	0.22	0.65	10.16	2.23	0.50	1.82	1.97	1.92	0.03	1.94	1.31	0.40	0.93	0.35	10.12	0.14	10.24	0.23	10.44
16	3.49	2.48	0.69	1.80	0.52	0.55	1.34	1.09	1.11	0.13	1.04	0.30	0.75	10.83	2.21	0.34														

	B1061	B1062	B1063	B1064	B1065	B1066	B1067	B1068	B1069	B1070	B1071	B1072	B1073	B1074	B1075	B1076	B1077	B1078	B1079	B1080	B1081	B1082	B1083	B1084	B1085	B1086	B1087	B1088	B1089	B1090
0	1.01	2.12	0.63	1.49	0.70	0.70	85.44	0.51	84.93	84.06	0.54	33.58	16.40	17.18	16.11	2.33	13.78	1.78	0.00	1.33	12.45	11.22	9.07	2.15	0.57	1.59	0.98	1.75	7.32	1.16
1	0.86	1.80	0.50	1.30	0.60	0.60	79.54	0.50	79.04	78.32	0.44	30.24	15.67	14.58	13.66	1.98	11.69	1.50	0.00	1.14	10.55	9.54	7.72	1.82	0.49	1.33	0.82	1.45	6.27	0.96
2	0.82	1.69	0.47	1.22	0.55	0.55	76.24	0.50	75.74	75.07	0.40	28.61	14.81	13.81	12.94	1.88	11.07	1.42	0.00	1.09	9.99	9.02	7.31	1.71	0.45	1.27	0.77	1.36	5.95	0.90
3	0.87	1.94	0.52	1.41	0.59	0.59	75.77	0.51	75.26	74.60	0.41	29.53	14.87	14.66	13.73	1.93	11.80	1.46	0.00	1.12	10.68	9.57	7.73	1.84	0.48	1.37	0.82	1.47	6.27	0.99
4	0.87	1.84	0.50	1.34	0.57	0.57	76.93	0.51	76.42	75.76	0.40	28.83	14.70	14.13	13.24	1.88	11.35	1.42	0.00	1.10	10.25	9.24	7.47	1.78	0.47	1.32	0.81	1.40	6.07	0.94
5	0.86	1.87	0.51	1.36	0.59	0.59	92.87	0.51	92.36	91.67	0.42	28.66	14.46	14.21	13.33	1.94	13.40	1.47	0.00	1.12	10.28	9.32	7.55	1.77	0.49	1.29	0.79	1.43	6.12	0.97
6	0.88	1.64	0.49	1.16	0.58	0.58	119.41	0.50	118.91	118.21	0.43	26.62	12.97	13.65	12.85	1.73	11.08	1.32	0.00	1.06	10.02	8.98	7.15	1.84	0.54	1.30	0.79	1.43	5.72	0.95
7	0.56	0.76	0.26	0.54	0.30	0.31	141.47	0.49	140.98	140.69	0.21	19.90	12.37	7.83	7.32	1.10	6.22	0.88	0.00	0.60	5.63	5.03	3.94	1.10	0.28	0.84	0.54	0.82	3.13	0.56
8	0.44	0.70	0.21	0.61	0.25	0.25	149.63	0.49	149.14	148.92	0.23	20.03	13.10	7.82	7.31	1.88	5.46	1.63	0.00	0.53	4.98	4.56	3.62	0.95	0.22	0.77	0.54	0.63	3.00	0.45
9	0.43	1.25	0.27	1.22	0.30	0.30	144.87	0.51	144.36	144.47	0.28	15.79	12.02	8.34	7.91	0.80	0.37	0.97	0.00	0.37	5.97	5.37	4.51	0.94	0.32	0.67	0.44	0.71	3.81	0.43
10	0.66	2.72	0.22	2.52	0.64	0.64	137.79	0.51	137.28	137.78	0.56	16.20	9.94	16.20	15.60	2.83	12.85	2.43	0.00	0.82	12.03	10.87	9.35	1.60	0.64	1.02	0.49	1.48	7.86	0.78
11	0.74	3.04	0.28	2.79	0.65	0.65	132.23	0.51	131.73	132.30	0.63	17.92	9.18	18.46	17.74	3.20	14.62	2.75	0.00	0.98	13.64	12.34	10.64	1.78	0.67	1.15	0.55	1.68	8.96	0.89
12	0.78	3.30	0.33	3.00	0.72	0.72	123.86	0.51	123.36	123.92	0.66	19.46	8.39	20.02	19.24	3.53	15.78	3.06	0.00	1.05	14.73	13.34	11.54	1.89	0.73	1.21	0.57	1.79	9.75	0.97
13	0.79	3.32	0.30	3.04	0.75	0.75	128.27	0.50	127.78	128.37	0.67	19.32	8.90	19.82	19.07	3.52	15.62	3.04	0.00	1.04	14.59	13.21	11.40	1.89	0.75	1.19	0.56	1.79	9.61	0.95
14	0.79	3.44	0.33	3.13	0.78	0.78	128.23	0.51	128.73	129.32	0.67	19.64	9.14	20.24	19.47	3.58	15.95	3.10	0.00	1.05	14.91	13.47	11.59	1.95	0.78	1.23	0.58	1.85	9.74	1.00
15	0.75	3.15	0.29	2.89	0.71	0.71	128.45	0.51	127.95	128.53	0.65	18.88	8.79	19.19	18.44	3.59	15.12	2.93	0.00	1.01	14.11	12.80	11.05	1.83	0.72	1.16	0.54	1.74	9.31	0.93
16	0.58	2.00	0.07	1.93	0.45	0.45	134.93	0.51	134.42	134.68	0.44	16.54	10.98	12.63	12.04	2.31	9.82	1.99	0.00	0.59	9.22	8.34	7.16	1.33	0.50	0.91	0.54	1.11	6.05	0.62
17	0.75	1.17	0.44	0.83	0.43	0.43	121.47	0.52	120.95	120.59	0.34	25.21	13.62	12.35	11.47	2.56	8.92	1.28	0.00	0.77	8.18	7.31	6.73	1.61	0.37	1.29	0.87	1.13	4.61	0.85
18	1.75	3.93	1.11	2.81	1.38	1.38	138.42	0.52	138.00	139.46	0.92	49.01	18.34	30.76	29.03	5.02	24.02	4.08	0.00	2.17	21.85	19.61	15.75	3.87	1.14	2.74	1.66	3.00	12.68	2.02
19	2.10	4.63	1.28	3.36	1.56	1.56	138.47	0.52	137.95	136.21	1.11	55.01	19.28	37.73	37.32	5.42	28.30	4.29	0.00	2.63	25.68	23.13	18.59	4.55	1.24	3.32	2.06	3.53	16.06	2.30
20	1.95	4.42	1.19	3.24	1.48	1.48	134.90	0.52	134.38	132.82	0.98	51.45	19.19	32.26	30.40	4.58	25.82	3.58	0.00	2.37	23.45	21.09	16.92	4.17	1.17	3.02	1.86	3.23	13.69	2.16
21	1.58	3.41	0.94	2.47	1.13	1.13	121.10	0.53	120.58	119.24	0.84	44.06	17.19	26.28	24.75	3.84	20.91	2.99	0.00	2.01	18.91	17.09	13.73	3.36	0.91	2.46	1.53	2.61	11.69	1.99
22	1.41	2.98	0.86	2.13	1.01	1.01	103.51	0.53	102.98	101.79	0.75	41.50	18.12	23.39	22.01	3.38	18.63	2.64	0.00	1.79	16.85	15.21	12.26	2.96	0.81	2.15	1.31	2.35	9.90	1.53
23	1.20	2.61	0.75	1.86	0.87	0.87	91.95	0.52	91.43	90.42	0.63	38.28	17.78	20.51	19.27	2.82	16.46	2.17	0.00	1.57	14.89	13.36	10.76	2.60	0.68	1.93	1.16	2.06	8.70	1.38

	B1091	B1092	B1093	B1094	B1095	B1096	B1097	B1098	B1099	B1100	B1101	B1102	B1103	B1104	B1105	B1106	B1107	B1108	B1109	B1110	B1111	B1112	B1113	B1114	B1115	B1116	B1117	B1118	B1119	B1120
0	6.34	5.25	1.28	3.97	0.95	1.15	2.82	2.43	2.16	0.29	1.88	0.67	1.21	11.49	4.91	0.57	4.34	3.39	3.15	0.07	3.11	2.19	0.75	1.44	0.54	10.86	0.03	10.83	0.07	10.76
1	5.41	4.42	1.07	3.36	0.79	0.98	2.38	2.03	1.80	0.25	1.55	0.57	0.98	11.36	3.31	0.50	3.81	2.86	2.66	0.07	2.62	1.84	0.63	1.21	0.47	10.72	0.03	10.69	0.05	10.65
2	5.13	4.18	1.01	3.17	0.74	0.92	2.26	1.93	1.72	0.24	1.48	0.55	0.94	10.71	4.10	0.48	3.62	2.68	2.48	0.07	2.44	1.71	0.60	1.11	0.42	10.08	0.03	10.05	0.04	10.01
3	4.44	4.48	1.11	3.38	0.79	0.96	2.42	2.07	1.85	0.24	1.61	0.58	1.03	10.61	4.26	0.48	3.79	2.84	2.64	0.07	2.60	1.82	0.66	1.16	0.44	9.98	0.03	9.95	0.04	9.92
4	5.24	4.29	1.03	3.26	0.74	0.91	2.35	2.00	1.79	0.25	1.54	0.57	0.97	10.49	4.22	0.49	3.73	2.79	2.58	0.07	2.54	1.78	0.64	1.14	0.44	9.86	0.03	9.83	0.03	9.80
5	4.26	4.30	1.04	3.27	0.76	0.95	2.32	1.98	1.77	0.25	1.52	0.56	0.96	10.22	4.24	0.49	3.75	2.80	2.59	0.06	2.56	1.81	0.63	1.18	0.45	9.71	0.03	9.68	0.05	9.64
6	4.90	4.30	1.06	3.24	0.78	1.03	2.21	1.92	1.73	0.24	1.50	0.52	0.98	8.81	4.16	0.46	3.71	2.77	2.58	0.03	2.56	1.78	0.61	1.17	0.44	8.72	0.04	8.68	0.05	8.63
7	2.69	2.23	0.54	1.69	0.41	0.43	1.27	1.02	1.00	0.12	0.89	0.29	0.60	9.82	2.59	0.28	3.32	1.43	1.36	0.02	1.35	0.94	0.35	0.59	0.23	9.78	0.02	9.79	0.03	9.80
8	2.60	1.89	0.43	1.46	0.31	0.43	1.08	0.86	0.86	0.14	0.72	0.29	0.44	11.09	2.15	0.25	1.93	1.11	1.08	0.02	1.06	0.80	0.30	0.51	0.22	11.05	0.03	11.04	0.05	11.07
9	3.26	2.20	0.54	1.67	0.44	0.68	1.05	1.08	0.84	0.12	0.73	0.21	0.53	11.28	1.56	0.31	1.34	1.15	1.08	0.03	1.07	0.67	0.24	0.44	0.11	11.24	0.07	11.30	0.10	11.37
10	6.69	4.53	1.16	3.38	0.91	1.44	1.98	2.17	1.57	0.21	1.37	0.36	1.01	11.01	2.67	0.62	2.06	2.65	2.45	0.04	2.44	1.47	0.46	1.02	0.29	10.97	0.13	11.08	0.19	11.25
11	7.62	5.13	1.31	3.84	1.03	1.60	2.26	2.47	1.81	0.24	1.58	0.42	1.16	10.54	3.05	0.72	2.34	2.96	2.73	0.05	2.71	1.62	0.52	1.11	0.30	10.50	0.15	10.63	0.22	10.83
12	8.32	5.45	1.39	4.08	1.09	1.68	2.42	2.63	1.93	0.26	1.69	0.45	1.23	9.86	3.32	0.77	2.56	3.19	2.94	0.05	2.91	1.77	0.57	1.20	0.34	9.82	0.15	9.95	0.24	10.16
13	13.9	5.43	1.38	4.07	1.09	1.69	2.40	2.62	1.91	0.26	1.66	0.45	1.22	10.41	3.32	0.76	2.57	3.20	2.95	0.05	2.92	1.78	0.56	1.23	0.34	10.37	0.15	10.50	0.23	10.70
14	8.30	5.60	1.43	4.19	1.13	1.75	2.47	2.68	1.95	0.25	1.71	0.45	1.26	10.76	3.41	0.78	2.64	3.29	3.04	0.05	3.02	1.84	0.57	1.28	0.37	10.72	0.14	10.84	0.24	11.05
15	7.93	5.22	1.31	3.93	1.05	1.63	2.33	2.53	1.84	0.25	1.61	0.44	1.17	10.18	3.19	0.75	2.45	3.06	2.81	0.05	2.79	1.69	0.52	1.18	0.32	10.14	0.14	10.25	0.23	10.46
16	5.13	3.35	0.82	2.54	0.68	1.06	1.55	1.64	1.23	0.17	1.07	0.29	0.78	10.84	2.0															

	B1061	B1062	B1063	B1064	B1065	B1066	B1067	B1068	B1069	B1070	B1071	B1072	B1073	B1074	B1075	B1076	B1077	B1078	B1079	B1080	B1081	B1082	B1083	B1084	B1085	B1086	B1087	B1088	B1089	B1090
0	1.01	2.12	0.63	1.49	0.70	0.70	85.44	0.51	84.93	84.06	0.54	33.58	16.40	17.18	16.11	2.33	13.78	1.78	0.00	1.33	12.45	11.22	9.07	2.15	0.57	1.59	0.98	1.75	7.32	1.16
1	0.86	1.80	0.50	1.30	0.60	0.60	79.54	0.50	79.04	78.32	0.44	30.24	15.67	14.58	13.66	1.98	11.69	1.50	0.00	1.14	10.55	9.54	7.72	1.82	0.49	1.33	0.82	1.45	2.27	0.96
2	0.82	1.69	0.47	1.22	0.55	0.55	76.24	0.50	75.74	75.07	0.40	28.61	14.81	13.81	12.96	1.88	11.07	1.42	0.00	1.09	9.99	9.02	7.31	1.71	0.45	1.27	0.77	1.36	5.95	0.90
3	0.87	1.94	0.52	1.41	0.59	0.59	75.77	0.51	75.26	74.60	0.41	29.53	14.87	14.66	13.73	1.93	11.80	1.46	0.00	1.12	10.68	9.57	7.73	1.84	0.48	1.37	0.82	1.47	6.27	0.99
4	0.87	1.84	0.50	1.34	0.57	0.57	76.93	0.51	76.42	75.76	0.40	28.83	14.70	14.13	13.24	1.88	11.35	1.42	0.00	1.10	10.25	9.24	7.47	1.78	0.47	1.32	0.81	1.40	6.07	0.94
5	0.86	1.87	0.51	1.36	0.59	0.59	92.87	0.51	92.36	91.67	0.42	28.66	14.46	14.21	13.33	1.94	11.40	1.47	0.00	1.12	10.28	9.32	7.55	1.77	0.49	1.29	0.79	1.43	6.12	0.97
6	0.88	1.99	0.50	1.49	0.68	0.68	80.81	0.50	80.32	79.65	0.43	27.90	13.11	14.80	13.99	2.17	11.82	1.71	0.00	1.11	10.70	9.66	7.82	1.84	0.54	1.31	0.79	1.47	6.35	0.99
7	0.80	1.74	0.47	1.28	0.55	0.55	73.26	0.49	72.84	72.27	0.42	28.30	13.92	14.38	13.61	2.51	11.11	2.07	0.00	1.08	10.03	9.12	7.44	1.68	0.45	1.23	0.77	1.33	6.11	0.89
8	0.82	1.97	0.52	1.45	0.60	0.60	64.81	0.49	64.54	64.16	0.50	33.32	15.73	17.60	16.72	3.91	12.81	3.41	0.00	1.25	11.57	10.63	8.80	1.83	0.47	1.36	0.86	1.50	7.30	0.99
9	0.87	2.23	0.57	1.66	0.68	0.68	99.69	0.51	99.91	100.27	0.50	35.12	16.22	18.91	18.00	4.45	13.55	3.95	0.00	1.25	12.31	11.26	9.35	1.92	0.53	1.39	0.88	1.58	7.76	1.08
10	0.94	2.27	0.61	1.67	0.64	0.64	213.50	0.52	213.89	214.49	0.52	36.10	16.26	19.85	18.88	4.65	14.23	4.13	0.00	1.33	12.90	11.78	9.75	2.03	0.50	1.53	0.96	1.63	8.12	1.13
11	1.01	2.47	0.63	1.85	0.79	0.79	250.07	0.51	250.47	251.13	0.53	36.67	16.04	20.64	19.66	4.85	14.82	4.31	0.00	1.38	13.44	12.29	10.13	2.17	0.60	1.57	0.99	1.68	8.45	1.18
12	1.03	2.52	0.64	1.89	0.80	0.80	278.94	0.51	279.35	280.09	0.58	36.78	15.57	21.22	20.20	4.93	15.27	4.36	0.00	1.45	13.82	12.61	10.33	2.27	0.61	1.67	1.04	1.77	8.56	1.21
13	1.01	2.49	0.66	1.84	0.74	0.74	275.64	0.51	276.04	276.76	0.57	37.71	16.12	21.59	20.54	5.00	15.54	4.43	0.00	1.46	14.09	12.84	10.59	2.25	0.57	1.68	1.04	1.80	8.79	1.25
14	1.02	2.43	0.64	1.79	0.72	0.72	279.98	0.51	280.39	281.13	0.58	38.14	16.45	21.68	20.64	5.02	15.63	4.44	0.00	1.49	14.14	12.94	10.69	2.25	0.55	1.70	1.06	1.76	8.99	1.19
15	1.03	2.61	0.66	1.95	0.79	0.79	269.33	0.51	269.73	270.45	0.57	37.73	15.92	21.82	20.78	5.06	15.72	4.48	0.00	1.46	14.26	12.98	10.70	2.28	0.60	1.69	1.03	1.83	8.88	1.25
16	1.18	2.78	0.73	2.06	0.83	0.83	187.48	0.51	187.84	188.55	0.61	40.21	16.84	23.37	22.22	5.16	17.06	4.53	0.00	1.57	15.50	14.04	11.51	2.53	0.66	1.88	1.15	2.00	9.52	1.37
17	1.30	3.14	0.87	2.28	0.94	0.94	81.20	0.52	81.42	81.91	0.72	43.08	17.16	25.93	24.59	5.27	19.32	4.55	0.00	1.76	17.56	15.87	12.99	2.88	0.74	2.15	3.27	11.63	1.61	
18	1.76	4.29	1.13	3.16	1.48	1.48	92.32	0.52	91.81	90.41	0.92	50.42	18.48	31.94	30.21	5.42	24.79	4.47	0.00	2.23	22.57	20.32	16.44	3.87	1.14	2.75	1.67	3.11	13.34	2.06
19	2.10	4.63	1.28	3.36	1.56	1.56	138.47	0.52	137.95	136.21	1.11	55.01	19.28	33.73	33.72	5.42	28.30	4.29	0.00	2.63	25.68	23.13	18.59	4.55	1.24	3.32	2.06	3.53	16.06	2.30
20	1.95	4.42	1.19	3.24	1.58	1.58	134.90	0.52	134.38	132.82	0.98	51.45	19.19	32.26	30.40	5.58	25.82	3.58	0.00	2.37	23.45	21.09	16.92	4.17	1.17	3.02	1.86	3.23	15.69	2.16
21	1.58	3.41	0.94	2.47	1.13	1.13	121.10	0.53	120.58	119.24	0.84	44.06	17.79	26.28	24.75	3.84	20.91	2.99	0.00	2.01	18.91	17.09	13.73	3.36	0.91	2.46	1.53	2.61	11.12	1.69
22	1.41	2.98	0.86	2.13	1.01	1.01	103.51	0.53	102.98	101.79	0.75	41.50	18.12	23.39	22.01	3.88	18.63	2.64	0.00	1.79	16.85	15.21	12.26	2.96	0.81	2.15	3.11	2.35	9.90	1.53
23	1.20	2.61	0.75	1.86	0.87	0.87	91.95	0.52	91.43	90.42	0.63	38.28	17.78	20.51	19.27	2.82	16.46	2.17	0.00	1.57	14.89	13.36	10.76	2.60	0.68	1.93	1.16	2.06	8.70	1.38

	B1091	B1092	B1093	B1094	B1095	B1096	B1097	B1098	B1099	B1100	B1101	B1102	B1103	B1104	B1105	B1106	B1107	B1108	B1109	B1110	B1111	B1112	B1113	B1114	B1115	B1116	B1117	B1118	B1119	B1120	
0	6.34	5.25	1.28	3.97	0.95	1.15	2.82	2.43	2.16	2.29	1.88	0.67	1.21	11.49	4.91	0.57	4.34	3.39	3.15	0.07	3.11	2.19	0.75	1.44	1.29	0.54	1.06	0.03	1.08	0.17	1.20
1	5.41	4.42	1.07	3.36	0.79	0.98	2.38	2.03	1.80	0.25	1.55	0.57	0.98	11.36	4.31	0.50	3.81	2.86	2.66	0.07	2.62	1.84	0.63	1.21	0.47	1.02	0.03	1.06	0.05	1.05	
2	5.13	4.18	1.01	3.17	0.74	0.92	2.26	1.93	1.72	0.24	1.48	0.55	0.94	10.71	4.10	0.48	3.62	2.68	2.48	0.07	2.44	1.71	0.60	1.11	0.42	1.02	0.08	1.05	0.04	1.01	
3	5.44	4.48	1.11	3.38	0.79	0.96	2.42	2.07	1.85	0.24	1.61	0.58	1.03	10.61	4.26	0.48	3.79	2.84	2.64	0.07	2.60	1.82	0.66	1.16	0.44	0.98	0.03	1.05	0.04	0.92	
4	5.24	4.29	1.03	3.26	0.74	0.91	2.35	2.00	1.79	0.25	1.54	0.57	0.97	10.49	4.22	0.49	3.73	2.79	2.58	0.07	2.54	1.78	0.64	1.14	0.44	0.98	0.03	1.03	0.03	0.90	
5	5.26	4.30	1.04	3.27	0.76	0.95	2.32	1.98	1.77	0.25	1.52	0.56	0.96	10.22	4.24	0.49	3.75	2.80	2.59	0.06	2.56	1.81	0.63	1.18	0.45	0.97	0.03	1.06	0.05	0.94	
6	5.47	4.42	1.10	3.32	0.78	1.05	2.27	1.98	1.73	0.24	1.50	0.52	0.99	8.82	4.29	0.49	3.80	2.86	2.67	0.03	2.66	1.87	0.66	1.21	0.45	0.97	0.04	1.06	0.05	0.94	
7	5.28	3.96	0.98	2.98	0.71	0.89	2.09	1.80	1.61	0.23	1.39	0.49	0.89	9.93	3.99	0.48	3.51	2.59	2.41	0.02	2.39	1.68	0.59	1.10	0.40	0.98	0.04	0.96	0.05	0.81	
8	6.29	4.42	1.07	3.36	0.72	1.03	2.33	2.03	1.82	0.29	1.53	0.58	0.95	11.26	4.47	0.57	3.90	2.98	2.78	0.02	2.76	1.95	0.69	1.26	0.45	1.12	0.08	1.14	0.06	1.18	
9	6.76	4.60	1.13	3.68	0.78	1.05	2.43	2.11	1.86	0.28	1.59	0.57	1.02	11.56	4.66	0.58	4.09	3.13	2.91	0.03	2.89	2.07	0.73	1.35	0.51	1.12	0.05	1.14	0.07	1.13	
10	7.09	4.78	1.16	3.82	0.81	1.02	2.61	2.25	2.01	0.30	1.72	0.62	1.11	11.44	4.82	0.60	4.22	3.25	3.02	0.03	3.00	2.14	0.77	1.36	0.51	1.14	0.05	1.13	0.07	1.28	
11	7.39	5.00	1.21	3.79	0.83	1.09	2.70	2.33	2.04	0.31	1.74	0.63	1.11	11.00	5.04	0.61	4.43	3.48	3.22	0.03	3.20	2.33	0.84	1.49	0.59	1.09	0.06	1.02	0.06	1.08	
12	7.46	5.29	1.29	4.01	0.88	1.18	2.83	2.44	2.15	0.33	1.83	0.66	1.17	10.36	5.21	0.63	4.58	3.63	3.38	0.03	3.35	2.41	0.86	1.55	0.60	1.02	0.06	1.02	0.06	1.02	
13	7.67	5.32	1.30	4.03	0.89	1.17	2.86	2.47	2.20	0.33	1.88	0.67	1.20	10.91	5.21	0.64	4.57	3.62	3.37	0.03	3.35	2.39	0.87	1.53	0.58	1.08	0.07	1.01	0.07	1.04	
14	7.81	5.26	1.28	3.98	0.86	1.14	2.85	2.46	2.20	0.34	1.87	0.69	1.18	11.27	5.19	0.65	4.54	3.58	3.33	0.03	3.31	2.36	0.86	1.50	0.56	1.12	0.07	1.15	0.06	1.10	
15	7.75	5.43	1.35	4.09	0.89	1.20	2.89	2.51	2.22	0.33	1.90	0.69	1.21	10.67	5.25	0.63	4.62	3.66	3.42	0.03	3.40	2.42	0.90	1.53	0.58	1.06	0.07	1.03	0.06	1.10	
16	8.33	5.96	1.47	4.50	1.00	1.32	3.18	2.77	2.46	0.34	2.13	0.74	1.39	11.23	5.61	0.69	4.9														

	B1061	B1062	B1063	B1064	B1065	B1066	B1067	B1068	B1069	B1070	B1071	B1072	B1073	B1074	B1075	B1076	B1077	B1078	B1079	B1080	B1081	B1082	B1083	B1084	B1085	B1086	B1087	B1088	B1089	B1090
1	1.01	2.12	0.63	1.49	0.70	0.70	85.43	0.51	84.92	84.05	0.54	33.57	16.40	17.18	16.11	2.33	13.78	1.78	0.00	1.33	12.45	11.22	9.07	2.15	0.57	1.59	0.98	1.75	7.32	1.16
2	0.86	1.80	0.50	1.30	0.60	0.60	79.54	0.50	79.04	78.32	0.44	30.24	15.67	14.58	13.66	1.98	11.69	1.50	0.00	1.14	10.55	9.54	7.72	1.82	0.49	1.33	0.82	1.45	6.27	0.96
3	0.82	1.69	0.47	1.22	0.55	0.55	76.24	0.50	75.74	75.07	0.40	28.61	14.41	13.81	12.94	1.88	11.07	1.42	0.00	1.09	9.99	9.02	7.31	1.71	0.45	1.27	0.77	1.36	5.95	0.90
4	0.87	1.94	0.52	1.41	0.59	0.59	75.77	0.51	75.26	74.60	0.41	29.53	14.87	14.66	13.73	1.93	11.80	1.46	0.00	1.12	10.68	9.57	7.73	1.84	0.48	1.37	0.82	1.47	6.27	0.99
5	0.87	1.84	0.50	1.34	0.57	0.57	76.93	0.51	76.42	75.76	0.40	28.83	14.70	14.13	13.24	1.88	11.35	1.42	0.00	1.10	10.25	9.24	7.47	1.78	0.47	1.32	0.81	1.40	6.07	0.94
6	0.86	1.87	0.51	1.36	0.58	0.58	92.87	0.51	92.36	91.67	0.42	28.66	14.46	14.21	13.33	1.94	11.40	1.47	0.00	1.12	10.28	9.22	7.55	1.77	0.49	1.29	0.79	1.47	6.12	0.97
7	0.88	1.99	0.50	1.49	0.68	0.68	120.64	0.50	120.14	119.45	0.43	27.87	13.09	14.76	13.97	2.17	11.80	1.71	0.00	1.11	10.69	9.65	7.81	1.84	0.54	1.31	0.79	1.47	6.24	0.98
8	0.80	1.74	0.46	1.28	0.55	0.55	150.41	0.49	149.92	149.25	0.42	28.26	13.90	14.36	13.59	2.51	11.09	2.08	0.00	1.08	10.01	9.10	7.43	1.67	0.44	1.23	0.76	1.33	6.10	0.89
9	0.82	1.96	0.52	1.45	0.60	0.60	163.95	0.49	163.46	162.70	0.50	33.21	15.69	17.52	16.64	3.87	12.78	3.37	0.00	1.25	11.53	10.60	8.78	1.82	0.47	1.36	0.85	1.50	7.28	0.99
10	0.86	2.22	0.57	1.65	0.68	0.68	167.76	0.51	167.25	166.49	0.50	34.92	16.16	18.76	17.86	4.37	13.49	3.87	0.00	1.24	12.25	11.21	9.30	1.91	0.53	1.39	0.87	1.58	7.73	1.08
11	0.93	2.26	0.60	1.66	0.63	0.63	172.55	0.51	172.04	171.24	0.52	35.77	16.16	19.62	18.65	4.53	14.13	4.01	0.00	1.32	12.81	11.70	9.69	2.01	0.50	1.52	0.96	1.62	8.07	1.12
12	1.00	2.45	0.62	1.84	0.78	0.78	170.12	0.50	169.62	168.78	0.53	36.33	15.94	20.39	19.42	4.71	14.71	4.18	0.00	1.37	13.35	12.21	10.06	2.15	0.60	1.56	0.98	1.67	8.39	1.17
13	1.02	2.50	0.63	1.88	0.79	0.80	163.69	0.50	163.19	162.29	0.57	36.39	15.46	20.94	19.93	4.78	15.15	4.22	0.00	1.44	13.71	12.50	10.25	2.26	0.61	1.65	1.03	1.76	8.49	1.20
14	1.00	2.47	0.65	1.82	0.74	0.74	168.20	0.50	167.69	166.82	0.57	37.31	16.21	20.27	19.27	4.85	15.42	4.29	0.00	1.45	13.97	12.74	10.51	2.23	0.57	1.67	1.04	1.79	8.72	1.24
15	1.01	2.41	0.63	1.78	0.72	0.72	169.63	0.51	169.13	168.23	0.58	37.73	16.34	21.39	20.36	4.86	15.50	4.29	0.00	1.47	14.03	12.84	10.61	2.23	0.55	1.69	1.05	1.74	8.86	1.18
16	1.02	2.59	0.66	1.94	0.78	0.78	167.82	0.51	167.32	166.44	0.56	37.33	15.80	21.53	20.50	4.91	15.60	4.34	0.00	1.45	14.15	12.88	10.62	2.26	0.60	1.67	1.02	1.81	8.81	1.24
17	1.17	2.76	0.72	2.04	0.83	0.83	167.02	0.51	166.51	165.57	0.60	39.88	16.75	23.14	22.00	5.04	16.96	4.42	0.00	1.56	15.40	13.95	11.44	2.51	0.65	1.86	1.14	1.99	9.46	1.36
18	1.29	3.13	0.87	2.27	0.94	0.94	140.77	0.52	140.25	139.17	0.72	42.89	17.11	25.79	24.45	5.21	19.25	4.49	0.00	1.76	17.50	15.81	12.95	2.87	0.73	2.14	1.31	2.36	10.59	1.60
19	1.75	4.28	1.13	3.16	1.48	1.48	132.68	0.52	132.17	130.73	0.92	50.38	18.47	31.91	30.18	5.41	24.77	4.47	0.00	2.22	22.55	20.30	16.43	3.87	1.14	2.75	1.66	3.10	13.33	2.06
20	2.09	4.63	1.28	3.66	1.56	1.56	138.47	0.52	137.95	136.20	1.11	55.01	19.28	35.73	33.72	5.44	28.30	4.29	0.00	2.63	25.67	23.13	18.59	4.55	1.24	3.32	2.06	3.53	15.06	2.30
21	1.95	4.42	1.19	3.24	1.48	1.48	149.13	0.52	148.61	147.10	1.32	60.38	19.82	36.40	34.58	5.58	25.82	3.58	0.00	2.37	23.45	21.09	16.92	4.17	1.17	3.02	1.86	3.23	13.69	2.16
22	1.58	4.41	0.94	2.47	1.13	1.13	121.10	0.53	120.58	119.24	0.84	44.06	17.79	26.28	24.75	3.84	20.91	2.99	0.00	2.01	18.91	17.09	13.73	3.36	0.91	2.46	1.53	2.61	11.12	1.69
23	1.41	2.98	0.86	2.13	1.01	1.01	103.51	0.53	102.98	101.79	0.75	41.50	18.12	23.39	22.01	3.38	18.63	2.64	0.00	1.79	16.85	15.21	12.26	2.96	0.81	2.15	1.31	2.35	9.90	1.53
24	1.20	2.61	0.75	1.85	0.87	0.87	91.95	0.52	91.43	90.42	0.63	38.28	18.23	20.51	19.27	3.82	16.64	2.17	0.00	1.57	14.89	13.36	10.76	2.60	0.68	1.93	1.16	2.06	8.70	1.38

	B1091	B1092	B1093	B1094	B1095	B1096	B1097	B1098	B1099	B1100	B1101	B1102	B1103	B1104	B1105	B1106	B1107	B1108	B1109	B1110	B1111	B1112	B1113	B1114	B1115	B1116	B1117	B1118	B1119	B1120
1	6.34	5.24	1.28	3.97	0.95	1.15	2.82	2.43	2.16	0.29	1.88	0.67	1.21	11.49	4.91	0.57	4.34	3.39	3.15	0.07	3.11	2.19	0.75	1.44	0.54	10.86	0.03	10.83	0.07	10.76
2	5.41	4.42	1.07	3.36	0.79	0.98	2.38	2.03	1.80	0.25	1.55	0.57	0.98	11.36	4.31	0.50	3.81	2.86	2.66	0.07	2.62	1.84	0.63	1.21	0.47	10.72	0.03	10.69	0.05	10.65
3	5.13	4.18	1.01	3.17	0.74	0.92	2.26	1.93	1.72	0.24	1.48	0.55	0.94	10.71	4.10	0.48	3.62	2.68	2.48	0.07	2.44	1.71	0.60	1.11	0.42	10.08	0.03	10.05	0.04	10.01
4	5.44	4.48	1.11	3.38	0.79	0.96	2.42	2.07	1.85	0.24	1.61	0.58	1.03	10.61	4.26	0.48	3.79	2.84	2.64	0.07	2.60	1.82	0.66	1.16	0.44	9.98	0.03	9.95	0.04	9.92
5	5.24	4.29	1.03	3.26	0.74	0.91	2.35	2.00	1.79	0.25	1.54	0.57	0.97	10.49	4.22	0.49	3.73	2.79	2.58	0.07	2.54	1.78	0.64	1.14	0.44	9.86	0.03	9.83	0.03	9.80
6	5.26	4.30	1.04	3.27	0.76	0.95	2.32	1.98	1.77	0.25	1.52	0.56	0.96	10.22	4.24	0.49	3.75	2.80	2.59	0.06	2.56	1.81	0.63	1.18	0.44	9.71	0.03	9.68	0.05	9.64
7	5.47	4.41	1.10	3.31	0.78	1.05	2.26	1.97	1.73	0.24	1.50	0.52	0.99	8.81	4.29	0.49	3.80	2.86	2.67	0.03	2.65	1.87	0.65	1.21	0.45	8.72	0.04	8.68	0.05	8.63
8	5.26	4.35	0.98	3.27	0.71	0.89	2.08	1.80	1.60	0.23	1.38	0.49	0.89	9.52	3.98	0.48	3.50	2.59	2.40	0.02	2.38	1.68	0.58	1.09	0.40	9.88	0.04	9.84	0.05	9.80
9	6.27	4.41	1.07	3.35	0.77	1.02	2.33	2.02	1.81	0.29	1.53	0.58	0.95	11.24	4.46	0.57	3.89	2.97	2.77	0.02	2.75	1.95	0.69	1.26	0.45	11.18	0.08	11.12	0.06	11.06
10	6.73	4.58	1.12	3.46	0.77	1.04	2.42	2.10	1.85	0.28	1.58	0.57	1.02	11.52	4.64	0.57	4.02	3.12	2.90	0.03	2.88	2.07	0.72	1.34	0.51	11.48	0.05	11.43	0.07	11.35
11	7.04	4.74	1.15	3.59	0.80	1.01	2.59	2.23	2.00	0.30	1.71	0.61	1.10	11.37	4.79	0.60	4.19	3.23	3.00	0.03	2.98	2.12	0.77	1.35	0.51	11.34	0.05	11.29	0.07	11.22
12	7.33	4.96	1.21	3.76	0.82	1.08	2.68	2.31	2.03	0.31	1.73	0.63	1.10	10.94	5.00	0.61	4.40	3.45	3.20	0.03	3.18	2.31	0.83	1.48	0.59	10.90	0.05	10.86	0.06	10.80
13	7.40	5.25	1.28	3.97	0.88	1.17	2.80	2.42	2.14	0.33	1.82	0.66	1.16	10.29	5.17	0.62	4.54	3.60	3.35	0.03	3.33	2.39	0.85	1.54	0.59	10.25	0.06	10.19	0.06	10.13
14	7.61	5.28	1.29	3.99	0.88	1.16	2.84	2.45	2.18	0.33	1.86	0.67	1.19	10.84	5.17	0.64	4.53	3.59	3.34	0.03	3.32	2.37	0.86	1.51	0.58	10.80	0.06	10.74	0.07	10.67
15	7.74	5.21	1.27	3.95	0.85	1.13	2.82	2.44	2.18	0.34	1.85	0.69	1.17	11.19	5.15	0.65	4.50	3.55	3.30	0.03	3.28	2.34	0.85	1.49	0.56	11.15	0.07	11.08	0.06	11.02
16	7.69	5.39	1.34	4.05	0.89	1.19	2.86	2.49	2.20	0.33	1.88	0.68	1.20	10.60	5.20	0.63	4.58	3.63	3.39	0.03	3.37	2.41	0.89	1.51	0.58	10.56	0.07	10.49	0.06	10.43
17	8.28	5.92	1.46	4.47	1.00	1.31	3.16	2.75	2.45	0.34	2.11	0.7																		

	B1061	B1062	B1063	B1064	B1065	B1066	B1067	B1068	B1069	B1070	B1071	B1072	B1073	B1074	B1075	B1076	B1077	B1078	B1079	B1080	B1081	B1082	B1083	B1084	B1085	B1086	B1087	B1088	B1089	B1090
1	1.01	2.12	0.63	1.49	0.70	0.70	85.38	0.51	84.87	84.01	0.54	33.55	16.39	17.17	16.10	2.33	13.77	1.77	0.00	1.33	12.44	11.21	9.06	2.15	0.57	1.59	0.98	1.75	7.32	1.16
2	0.86	1.80	0.50	1.30	0.60	0.60	79.50	0.50	79.00	78.28	0.44	30.22	15.66	14.57	13.66	1.98	11.68	1.50	0.00	1.14	10.54	9.53	7.71	1.82	0.49	1.33	0.82	1.45	6.27	0.96
3	0.82	1.69	0.47	1.22	0.55	0.55	76.11	0.50	75.61	74.95	0.40	28.55	14.48	13.78	12.91	1.87	11.04	1.42	0.00	1.08	9.96	9.00	7.29	1.71	0.45	1.26	0.77	1.36	5.93	0.90
4	0.87	1.94	0.52	1.41	0.59	0.59	75.72	0.50	75.21	74.55	0.41	29.51	14.86	14.65	13.72	1.93	11.79	1.46	0.00	1.12	10.67	9.56	7.73	1.83	0.48	1.37	0.82	1.46	6.26	0.99
5	0.87	1.84	0.50	1.34	0.57	0.57	76.88	0.51	76.38	75.72	0.40	28.80	14.70	14.11	13.22	1.88	11.34	1.42	0.00	1.10	10.24	9.23	7.46	1.78	0.47	1.32	0.81	1.40	6.06	0.94
6	0.86	1.87	0.51	1.36	0.59	0.59	82.80	0.51	82.30	81.61	0.42	28.64	14.45	14.20	13.32	1.94	11.39	1.47	0.00	1.11	10.28	9.21	7.55	1.77	0.49	1.28	0.79	1.43	6.11	0.95
7	0.88	1.99	0.50	1.49	0.67	0.68	120.59	0.50	120.09	119.40	0.43	27.86	13.09	14.77	13.96	2.17	11.79	1.71	0.00	1.11	10.68	9.64	7.80	1.84	0.54	1.31	0.79	1.47	6.34	0.98
8	0.88	1.74	0.46	1.28	0.55	0.55	150.41	0.49	149.92	149.25	0.42	28.26	13.90	14.57	13.60	2.52	11.09	2.09	0.00	1.08	10.01	9.10	7.43	1.67	0.44	1.23	0.76	1.33	10.01	0.89
9	0.82	1.97	0.52	1.45	0.60	0.60	164.02	0.49	163.53	162.77	0.50	33.23	15.70	17.53	16.66	3.87	12.79	3.38	0.00	1.25	11.54	10.60	8.78	1.82	0.47	1.36	0.86	1.50	7.28	0.99
10	0.86	2.22	0.57	1.65	0.68	0.68	167.82	0.51	167.31	166.55	0.50	34.94	16.16	18.78	17.87	4.38	13.59	3.88	0.00	1.24	12.26	11.22	9.31	1.91	0.53	1.39	0.87	1.58	7.73	1.08
11	0.93	2.26	0.60	1.66	0.63	0.63	172.58	0.51	172.07	171.28	0.52	35.78	16.16	19.62	18.66	4.53	14.13	4.01	0.00	1.32	12.81	11.70	9.69	2.01	0.50	1.52	0.96	1.62	8.07	1.12
12	1.00	2.46	0.62	1.84	0.78	0.78	170.15	0.50	169.64	168.81	0.53	36.34	15.95	20.39	19.43	4.71	14.72	4.18	0.00	1.37	13.35	12.21	10.06	2.15	0.60	1.56	0.98	1.67	8.39	1.17
13	1.02	2.50	0.63	1.88	0.80	0.80	163.72	0.51	163.22	162.31	0.57	36.40	15.46	20.94	19.93	4.79	15.15	4.22	0.00	1.44	13.71	12.51	10.25	2.26	0.61	1.65	1.03	1.76	8.50	1.20
14	1.00	2.47	0.65	1.82	0.74	0.74	168.22	0.50	167.71	166.83	0.57	37.32	16.01	21.31	20.27	4.85	15.42	4.29	0.00	1.45	13.97	12.74	10.51	2.23	0.57	1.67	1.04	1.79	8.72	1.24
15	1.01	2.41	0.63	1.78	0.72	0.72	169.66	0.51	169.15	168.25	0.58	37.74	16.34	21.40	20.37	4.86	15.50	4.29	0.00	1.47	14.03	12.84	10.61	2.23	0.55	1.69	1.05	1.74	8.86	1.18
16	1.02	2.59	0.66	1.94	0.78	0.78	167.81	0.51	167.31	166.43	0.56	37.33	16.80	21.53	20.50	4.91	15.60	4.34	0.00	1.45	14.15	12.88	10.62	2.26	0.60	1.67	1.02	1.81	8.81	1.24
17	1.17	2.76	0.72	2.04	0.83	0.83	166.95	0.51	166.44	165.50	0.60	39.86	16.74	23.12	21.98	5.00	16.95	4.41	0.00	1.56	15.40	13.95	11.44	2.51	0.65	1.86	1.14	1.99	9.45	1.36
18	1.29	3.13	0.87	2.27	0.94	0.94	140.76	0.52	140.25	139.16	0.72	42.88	17.11	25.78	24.45	5.20	19.25	4.49	0.00	1.76	17.49	15.81	12.95	2.87	0.73	2.14	1.31	2.36	10.59	1.60
19	1.75	4.28	1.13	3.16	1.48	1.48	132.68	0.52	132.16	130.72	0.92	50.38	18.47	31.91	30.18	5.41	24.77	4.47	0.00	2.22	22.55	20.30	16.43	3.87	1.14	2.75	1.66	3.10	13.33	2.06
20	2.10	4.63	1.28	3.36	1.56	1.56	138.47	0.52	137.95	136.20	1.11	55.01	19.28	35.73	33.71	5.41	28.30	4.29	0.00	2.63	25.68	23.13	18.59	4.55	1.24	3.32	2.06	3.53	15.06	2.30
21	1.95	4.42	1.19	3.24	1.48	1.48	134.90	0.52	134.38	132.82	0.98	51.45	19.19	32.26	30.40	5.58	25.82	3.58	0.00	2.37	23.45	21.09	16.92	4.17	1.17	3.02	1.86	3.23	13.69	2.16
22	1.58	4.00	0.94	2.47	1.13	1.13	121.06	0.53	120.53	119.19	0.84	44.05	17.78	26.27	24.74	3.84	20.90	2.99	0.00	2.01	18.90	17.08	13.72	3.36	0.90	2.46	1.53	2.60	11.12	1.69
23	1.41	2.98	0.86	2.13	1.01	1.01	103.46	0.53	102.93	101.74	0.75	41.48	18.11	23.37	22.00	3.38	18.62	2.63	0.00	1.79	16.84	15.21	12.25	2.96	0.81	2.15	1.31	2.35	9.90	1.53
24	1.20	2.61	0.75	1.83	0.87	0.87	91.91	0.52	91.39	90.38	0.63	38.26	18.77	20.50	19.27	3.82	16.45	2.17	0.00	1.57	14.88	13.36	10.76	2.60	0.68	1.93	1.16	2.06	8.70	1.38

	B1091	B1092	B1093	B1094	B1095	B1096	B1097	B1098	B1099	B1100	B1101	B1102	B1103	B1104	B1105	B1106	B1107	B1108	B1109	B1110	B1111	B1112	B1113	B1114	B1115	B1116	B1117	B1118	B1119	B1120
1	6.33	5.24	1.28	3.97	0.94	1.15	2.82	2.43	2.16	0.29	1.88	0.67	1.20	11.48	4.91	0.57	4.34	3.38	3.15	0.07	3.11	2.19	0.75	1.44	0.54	10.85	0.03	10.82	0.07	10.75
2	5.41	4.42	1.07	3.36	0.79	0.98	2.38	2.03	1.80	0.25	1.55	0.57	0.98	11.35	4.31	0.50	3.80	2.86	2.66	0.07	2.61	1.84	0.63	1.21	0.46	10.72	0.03	10.69	0.05	10.64
3	5.12	4.17	1.01	3.17	0.74	0.91	2.25	1.92	1.72	0.24	1.48	0.55	0.93	10.70	4.09	0.47	3.61	2.67	2.48	0.07	2.44	1.70	0.60	1.10	0.42	10.06	0.03	10.03	0.04	10.00
4	5.44	4.48	1.11	3.38	0.79	0.95	2.42	2.07	1.84	0.24	1.61	0.58	1.03	10.61	4.26	0.48	3.78	2.84	2.64	0.07	2.60	1.82	0.66	1.16	0.44	9.97	0.03	9.95	0.04	9.91
5	5.23	4.28	1.03	3.26	0.74	0.91	2.35	2.00	1.79	0.25	1.54	0.57	0.97	10.49	4.21	0.49	3.73	2.78	2.58	0.07	2.53	1.78	0.64	1.14	0.44	9.85	0.03	9.83	0.03	9.79
6	5.26	4.30	1.04	3.26	0.76	0.95	2.32	1.98	1.77	0.25	1.52	0.56	0.96	10.22	4.24	0.49	3.74	2.79	2.59	0.06	2.56	1.81	0.63	1.18	0.45	9.71	0.03	9.68	0.05	9.63
7	5.46	4.41	1.10	3.31	0.78	1.05	2.26	1.97	1.73	0.24	1.50	0.52	0.99	8.81	4.28	0.49	3.79	2.86	2.67	0.03	2.65	1.86	0.65	1.21	0.45	8.71	0.04	8.68	0.05	8.63
8	5.26	3.95	0.98	2.97	0.71	0.89	2.08	1.80	1.60	0.23	1.38	0.49	0.89	9.52	3.98	0.48	3.50	2.59	2.40	0.02	2.38	1.68	0.58	1.09	0.40	9.88	0.04	9.84	0.05	9.80
9	6.27	4.41	1.07	3.35	0.73	1.02	2.33	2.02	1.81	0.29	1.53	0.58	0.95	11.24	4.46	0.57	3.89	2.98	2.77	0.02	2.76	1.95	0.69	1.26	0.45	11.20	0.08	11.17	0.06	11.06
10	6.74	4.58	1.12	3.47	0.77	1.05	2.42	2.10	1.86	0.28	1.58	0.57	1.02	11.52	4.64	0.57	4.07	3.12	2.90	0.03	2.88	2.07	0.72	1.34	0.51	11.48	0.05	11.43	0.07	11.36
11	7.05	4.74	1.15	3.60	0.80	1.01	2.59	2.23	2.00	0.30	1.71	0.61	1.10	11.37	4.79	0.60	4.19	3.23	3.00	0.03	2.98	2.12	0.77	1.35	0.51	11.34	0.05	11.29	0.07	11.22
12	7.34	4.96	1.21	3.76	0.82	1.08	2.68	2.31	2.03	0.31	1.73	0.63	1.10	10.94	5.00	0.62	4.40	3.45	3.20	0.03	3.18	2.31	0.83	1.48	0.59	10.91	0.05	10.86	0.06	10.80
13	7.40	5.25	1.28	3.97	0.88	1.17	2.80	2.42	2.14	0.33	1.82	0.66	1.16	10.29	5.17	0.62	4.54	3.60	3.35	0.03	3.33	2.39	0.85	1.54	0.59	10.25	0.06	10.19	0.06	10.13
14	7.61	5.28	1.29	3.99	0.88	1.16	2.84	2.45	2.18	0.33	1.86	0.67	1.19	10.84	5.17	0.64	4.53	3.59	3.34	0.03	3.32	2.37	0.86	1.51	0.58	10.80	0.06	10.74	0.07	10.67
15	7.75	5.21	1.27	3.95	0.85	1.13	2.82	2.44	2.18	0.34	1.85	0.69	1.17	11.19	5.15	0.65	4.50	3.55	3.30	0.03	3.28	2.34	0.85	1.49	0.56	11.15	0.07	11.08	0.06	11.02
16	7.69	5.39	1.34	4.05	0.89	1.19	2.86	2.49	2.20	0.33	1.88	0.68	1.20	10.60	5.20	0.63	4.58	3.63	3.39	0.03	3.37	2.41	0.89	1.51	0.58	10.56	0.07	10.49	0.06	10.43
17	8.27	5.92	1.46	4.47	1.00	1.31	3.16	2.75	2.45	0.34	2.11</																			

	B1061	B1062	B1063	B1064	B1065	B1066	B1067	B1068	B1069	B1070	B1071	B1072	B1073	B1074	B1075	B1076	B1077	B1078	B1079	B1080	B1081	B1082	B1083	B1084	B1085	B1086	B1087	B1088	B1089	B1090
1	1.01	2.12	0.63	1.49	0.70	0.70	85.38	0.51	84.87	84.01	0.54	33.55	16.39	17.17	16.10	2.33	13.77	1.77	0.00	1.33	12.44	11.21	9.06	2.15	0.57	1.59	0.98	1.75	7.32	1.16
2	0.86	1.80	0.50	1.20	0.60	0.60	79.50	0.50	79.00	78.28	0.44	30.22	15.66	14.57	13.66	1.98	11.68	1.50	0.00	1.14	10.54	9.53	7.71	1.82	0.49	1.33	0.82	1.45	6.27	0.96
3	0.82	1.69	0.47	1.22	0.55	0.55	76.11	0.50	75.61	74.95	0.40	28.55	14.78	13.78	12.91	1.87	11.04	1.42	0.00	1.08	9.96	9.00	7.29	1.71	0.45	1.26	0.77	1.36	5.93	0.90
4	0.87	1.94	0.52	1.41	0.59	0.59	75.72	0.50	75.21	74.55	0.41	29.51	14.86	14.65	13.72	1.93	11.79	1.46	0.00	1.12	10.67	9.56	7.73	1.83	0.48	1.37	0.82	1.46	6.26	0.99
5	0.87	1.84	0.50	1.34	0.57	0.57	76.88	0.51	76.38	75.72	0.40	28.89	14.70	14.11	13.22	1.88	11.34	1.42	0.00	1.10	10.24	9.23	7.46	1.78	0.47	1.32	0.81	1.40	6.06	0.94
6	0.86	1.87	0.51	1.36	0.59	0.59	78.80	0.51	78.30	77.64	0.42	28.64	14.45	14.20	13.32	1.94	11.39	1.47	0.00	1.11	10.28	9.31	7.51	1.87	0.49	1.28	0.79	1.43	6.11	0.96
7	0.88	1.99	0.50	1.49	0.67	0.67	120.60	0.50	120.10	119.41	0.43	27.86	13.99	14.71	13.96	2.17	11.80	1.71	0.00	1.11	10.68	9.65	7.81	1.84	0.54	1.31	0.79	1.47	6.34	0.98
8	0.80	1.74	0.46	1.28	0.55	0.55	150.42	0.49	149.93	149.25	0.42	28.26	13.90	14.37	13.60	2.51	11.09	2.08	0.00	1.08	10.01	9.10	7.43	1.67	0.44	1.23	0.76	1.33	6.10	0.89
9	0.82	1.97	0.52	1.45	0.60	0.60	164.05	0.49	163.56	162.79	0.50	33.23	15.70	17.54	16.66	3.88	12.79	3.38	0.00	1.25	11.54	10.60	8.78	1.82	0.47	1.36	0.86	1.50	7.28	0.99
10	0.86	2.22	0.57	1.65	0.68	0.68	167.86	0.51	167.35	166.60	0.50	34.95	16.17	18.79	17.88	4.38	13.50	3.89	0.00	1.24	12.26	11.22	9.31	1.91	0.53	1.39	0.87	1.58	7.74	1.08
11	0.93	2.26	0.60	1.66	0.63	0.63	172.65	0.51	172.14	171.35	0.52	35.80	16.17	19.64	18.67	4.54	14.14	4.02	0.00	1.33	12.82	11.70	9.69	2.01	0.50	1.52	0.96	1.62	8.07	1.13
12	1.00	2.46	0.62	1.84	0.78	0.78	170.22	0.50	169.72	168.88	0.53	36.36	15.95	20.41	19.44	4.72	14.72	4.19	0.00	1.37	13.36	12.22	10.07	2.15	0.60	1.56	0.98	1.67	8.39	1.17
13	1.02	2.50	0.63	1.88	0.80	0.80	163.80	0.51	163.29	162.39	0.57	36.43	15.47	20.96	19.95	4.80	15.16	4.23	0.00	1.44	13.72	12.51	10.26	2.26	0.61	1.66	1.03	1.76	8.50	1.20
14	1.00	2.47	0.65	1.82	0.74	0.74	168.30	0.50	167.79	166.91	0.57	37.34	16.02	21.33	20.29	4.86	15.43	4.30	0.00	1.45	13.98	12.75	10.52	2.23	0.57	1.67	1.04	1.79	8.73	1.24
15	1.02	2.44	0.63	1.78	0.72	0.72	169.74	0.51	169.23	168.33	0.58	37.77	16.35	21.42	20.39	4.87	15.51	4.30	0.00	1.48	14.04	12.85	10.61	2.23	0.55	1.69	1.05	1.75	8.87	1.19
16	1.02	2.59	0.66	1.94	0.78	0.78	167.89	0.51	167.38	166.51	0.57	37.35	15.81	21.55	20.52	4.92	15.60	4.34	0.00	1.45	14.16	12.88	10.62	2.26	0.60	1.67	1.02	1.81	8.81	1.24
17	1.17	2.76	0.72	2.04	0.83	0.83	167.01	0.51	166.50	165.56	0.60	39.88	16.75	23.13	21.99	5.04	16.96	4.42	0.00	1.56	15.40	13.95	11.44	2.51	0.65	1.86	1.14	1.99	9.46	1.36
18	1.29	3.13	0.87	2.27	0.94	0.94	140.79	0.52	140.27	139.18	0.72	42.89	17.13	25.79	24.46	5.21	19.25	4.49	0.00	1.76	17.50	15.81	12.95	2.87	0.73	2.14	1.31	2.36	10.59	1.60
19	1.75	4.28	1.13	3.16	1.48	1.48	132.69	0.52	132.17	130.73	0.92	50.38	18.47	31.92	30.18	5.41	24.77	4.47	0.00	2.22	22.55	20.30	16.43	3.87	1.14	2.75	1.66	3.10	13.33	2.06
20	2.10	4.63	1.28	3.36	1.56	1.56	138.47	0.52	137.95	136.20	1.11	55.01	19.28	35.73	33.71	5.41	28.30	4.29	0.00	2.63	25.68	23.13	18.59	4.55	1.24	3.32	2.06	3.53	15.06	2.30
21	1.95	4.42	1.19	3.24	1.48	1.48	134.90	0.52	134.38	132.82	0.98	51.45	19.19	32.26	30.40	4.58	25.82	3.58	0.00	2.37	23.45	21.09	16.92	4.17	1.17	3.02	1.86	3.23	13.69	2.16
22	1.58	4.40	1.94	4.47	1.13	1.13	121.06	0.53	120.53	119.19	0.84	44.05	17.78	26.27	24.74	3.84	20.90	2.99	0.00	2.01	18.90	17.08	13.72	3.36	0.90	2.46	1.53	2.60	11.12	1.69
23	1.41	2.98	0.86	2.13	1.01	1.01	103.46	0.53	102.93	101.74	0.75	41.48	16.11	23.37	22.00	3.38	18.62	2.63	0.00	1.79	16.84	15.21	12.25	2.96	0.81	2.15	1.31	2.35	9.90	1.53
24	1.20	2.61	0.75	1.86	0.87	0.87	91.91	0.52	91.39	90.38	0.63	38.26	15.77	20.50	19.27	2.82	16.45	2.17	0.00	1.57	14.88	13.36	10.76	2.60	0.68	1.93	1.16	2.06	8.70	1.38

	B1091	B1092	B1093	B1094	B1095	B1096	B1097	B1098	B1099	B1100	B1101	B1102	B1103	B1104	B1105	B1106	B1107	B1108	B1109	B1110	B1111	B1112	B1113	B1114	B1115	B1116	B1117	B1118	B1119	B1120
1	6.33	5.24	1.28	3.97	0.94	1.15	2.82	2.43	2.16	2.29	1.88	0.67	1.20	11.48	4.91	0.57	4.34	3.38	3.15	0.07	3.11	2.19	0.75	1.44	0.54	10.85	0.03	10.82	0.07	10.75
2	5.41	4.42	1.07	3.36	0.79	0.98	2.38	2.03	1.80	0.25	1.55	0.57	0.98	11.35	4.31	0.50	3.80	2.66	2.66	0.07	2.61	1.84	0.63	1.21	0.46	10.72	0.03	10.69	0.05	10.64
3	5.12	4.17	1.01	3.17	0.74	0.91	2.25	1.92	1.72	0.24	1.48	0.55	0.93	10.70	4.09	0.47	3.61	2.67	2.48	0.07	2.44	1.70	0.60	1.10	0.42	10.06	0.03	10.03	0.04	10.00
4	5.44	4.48	1.11	3.38	0.79	0.95	2.42	2.07	1.84	0.24	1.61	0.58	1.03	10.61	4.26	0.48	3.78	2.84	2.64	0.07	2.60	1.82	0.66	1.16	0.44	9.97	0.03	9.95	0.04	9.91
5	5.23	4.28	1.03	3.26	0.74	0.91	2.35	2.00	1.79	0.25	1.54	0.57	0.97	10.49	4.21	0.49	3.73	2.78	2.58	0.07	2.53	1.78	0.64	1.14	0.44	9.85	0.03	9.83	0.03	9.79
6	5.26	4.30	1.04	3.26	0.76	0.95	2.32	1.98	1.77	0.25	1.53	0.56	0.96	10.21	4.24	0.49	3.74	2.79	2.59	0.06	2.55	1.81	0.63	1.18	0.45	9.71	0.03	9.68	0.05	9.63
7	5.46	4.41	1.10	3.31	0.78	0.95	2.26	1.97	1.73	0.24	1.50	0.52	0.99	9.81	4.28	0.49	3.79	2.86	2.67	0.03	2.65	1.86	0.65	1.21	0.45	8.72	0.04	8.68	0.05	8.63
8	5.27	3.95	0.98	3.57	0.71	0.89	2.08	1.80	1.60	0.23	1.38	0.49	0.89	9.92	3.98	0.48	3.50	2.59	2.40	0.02	2.38	1.68	0.58	1.09	0.40	9.88	0.04	9.84	0.05	9.80
9	6.28	4.41	1.07	2.95	0.72	0.92	2.33	2.02	1.81	0.29	1.53	0.58	0.95	11.24	4.46	0.57	3.89	2.98	2.77	0.02	2.76	1.95	0.69	1.26	0.45	11.20	0.08	11.12	0.06	11.06
10	6.74	4.59	1.12	3.47	0.77	1.05	2.42	2.10	1.86	0.28	1.59	0.57	1.02	11.52	4.64	0.57	4.07	3.12	2.90	0.03	2.88	2.07	0.72	1.34	0.51	11.48	0.05	11.43	0.07	11.36
11	7.05	4.74	1.15	3.60	0.80	1.01	2.59	2.23	2.00	0.30	1.71	0.61	1.10	11.38	4.79	0.60	4.19	3.23	3.00	0.03	2.98	2.12	0.77	1.35	0.51	11.34	0.05	11.29	0.07	11.23
12	7.34	4.96	1.21	3.76	0.82	1.08	2.68	2.31	2.03	0.31	1.73	0.63	1.10	10.95	5.01	0.61	4.40	3.45	3.20	0.03	3.18	2.31	0.83	1.48	0.59	10.91	0.05	10.86	0.06	10.81
13	7.40	5.25	1.28	3.98	0.88	1.17	2.80	2.42	2.14	0.33	1.82	0.66	1.16	10.30	5.17	0.63	4.55	3.60	3.35	0.03	3.33	2.39	0.85	1.54	0.60	10.26	0.06	10.20	0.06	10.13
14	7.62	5.28	1.29	4.00	0.88	1.16	2.84	2.46	2.19	0.33	1.86	0.67	1.19	10.84	5.17	0.64	4.54	3.59	3.34	0.03	3.32	2.37	0.86	1.51	0.58	10.80	0.06	10.74	0.07	10.67
15	7.75	5.22	1.27	3.95	0.85	1.13	2.82	2.44	2.18	0.34	1.85	0.69	1.17	11.20	5.15	0.65	4.51	3.56	3.31	0.03	3.29	2.34	0.85	1.49	0.56	11.16	0.07	11.09	0.06	11.03
16	7.69	5.39	1.34	4.06	0.89	1.19	2.86	2.49	2.20	0.33	1.88	0.68	1.20	10.60	5.21	0.63	4.58	3.64	3.39	0.03	3.37	2.41	0.89	1.51	0.58	10.56	0.07	10.49	0.06	10.43
17	8.27	5.92	1.46	4.47	1.																									

	B1061	B1062	B1063	B1064	B1065	B1066	B1067	B1068	B1069	B1070	B1071	B1072	B1073	B1074	B1075	B1076	B1077	B1078	B1079	B1080	B1081	B1082	B1083	B1084	B1085	B1086	B1087	B1088	B1089	B1090
1	1.02	2.13	0.63	1.50	0.70	0.70	35.11	0.51	34.60	33.73	0.54	33.63	16.43	17.21	16.14	2.33	13.81	1.78	0.00	1.33	12.48	11.24	9.09	2.16	0.57	1.60	0.98	1.75	7.33	1.16
2	0.86	1.81	0.51	1.30	0.60	0.61	31.61	0.50	31.10	30.38	0.44	30.29	15.69	14.61	13.97	1.98	11.71	1.50	0.00	1.14	10.57	9.55	7.73	1.82	0.49	1.34	0.82	1.45	6.28	0.96
3	0.82	1.69	0.48	1.22	0.55	0.55	29.91	0.51	29.41	28.74	0.40	28.65	14.83	13.83	12.96	1.88	11.09	1.42	0.00	1.09	10.00	9.03	7.32	1.72	0.45	1.27	0.77	1.35	5.96	0.90
4	0.87	1.94	0.52	1.42	0.59	0.59	30.84	0.51	30.34	29.67	0.41	29.58	14.90	14.68	13.76	1.94	11.82	1.47	0.00	1.12	10.70	9.58	7.75	1.84	0.48	1.37	0.82	1.47	6.28	0.99
5	0.87	1.85	0.50	1.35	0.57	0.57	30.15	0.51	29.64	28.98	0.40	28.88	14.73	14.16	13.27	1.89	11.38	1.42	0.00	1.11	10.28	9.26	7.48	1.78	0.47	1.32	0.81	1.40	6.08	0.94
6	0.87	1.88	0.52	1.36	0.59	0.59	30.01	0.51	29.50	28.81	0.43	28.73	14.49	14.25	13.37	1.94	11.43	1.47	0.00	1.12	10.31	9.34	7.57	1.77	0.49	1.29	0.80	1.44	6.14	0.97
7	0.88	1.74	0.47	1.38	0.68	0.68	29.19	0.50	28.69	27.99	0.43	27.96	13.13	14.84	14.02	2.18	11.95	1.74	0.00	1.12	10.73	9.69	7.84	1.85	0.54	1.31	0.80	1.48	6.36	0.99
8	0.82	1.97	0.52	1.45	0.60	0.60	34.68	0.49	34.19	33.42	0.50	33.40	15.75	17.65	16.77	3.93	12.84	3.43	0.00	1.25	11.59	10.65	8.62	1.83	0.47	1.37	0.86	1.50	7.31	1.00
9	0.87	2.23	0.57	1.66	0.68	0.68	36.42	0.51	35.91	35.15	0.50	35.12	16.22	18.91	18.00	4.45	13.55	3.95	0.00	1.25	12.31	11.26	9.35	1.92	0.52	1.39	0.88	1.58	7.76	1.08
10	0.93	2.27	0.60	1.67	0.63	0.64	37.33	0.52	36.81	36.02	0.52	35.98	16.22	19.77	18.80	4.61	14.19	4.09	0.00	1.33	12.86	11.75	9.73	2.02	0.50	1.53	0.96	1.63	1.10	1.13
11	1.00	2.47	0.63	1.85	0.79	0.79	37.91	0.51	37.41	36.57	0.53	36.53	16.00	20.53	19.56	4.79	14.78	4.26	0.00	1.37	13.40	12.26	10.10	2.16	0.60	1.56	0.99	1.68	8.42	1.17
12	1.02	2.51	0.63	1.89	0.80	0.80	38.03	0.51	37.53	36.62	0.57	36.59	15.51	21.08	20.06	4.86	15.21	4.29	0.00	1.45	13.76	12.55	10.29	2.26	0.61	1.66	1.04	1.76	8.53	1.20
13	1.00	2.48	0.65	1.83	0.74	0.74	38.93	0.50	38.43	37.55	0.57	37.51	16.06	21.45	20.41	4.93	15.48	4.36	0.00	1.45	14.03	12.79	10.55	2.24	0.57	1.67	1.04	1.80	8.76	1.24
14	1.02	2.42	0.64	1.79	0.72	0.72	39.39	0.51	38.88	37.98	0.58	37.94	16.40	21.55	20.51	4.94	15.57	4.37	0.00	1.48	14.09	12.89	10.65	2.24	0.55	1.70	1.06	1.75	8.90	1.19
15	1.03	2.60	0.66	1.94	0.79	0.79	39.85	0.51	38.44	37.57	0.57	37.53	15.86	21.68	20.65	4.99	15.66	4.41	0.00	1.46	14.21	12.93	10.66	2.27	0.60	1.68	1.02	1.82	8.84	1.25
16	1.17	2.77	0.73	2.05	0.83	0.83	41.58	0.51	41.07	40.13	0.61	40.09	16.81	23.29	22.14	5.12	17.03	4.49	0.00	1.56	15.47	14.01	11.49	2.52	0.66	1.87	1.15	2.00	4.99	1.36
17	1.30	3.14	0.87	2.28	0.94	0.94	44.71	0.52	44.20	43.11	0.72	43.06	17.15	25.91	24.57	5.26	19.31	4.54	0.00	1.76	17.55	15.86	12.99	2.88	0.74	2.15	1.31	2.37	10.62	1.61
18	1.76	4.30	1.13	3.17	1.48	1.48	52.59	0.52	52.07	50.63	0.92	50.52	18.51	32.01	30.27	5.44	24.83	4.49	0.00	2.23	22.61	20.35	16.47	3.88	1.14	2.75	1.67	3.11	13.36	2.07
19	2.10	4.65	1.28	3.27	1.56	1.56	57.55	0.52	57.03	55.29	1.12	55.15	19.33	35.83	33.80	5.44	28.37	4.31	0.00	2.63	25.74	23.19	18.63	4.56	1.24	3.33	2.06	3.54	15.09	2.30
20	1.96	4.43	1.19	3.25	1.49	1.49	53.79	0.52	53.27	51.71	0.99	51.58	19.24	32.35	30.48	4.59	25.89	3.59	0.00	2.38	23.51	21.14	16.96	4.18	1.17	3.02	1.82	3.24	13.72	2.16
21	1.58	3.41	0.94	2.48	1.14	1.14	46.16	0.53	45.63	44.29	0.84	44.17	17.83	26.35	24.81	3.85	20.96	3.00	0.00	2.01	18.95	17.13	13.76	3.37	0.91	2.47	1.54	2.61	11.55	1.69
22	1.41	2.99	0.86	2.13	1.01	1.01	43.41	0.53	42.89	41.69	0.75	41.58	18.16	23.43	22.05	3.39	18.67	2.64	0.00	1.79	16.88	15.24	12.28	2.96	0.81	2.16	1.31	2.36	9.93	1.53
23	1.20	2.62	0.76	1.86	0.87	0.87	39.99	0.52	39.46	38.45	0.63	38.35	17.81	20.54	19.31	2.82	16.49	2.17	0.00	1.58	14.92	13.39	10.78	2.61	0.68	1.94	1.16	2.06	8.72	1.38

	B1091	B1092	B1093	B1094	B1095	B1096	B1097	B1098	B1099	B1100	B1101	B1102	B1103	B1104	B1105	B1106	B1107	B1108	B1109	B1110	B1111	B1112	B1113	B1114	B1115	B1116	B1117	B1118	B1119	B1120
1	6.35	5.25	1.28	3.98	0.95	1.15	2.83	2.44	2.16	0.29	1.88	0.67	1.21	11.51	4.92	0.57	4.35	3.39	3.16	0.07	3.11	2.19	0.75	1.44	0.54	10.87	0.03	10.84	0.07	10.77
2	5.42	4.43	1.07	3.36	0.79	0.98	2.38	2.04	1.81	0.25	1.56	0.57	0.99	11.37	4.32	0.51	3.81	2.87	2.66	0.07	2.62	1.85	0.63	1.22	0.47	10.74	0.03	10.71	0.05	10.66
3	5.14	4.19	1.01	3.18	0.74	0.92	2.26	1.93	1.72	0.24	1.48	0.55	0.94	10.72	4.10	0.48	3.63	2.68	2.49	0.07	2.45	1.71	0.60	1.11	0.42	10.09	0.03	10.06	0.04	10.02
4	5.45	4.49	1.11	3.38	0.79	0.96	2.43	2.07	1.85	0.24	1.61	0.59	1.03	10.63	4.27	0.48	3.79	2.85	2.65	0.07	2.61	1.82	0.66	1.16	0.44	9.99	0.03	9.97	0.04	9.93
5	5.25	4.30	1.03	3.27	0.75	0.91	2.36	2.00	1.79	0.25	1.54	0.57	0.98	10.51	4.23	0.49	3.74	2.79	2.59	0.07	2.54	1.79	0.65	1.14	0.44	9.88	0.03	9.85	0.03	9.81
6	5.28	4.31	1.04	3.27	0.76	0.95	2.32	1.99	1.77	0.25	1.53	0.56	0.97	10.24	4.25	0.49	3.76	2.80	2.60	0.06	2.57	1.81	0.64	1.18	0.45	9.73	0.03	9.70	0.05	9.66
7	5.49	4.43	1.10	3.33	0.78	0.10	2.27	1.98	1.74	0.24	1.51	0.52	0.99	8.83	4.30	0.49	3.81	2.87	2.68	0.03	2.66	1.87	0.66	1.22	0.45	8.74	0.04	8.71	0.05	8.66
8	5.29	3.97	0.98	2.99	0.71	0.90	2.09	1.81	1.61	0.23	1.39	0.49	0.90	9.95	4.00	0.48	3.52	2.60	2.41	0.02	2.40	1.68	0.59	1.10	0.40	9.91	0.04	9.88	0.05	9.83
9	6.30	4.43	1.07	3.36	0.72	1.03	2.34	2.03	1.82	0.30	1.53	0.58	0.96	11.28	4.48	0.57	3.91	2.99	2.79	0.02	2.77	1.95	0.69	1.26	0.46	11.23	0.08	11.16	0.07	11.09
10	6.76	4.60	1.13	3.48	0.78	1.05	2.43	2.11	1.86	0.28	1.59	0.57	1.02	11.56	4.66	0.58	4.09	3.13	2.91	0.03	2.89	2.07	0.73	1.35	0.51	11.52	0.05	11.47	0.07	11.39
11	7.08	4.76	1.15	3.61	0.80	1.01	2.60	2.24	2.01	0.30	1.72	0.62	1.10	11.41	4.81	0.60	4.21	3.25	3.01	0.03	2.99	2.13	0.77	1.36	0.51	11.37	0.05	11.33	0.07	11.26
12	7.37	4.98	1.21	3.77	0.83	1.08	2.69	2.32	2.04	0.31	1.74	0.63	1.10	10.98	5.02	0.61	4.41	3.47	3.22	0.03	3.19	2.32	0.83	1.49	0.59	10.94	0.05	10.89	0.06	10.84
13	7.43	5.27	1.29	3.99	0.88	1.18	2.81	2.43	2.14	0.33	1.82	0.66	1.16	10.32	5.19	0.63	4.56	3.61	3.36	0.03	3.34	2.40	0.86	1.55	0.60	10.28	0.06	10.22	0.06	10.16
14	7.64	5.30	1.30	4.01	0.88	1.16	2.85	2.46	2.19	0.33	1.87	0.67	1.20	10.87	5.19	0.64	4.55	3.61	3.36	0.03	3.33	2.38	0.86	1.52	0.58	10.83	0.06	10.77	0.07	10.70
15	7.78	5.23	1.27	3.97	0.86	1.13	2.84	2.45	2.19	0.34	1.86	0.69	1.17	11.23	5.17	0.65	4.52	3.57	3.32	0.03	3.30	2.35	0.86	1.49	0.56	11.19	0.07	11.12	0.06	11.06
16	7.72	5.41	1.34	4.07	0.89	1.20	2.87	2.50	2.21	0.33	1.89	0.68	1.21	10.63	5.23	0.65	4.60	3.65	3.40	0.03	3.38	2.42	0.90	1.52	0.58	11.09	0.07	10.52	0.06	10.46
17	8.31	5.65	1.46	4.49	1.00	1.32	3.17	2.76	2.46	0.34	2.12	0.74	1.39	11.21	5.60	0.68	4.91	3.96	3.03	0.03	3.68	2.59	0.95	1.64	0.61	11.11	0.06	11.11	0.07	11.04
18	9.29	6.92	1.70	5.23	1.15	1.55	3.68	3.23	2.88	0.40	2.49	0.87	1.62	10.83	6.33	0.76	5.57													

	B1061	B1062	B1063	B1064	B1065	B1066	B1067	B1068	B1069	B1070	B1071	B1072	B1073	B1074	B1075	B1076	B1077	B1078	B1079	B1080	B1081	B1082	B1083	B1084	B1085	B1086	B1087	B1088	B1089	B1090
1	1.02	2.13	0.63	1.50	0.70	0.70	35.11	0.51	34.60	33.73	0.54	33.63	16.43	17.21	16.14	2.33	13.81	1.78	0.00	1.33	12.48	11.24	9.09	2.16	0.57	1.60	0.98	1.75	7.33	1.16
2	0.86	1.81	0.51	1.30	0.60	0.61	31.61	0.50	31.10	30.38	0.44	30.29	15.69	14.61	13.69	1.98	11.71	1.50	0.00	1.14	10.57	9.55	7.73	1.82	0.49	1.34	0.82	1.45	6.28	0.96
3	0.82	1.69	0.48	1.22	0.55	0.55	29.91	0.51	29.41	28.74	0.40	28.65	14.83	13.83	12.96	1.88	11.09	1.42	0.00	1.09	10.00	9.03	7.32	1.72	0.45	1.27	0.77	1.36	5.98	0.90
4	0.87	1.94	0.52	1.42	0.59	0.59	30.84	0.51	30.34	29.67	0.41	29.58	14.90	14.68	13.76	1.94	11.82	1.47	0.00	1.12	10.70	9.58	7.75	1.84	0.48	1.37	0.82	1.47	6.28	0.99
5	0.87	1.85	0.50	1.35	0.57	0.57	30.15	0.51	29.64	28.98	0.40	28.88	14.73	14.16	13.27	1.89	11.38	1.42	0.00	1.11	10.28	9.24	7.48	1.78	0.47	1.32	0.81	1.40	6.08	0.94
6	0.87	1.88	0.52	1.36	0.59	0.59	30.01	0.51	29.50	28.81	0.43	28.73	14.49	14.25	13.37	1.94	11.43	1.47	0.00	1.12	10.31	9.34	7.57	1.77	0.49	1.29	0.80	1.44	6.14	0.97
7	0.88	2.00	0.51	1.50	0.68	0.68	29.19	0.49	28.69	27.99	0.43	27.97	13.14	14.84	14.02	2.18	11.85	1.71	0.00	1.12	10.73	9.69	7.84	1.85	0.54	1.31	0.80	1.48	6.36	0.99
8	0.80	1.75	0.47	1.28	0.56	0.56	29.56	0.49	29.07	28.39	0.42	28.37	13.95	14.42	13.65	2.51	11.14	2.08	0.00	1.09	10.05	9.14	7.46	1.68	0.45	1.34	0.77	1.33	6.13	0.89
9	0.82	1.97	0.52	1.43	0.60	0.60	34.69	0.49	34.20	33.43	0.50	33.41	15.76	15.65	14.78	3.94	12.84	3.44	0.00	1.25	11.59	10.65	8.82	1.83	0.47	1.37	0.86	1.51	7.31	1.00
10	0.87	2.23	0.57	1.66	0.68	0.68	36.44	0.51	35.93	35.13	0.50	35.14	16.22	18.93	18.01	4.45	13.56	3.95	0.00	1.25	12.31	11.27	9.35	1.92	0.53	1.39	0.88	1.58	7.77	1.08
11	0.93	2.27	0.60	1.67	0.64	0.64	37.35	0.52	36.84	36.04	0.52	36.01	16.23	19.78	18.81	4.62	14.20	4.10	0.00	1.33	12.87	11.75	9.73	2.02	0.50	1.53	0.96	1.63	8.10	1.13
12	1.00	2.47	0.63	1.85	0.79	0.79	37.94	0.51	37.43	36.59	0.53	36.56	16.01	20.55	19.58	4.80	14.78	4.26	0.00	1.37	13.41	12.27	10.11	2.16	0.60	1.56	0.99	1.68	8.43	1.17
13	1.03	2.51	0.63	1.89	0.80	0.80	38.06	0.51	37.55	36.65	0.57	36.61	15.52	21.10	20.08	4.87	15.22	4.30	0.00	1.45	13.77	12.56	10.30	2.27	0.61	1.66	1.04	1.76	8.53	1.20
14	1.00	2.48	0.65	1.83	0.74	0.74	38.96	0.50	38.46	37.58	0.57	37.54	16.07	21.47	20.23	4.94	15.49	4.37	0.00	1.45	14.04	12.80	10.56	2.24	0.57	1.67	1.04	1.80	8.76	1.24
15	1.02	2.42	0.64	1.79	0.72	0.72	39.42	0.51	38.91	38.00	0.58	37.97	16.40	21.57	20.53	4.95	15.57	4.38	0.00	1.48	14.10	12.90	10.65	2.24	0.55	1.70	1.06	1.75	8.90	1.19
16	1.03	2.60	0.66	1.95	0.79	0.79	38.98	0.51	38.47	37.59	0.57	37.56	15.87	21.70	20.67	5.00	15.67	4.42	0.00	1.46	14.21	12.94	10.67	2.27	0.60	1.68	1.02	1.82	8.85	1.25
17	1.17	2.77	0.73	2.05	0.83	0.83	41.60	0.51	41.10	40.15	0.61	40.11	16.81	23.30	22.16	5.12	17.03	4.50	0.00	1.56	15.47	14.01	11.49	2.52	0.66	1.87	1.15	2.20	9.50	1.36
18	1.30	3.14	0.87	2.28	0.94	0.94	44.73	0.52	44.21	43.12	0.72	43.07	17.16	25.92	24.58	5.27	19.31	4.55	0.00	1.76	17.55	15.87	12.99	2.88	0.74	2.15	1.32	2.37	10.63	1.61
19	1.76	4.30	1.13	3.17	1.48	1.48	52.59	0.52	52.08	50.63	0.92	50.53	19.32	30.28	28.54	5.44	24.84	4.49	0.00	2.23	22.61	20.35	16.47	3.88	1.14	2.75	1.67	3.11	13.36	2.07
20	2.10	4.65	1.28	3.37	1.56	1.56	57.55	0.52	57.03	55.29	1.12	55.15	18.51	33.83	33.80	5.44	28.37	4.31	0.00	2.63	25.74	23.19	18.63	4.56	1.24	3.33	2.06	3.54	15.09	2.30
21	1.96	4.43	1.19	3.25	1.49	1.49	53.79	0.52	53.27	51.71	0.99	51.58	19.24	32.35	30.48	4.59	25.89	3.59	0.00	2.38	23.51	21.14	16.96	4.18	1.17	3.02	1.87	3.24	13.72	2.16
22	1.58	3.41	0.94	2.48	1.14	1.14	46.16	0.53	45.63	44.29	0.84	44.17	17.23	26.35	24.81	4.85	20.96	3.00	0.00	2.01	18.95	17.13	13.76	3.97	0.91	2.47	1.54	2.61	11.15	1.69
23	1.41	2.99	0.86	2.13	1.01	1.01	43.41	0.53	42.89	41.69	0.75	41.58	18.16	23.43	22.05	3.39	18.67	2.64	0.00	1.79	16.88	15.24	12.28	2.96	0.81	2.16	1.31	2.36	9.93	1.53
24	1.20	2.62	0.76	1.86	0.87	0.87	39.99	0.52	39.46	38.45	0.63	38.35	17.81	20.54	19.31	2.82	16.49	2.17	0.00	1.58	14.92	13.39	10.78	2.61	0.68	1.94	1.16	2.06	8.72	1.38

	B1091	B1092	B1093	B1094	B1095	B1096	B1097	B1098	B1099	B1100	B1101	B1102	B1103	B1104	B1105	B1106	B1107	B1108	B1109	B1110	B1111	B1112	B1113	B1114	B1115	B1116	B1117	B1118	B1119	B1120		
1	6.35	5.25	1.28	3.98	0.95	1.15	2.83	2.44	2.16	2.09	1.88	0.67	1.21	11.51	4.92	0.57	4.35	3.39	3.16	0.07	3.11	2.19	0.75	1.44	0.54	1.07	0.83	10.74	0.07	10.66		
2	5.42	4.43	1.07	3.36	0.79	0.98	2.38	2.04	1.81	0.25	1.56	0.57	0.99	11.37	4.32	0.51	3.81	2.87	2.66	0.07	2.62	1.85	0.63	1.22	0.47	1.07	0.73	10.81	0.05	10.76		
3	5.14	4.19	1.01	3.18	0.74	0.92	2.26	1.93	1.72	0.24	1.48	0.55	0.94	10.72	4.10	0.48	3.63	2.68	2.49	0.07	2.45	1.71	0.60	1.11	0.42	1.00	0.93	10.06	0.04	10.02		
4	5.45	4.49	1.11	3.38	0.79	0.96	2.43	2.07	1.85	0.24	1.61	0.59	1.03	10.63	4.27	0.48	3.79	2.85	2.65	0.07	2.61	1.82	0.66	1.16	0.44	0.99	0.03	9.97	0.04	9.93		
5	5.25	4.30	1.03	3.27	0.75	0.91	2.36	2.00	1.79	0.25	1.54	0.57	0.98	10.13	4.23	0.49	3.74	2.79	2.59	0.07	2.54	1.79	0.65	1.14	0.44	0.98	0.03	9.85	0.03	9.81		
6	5.28	4.31	1.04	3.27	0.76	0.95	2.32	1.99	1.77	0.25	1.53	0.56	0.97	10.24	4.25	0.49	3.76	2.80	2.60	0.06	2.57	1.81	0.64	1.18	0.45	0.97	0.03	9.70	0.05	9.66		
7	5.49	4.43	1.10	3.33	0.78	1.05	2.27	1.98	1.74	0.24	1.51	0.52	0.99	8.83	4.30	0.49	3.81	2.87	2.68	0.03	2.66	1.87	0.66	1.22	0.45	0.74	0.04	8.71	0.05	8.66		
8	5.29	3.97	0.99	2.99	0.71	0.90	2.09	1.81	1.61	0.23	1.39	0.49	0.90	9.95	4.00	0.48	3.52	2.60	2.41	0.02	2.40	1.69	0.59	1.10	0.40	0.92	0.04	9.88	0.05	9.83		
9	6.30	4.43	1.07	3.36	0.72	1.03	2.34	2.03	1.82	0.30	1.53	0.58	0.96	11.28	4.48	0.57	3.91	2.99	2.79	0.02	2.77	1.95	0.69	1.26	0.46	1.12	0.48	11.24	0.08	11.16	0.06	11.10
10	6.77	4.60	1.13	3.48	0.78	1.05	2.43	2.11	1.86	0.28	1.59	0.57	1.02	11.56	4.66	0.58	4.09	3.13	2.91	0.03	2.90	2.08	0.73	1.35	0.51	1.15	0.52	10.05	0.11	10.07	0.11	10.00
11	7.08	4.76	1.16	3.61	0.80	1.01	2.60	2.24	2.01	0.30	1.72	0.62	1.10	11.42	4.81	0.60	4.21	3.25	3.01	0.03	2.99	2.13	0.77	1.36	0.51	1.13	0.58	11.33	0.07	11.26		
12	7.37	4.99	1.21	3.78	0.83	1.08	2.69	2.32	2.04	0.31	1.74	0.63	1.10	10.99	5.03	0.61	4.42	3.47	3.22	0.03	3.20	2.32	0.83	1.49	0.59	1.09	0.55	10.90	0.06	10.84		
13	7.43	5.27	1.29	3.99	0.88	1.18	2.81	2.43	2.15	0.33	1.82	0.66	1.16	10.33	5.19	0.63	4.56	3.62	3.36	0.03	3.34	2.40	0.86	1.55	0.60	1.02	0.96	10.23	0.06	10.17		
14	7.65	5.31	1.30	4.01	0.89	1.16	2.85	2.47	2.19	0.33	1.87	0.67	1.20	10.88	5.19	0.64	4.55	3.61	3.36	0.03	3.34	2.38	0.86	1.52	0.58	1.04	0.96	10.78	0.07	10.71		
15	7.78	5.24	1.27	3.97	0.86	1.13	2.84	2.45	2.19	0.34	1.86	0.69	1.17	11.23	5.17	0.65	4.52	3.57	3.32	0.03	3.30	2.35	0.86	1.49	0.56	1.11	0.97	11.12	0.06	11.06		
16	7.73	5.41	1.34	4.07	0.89	1.20	2.88	2.50	2.21	0.33	1.89	0.68	1.21	10.64	5.23	0.63	4.60	3.65	3.41	0.03	3.39	2.42	0.90	1.52	0.58	1.06	0.07	10.53	0.06	10.47		
17	8.31	5.95	1.46	4.49	1.00	1.32	3.17	2.76	2.46	0.34	2.12	0.74	1.39	11.22																		

	B1061	B1062	B1063	B1064	B1065	B1066	B1067	B1068	B1069	B1070	B1071	B1072	B1073	B1074	B1075	B1076	B1077	B1078	B1079	B1080	B1081	B1082	B1083	B1084	B1085	B1086	B1087	B1088	B1089	B1090
1	1.02	2.13	0.63	1.50	0.70	0.70	35.11	0.51	34.60	33.73	0.54	33.63	16.43	17.21	16.14	2.33	13.81	1.78	0.00	1.33	12.48	11.24	9.09	2.16	0.57	1.60	0.98	1.75	7.34	1.16
2	0.86	1.81	0.51	1.30	0.60	0.61	31.61	0.50	31.11	30.38	0.44	30.29	15.69	14.61	13.69	1.98	11.71	1.50	0.00	1.14	10.57	9.55	7.73	1.82	0.49	1.34	0.82	1.45	6.28	0.96
3	0.82	1.69	0.47	1.22	0.55	0.55	29.88	0.50	29.38	28.71	0.40	28.62	14.81	13.81	12.94	1.88	11.07	1.42	0.00	1.09	9.99	9.02	7.31	1.71	0.45	1.27	0.77	1.36	5.95	0.90
4	0.87	1.94	0.52	1.42	0.59	0.59	30.84	0.51	30.34	29.67	0.41	29.57	14.90	14.68	13.76	1.94	11.82	1.47	0.00	1.12	10.70	9.58	7.75	1.84	0.48	1.37	0.82	1.47	6.28	0.99
5	0.87	1.85	0.50	1.34	0.57	0.57	30.13	0.51	29.63	28.96	0.40	28.87	14.73	14.14	13.25	1.89	11.37	1.42	0.00	1.11	10.27	9.25	7.48	1.78	0.47	1.32	0.81	1.40	6.08	0.94
6	0.87	1.88	0.52	1.36	0.59	0.59	30.00	0.51	29.50	28.81	0.43	28.73	14.49	14.25	13.37	1.94	11.43	1.47	0.00	1.12	10.31	9.34	7.57	1.77	0.49	1.29	0.80	1.44	6.14	0.97
7	0.88	2.00	0.51	1.50	0.68	0.68	29.19	0.50	28.69	27.99	0.43	27.96	13.13	14.84	14.02	2.18	11.85	1.71	0.00	1.12	10.73	9.69	7.84	1.85	0.54	1.31	0.80	1.48	6.36	0.99
8	0.80	1.75	0.47	1.28	0.56	0.56	29.56	0.49	29.07	28.39	0.42	28.37	13.95	14.42	13.65	2.51	11.14	2.08	0.00	1.09	10.05	9.14	7.46	1.68	0.45	1.24	0.77	1.33	6.13	0.89
9	0.82	1.97	0.52	1.43	0.60	0.60	34.69	0.49	34.20	33.43	0.50	33.40	15.76	17.65	16.77	3.94	12.84	3.44	0.00	1.25	11.59	10.65	8.82	1.83	0.47	1.37	0.86	1.51	7.31	1.00
10	0.87	2.23	0.57	1.66	0.68	0.68	36.43	0.51	35.92	35.16	0.50	35.13	16.22	18.91	18.01	4.45	13.56	3.95	0.00	1.25	12.31	11.27	9.35	1.92	0.53	1.39	0.88	1.58	7.77	1.08
11	0.93	2.27	0.60	1.67	0.64	0.64	37.34	0.52	36.83	36.03	0.52	36.00	16.23	19.78	18.81	4.61	14.19	4.10	0.00	1.33	12.87	11.75	9.73	2.02	0.50	1.53	0.96	1.63	8.10	1.13
12	1.00	2.47	0.63	1.85	0.79	0.79	37.93	0.51	37.42	36.58	0.53	36.55	16.01	20.55	19.57	4.80	14.78	4.26	0.00	1.37	13.41	12.26	10.10	2.16	0.60	1.56	0.99	1.68	8.42	1.17
13	1.02	2.51	0.63	1.89	0.80	0.80	38.05	0.51	37.55	36.64	0.57	36.61	15.52	21.09	20.08	4.87	15.21	4.30	0.00	1.45	13.77	12.56	10.29	2.27	0.61	1.66	1.04	1.76	8.53	1.20
14	1.00	2.48	0.65	1.83	0.74	0.74	38.95	0.50	38.45	37.57	0.57	37.53	16.07	21.47	20.42	4.94	15.48	4.37	0.00	1.45	14.03	12.79	10.56	2.24	0.57	1.67	1.04	1.80	8.76	1.24
15	1.02	2.42	0.64	1.79	0.72	0.72	39.41	0.51	38.90	37.99	0.58	37.96	16.40	21.56	20.52	4.95	15.57	4.38	0.00	1.48	14.09	12.89	10.65	2.24	0.55	1.70	1.06	1.75	8.90	1.19
16	1.03	2.60	0.66	1.94	0.79	0.79	38.97	0.51	38.46	37.58	0.57	37.55	15.86	21.69	20.66	4.99	15.67	4.42	0.00	1.46	14.21	12.93	10.66	2.27	0.60	1.68	1.02	1.82	8.85	1.25
17	1.17	2.77	0.73	2.05	0.83	0.83	41.60	0.51	41.09	40.15	0.61	40.11	16.81	23.30	22.15	5.12	17.03	4.50	0.00	1.56	15.47	14.01	11.49	2.52	0.66	1.87	1.15	2.00	9.50	1.36
18	1.30	3.14	0.87	2.48	0.94	0.94	44.73	0.52	44.21	43.12	0.72	43.07	17.16	25.92	24.58	5.27	19.31	4.55	0.00	1.76	17.55	15.87	12.99	2.88	0.74	2.15	1.32	2.37	10.63	1.61
19	1.76	4.30	1.13	3.17	1.48	1.48	52.61	0.52	52.10	50.65	0.92	50.55	18.52	32.03	30.29	5.45	24.84	4.50	0.00	2.23	22.61	20.36	16.48	3.88	1.14	2.75	1.67	3.11	13.37	2.07
20	2.10	4.65	1.29	3.37	1.56	1.56	57.57	0.52	57.05	55.31	1.12	55.17	19.34	35.84	33.82	5.44	28.38	4.31	0.00	2.63	25.75	23.20	18.64	4.56	1.24	3.33	2.07	3.54	15.10	2.30
21	1.96	4.44	1.19	3.25	1.49	1.49	53.81	0.52	53.29	51.72	0.99	51.60	19.25	32.36	30.49	4.60	25.90	3.59	0.00	2.38	23.52	21.15	16.97	4.19	1.17	3.02	1.87	3.24	13.73	2.16
22	1.58	3.42	0.94	2.48	1.14	1.14	46.16	0.53	45.63	44.29	0.84	44.17	17.83	26.35	24.81	3.85	20.97	3.00	0.00	2.01	18.96	17.13	13.76	3.37	0.91	2.47	1.54	2.61	11.15	1.69
23	1.41	2.99	0.86	2.13	1.01	1.01	43.41	0.53	42.89	41.69	0.75	41.59	18.16	23.43	22.05	3.39	18.67	2.64	0.00	1.79	16.88	15.25	12.28	2.96	0.81	2.16	1.32	2.36	9.93	1.53
24	1.20	2.62	0.76	1.86	0.87	0.87	39.99	0.52	39.47	38.45	0.63	38.35	17.81	20.55	19.31	3.82	16.49	2.17	0.00	1.58	14.92	13.39	10.78	2.61	0.68	1.94	1.16	2.06	8.72	1.38

	B1091	B1092	B1093	B1094	B1095	B1096	B1097	B1098	B1099	B1100	B1101	B1102	B1103	B1104	B1105	B1106	B1107	B1108	B1109	B1110	B1111	B1112	B1113	B1114	B1115	B1116	B1117	B1118	B1119	B1120
1	6.35	5.25	1.28	3.98	0.95	1.15	2.83	2.44	2.16	0.29	1.88	0.67	1.21	11.51	4.92	0.57	4.35	3.39	3.16	0.07	3.11	2.19	0.75	1.44	0.54	10.87	0.03	10.84	0.07	10.77
2	5.42	4.43	1.07	3.37	0.79	0.98	2.38	2.04	1.81	0.25	1.56	0.57	0.99	11.37	4.32	0.51	3.81	2.87	2.66	0.07	2.62	1.85	0.63	1.22	0.40	10.74	0.03	10.71	0.05	10.66
3	5.13	4.18	1.01	3.17	0.74	0.92	2.26	1.93	1.72	0.24	1.48	0.55	0.93	10.72	4.10	0.48	3.62	2.68	2.48	0.07	2.44	1.71	0.60	1.11	0.42	10.08	0.03	10.05	0.04	10.02
4	5.45	4.49	1.11	3.38	0.79	0.96	2.43	2.07	1.85	0.24	1.61	0.59	1.03	10.63	4.27	0.48	3.79	2.85	2.65	0.07	2.61	1.82	0.66	1.16	0.44	9.99	0.03	9.97	0.04	9.93
5	5.25	4.29	1.03	3.27	0.75	0.91	2.36	2.00	1.79	0.25	1.54	0.57	0.98	10.51	4.22	0.49	3.74	2.79	2.58	0.07	2.54	1.79	0.64	1.14	0.44	9.88	0.03	9.85	0.03	9.81
6	5.28	4.31	1.04	3.27	0.76	0.95	2.32	1.99	1.77	0.25	1.53	0.56	0.97	10.24	4.25	0.49	3.76	2.80	2.60	0.06	2.57	1.81	0.64	1.18	0.45	9.73	0.03	9.70	0.05	9.66
7	5.49	4.43	1.10	3.33	0.78	1.05	2.27	1.98	1.74	0.24	1.51	0.52	0.99	8.83	4.30	0.49	3.81	2.87	2.68	0.03	2.66	1.87	0.66	1.22	0.45	8.74	0.04	8.71	0.05	8.66
8	5.29	3.97	0.99	2.99	0.71	0.90	2.09	1.81	1.61	0.23	1.39	0.49	0.90	9.95	4.00	0.48	3.52	2.60	2.41	0.02	2.40	1.69	0.59	1.10	0.40	9.92	0.04	9.88	0.05	9.83
9	6.30	4.43	1.07	3.36	0.72	1.03	2.34	2.03	1.82	0.30	1.53	0.58	0.96	11.28	4.48	0.57	3.91	2.99	2.79	0.02	2.77	1.95	0.69	1.26	0.46	11.24	0.08	11.16	0.06	11.10
10	6.76	4.60	1.13	3.48	0.78	1.05	2.43	2.11	1.86	0.28	1.59	0.57	1.02	11.56	4.66	0.58	4.09	3.13	2.91	0.03	2.89	2.08	0.73	1.35	0.51	11.52	0.05	11.47	0.07	11.40
11	7.08	4.76	1.15	3.61	0.80	1.01	2.60	2.24	2.01	0.30	1.72	0.62	1.10	11.42	4.81	0.60	4.21	3.25	3.01	0.03	2.99	2.13	0.77	1.36	0.51	11.38	0.05	11.33	0.07	11.26
12	7.37	4.98	1.21	3.78	0.83	1.08	2.69	2.32	2.04	0.31	1.74	0.63	1.10	10.98	5.02	0.61	4.41	3.47	3.22	0.03	3.20	2.32	0.83	1.49	0.59	10.94	0.05	10.90	0.06	10.84
13	7.43	5.27	1.29	3.99	0.88	1.18	2.81	2.43	2.15	0.33	1.82	0.66	1.16	10.33	5.19	0.63	4.56	3.62	3.36	0.03	3.34	2.40	0.86	1.55	0.60	10.29	0.06	10.23	0.06	10.16
14	7.64	5.31	1.30	4.01	0.88	1.16	2.85	2.46	2.19	0.33	1.87	0.67	1.20	10.88	5.19	0.64	4.55	3.61	3.36	0.03	3.34	2.38	0.86	1.52	0.58	10.83	0.06	10.77	0.07	10.70
15	7.78	5.24	1.27	3.97	0.86	1.13	2.84	2.45	2.19	0.34	1.86	0.69	1.17	11.23	5.17	0.65	4.52	3.57	3.32	0.03	3.30	2.35	0.86	1.49	0.56	11.19	0.07	11.12	0.06	11.06
16	7.72	5.41	1.34	4.07	0.89	1.20	2.87	2.50	2.21	0.33	1.89	0.68	1.21	10.64	5.23	0.63	4.60	3.65	3.40	0.03	3.38	2.42	0.90	1.52	0.58	10.60	0.07	10.53	0.06	10.46
17	8.31	5.95	1.46	4.49	1.00	1.32	3.17	2.76	2.46	0.34																				

ANEXO IV – RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES PARA TODAS AS BARRAS DO ALIMENTADOR

1. Resultados sem a presença de GD

Tabela 36 – Resultados de tarifa em reais/dia para os modelos MCAZ e MFAD

	B1002	B1003	B1004	B1005	B1006	B1007	B1008	B1010	B1011	B1012	B1013	B1015	B1016	B1018	B1019	B1020	B1021	B1022	B1023	B1024	B1025	B1026	B1027	B1029	B1031	B1033	B1034	B1035	B1037	B1038	B1039
TM TL(R\$)	34,45	0,21	0,06	0,41	0,10	0,46	0,07	23,70	0,11	46,73	1,97	35,87	0,03	37,61	0,23	0,20	83,50	68,81	0,54	37,94	0,19	1,74	1,57	42,64	38,30	0,74	1,87	35,77	6,30	62,51	
SMM TL(R\$)	34,45	0,20	0,07	0,39	0,10	0,45	0,06	23,71	0,11	46,73	1,93	35,86	0,03	37,60	0,24	0,20	83,47	68,74	0,55	37,93	0,59	1,75	1,44	42,63	38,29	0,72	1,78	35,20	6,81	62,67	
SMMabs TL(R\$)	34,45	0,19	0,07	0,38	0,10	0,43	0,06	23,68	0,10	46,72	1,84	35,83	0,02	37,52	0,24	0,20	79,31	21,69	67,49	0,55	37,89	0,57	1,71	1,41	42,52	38,26	0,72	1,77	35,11	6,78	
TM TL(R\$)	12,89	1,53	14,31	4,16	49,77	5,90	16,48	22,62	140,24	93,68	87,96	78,08	79,23	128,31	20,01	92,77	79,47	89,11	136,54	36,65	1,78	441,95	37,31	8,92	12,28	58,37	66,12	51,72	19,11	54,11	
SMM TL(R\$)	13,52	1,46	13,62	3,92	49,74	5,82	17,36	22,61	140,14	93,52	88,70	78,01	78,75	128,22	20,04	92,69	79,46	88,23	136,62	36,65	1,74	442,16	37,30	8,64	11,61	58,59	66,23	51,73	18,56	54,17	
SMMabs TL(R\$)	13,52	1,46	13,62	3,92	49,74	5,82	17,36	22,61	140,14	93,52	88,70	78,01	78,75	128,22	20,04	92,69	79,46	88,23	136,62	36,65	1,74	442,16	37,30	8,64	11,61	58,59	66,23	51,73	18,56	54,17	
TM TL(R\$)	34,28	88,95	23,82	27,14	82,88	49,64	24,98	91,67	88,41	22,15	19,87	61,20	105,61	160,86	4,26	43,60	21,36	8,53	36,31	50,99	90,37	85,04	85,48	35,05	35,46	221,64	RS			4.105,52	
SMM TL(R\$)	33,72	89,24	23,91	27,06	82,86	50,09	24,35	91,86	88,33	22,99	19,97	61,16	105,51	160,88	4,23	43,49	21,08	11,13	36,27	49,64	89,39	87,06	84,51	35,05	35,46	221,38	RS			4.105,52	

Tabela 37 – Resultados de tarifa em reais/dia para o modelo MFAP.

	B1002	B1003	B1004	B1005	B1006	B1007	B1008	B1010	B1011	B1012	B1013	B1015	B1016	B1018	B1019	B1020	B1021	B1022	B1023	B1024	B1025	B1026	B1027	B1029	B1031	B1033	B1034	B1035	B1037	B1038	B1039
TM TL(R\$)	0,23	0,09	0,02	0,18	0,05	0,20	0,03	0,87	0,05	0,53	0,92	0,77	0,01	1,55	0,08	0,07	39,42	18,27	0,19	1,04	0,08	0,74	0,61	2,76	1,03	1,14	0,30	2,65	0,83	2,24	
TM SPI(R\$)	27,42	5,99	0,05	6,76	1,13	5,86	0,88	9,66	0,98	4,36	24,05	11,61	0,17	20,08	0,05	0,05	615,78	215,75	0,11	8,80	0,50	4,43	3,63	16,62	6,20	1,20	2,28	13,88	4,34	10,88	
SMM TL(R\$)	0,23	0,09	0,02	0,17	0,04	0,20	0,03	0,87	0,05	0,53	0,91	0,77	0,01	1,55	0,08	0,07	39,45	18,27	0,19	1,04	0,27	0,75	0,62	2,76	1,03	1,14	0,29	2,59	0,90	2,24	
SMM SPI(R\$)	27,43	5,99	0,05	6,76	1,13	5,86	0,88	9,67	0,98	4,36	24,06	11,61	0,17	20,08	0,05	0,05	615,97	215,81	0,11	8,81	0,50	4,43	3,63	16,62	6,21	1,20	2,28	13,89	4,34	10,88	
SMMabs TL(R\$)	27,43	5,99	0,05	6,76	1,13	5,86	0,88	9,67	0,98	4,36	24,06	11,61	0,17	20,08	0,05	0,05	615,97	215,81	0,11	8,81	0,50	4,43	3,63	16,62	6,21	1,20	2,28	13,89	4,34	10,88	
TM TL(R\$)	1,17	0,15	1,27	0,34	1,23	0,30	1,05	0,82	4,11	3,88	4,86	2,19	3,23	3,95	1,27	3,48	2,27	3,48	2,97	1,02	0,68	182,65	1,29	2,45	1,52	5,40	2,72	3,71	3,26	1,83	
TM SPI(R\$)	5,33	0,72	10,22	1,65	5,25	1,05	6,64	4,30	24,11	14,93	18,29	7,41	11,36	13,15	4,34	13,27	8,58	14,70	9,02	7,32	4,10	1932,42	7,38	13,99	7,65	45,43	4,74	17,89	15,92	7,09	
SMMabs TL(R\$)	1,24	0,15	1,21	0,32	1,23	0,30	1,11	0,82	4,11	3,88	4,92	2,19	3,21	3,95	1,32	3,48	2,27	3,44	2,97	1,02	0,67	182,95	1,29	2,37	1,42	5,40	2,46	3,71	3,15	1,81	
SMMabs SPI(R\$)	5,33	0,72	10,22	1,66	5,26	1,05	6,64	4,30	24,12	14,94	18,29	7,41	11,36	13,15	4,34	13,27	8,58	14,70	9,02	7,33	4,10	1932,99	7,38	13,99	7,66	45,44	4,74	17,89	15,92	7,09	
SMMabs SPI(R\$)	5,33	0,72	10,22	1,66	5,26	1,05	6,64	4,30	24,12	14,94	18,29	7,41	11,36	13,15	4,34	13,27	8,58	14,70	9,02	7,33	4,10	1932,99	7,38	13,99	7,66	45,44	4,74	17,89	15,92	7,09	
TM TL(R\$)	1,93	3,27	1,73	2,98	3,74	4,76	1,24	2,87	4,06	1,29	1,00	1,22	2,81	4,99	0,76	1,63	3,27	0,75	0,15	3,13	3,00	3,41	2,11	0,14	0,19	27,38	RS			407,38	
TM SPI(R\$)	8,02	13,67	7,10	14,57	16,04	32,90	5,01	11,42	14,38	5,14	3,27	4,23	7,78	14,77	0,55	8,53	13,70	3,52	0,42	12,20	10,96	12,15	7,29	0,71	0,94	160,10	RS			3.698,14	
SMM TL(R\$)	1,87	3,23	1,72	2,94	3,70	4,75	1,19	2,83	3,98	1,31	0,98	1,19	2,71	4,83	0,75	1,62	3,35	0,99	0,15	3,01	2,92	3,45	2,04	0,14	0,18	27,09	RS			406,29	
SMMabs SPI(R\$)	8,03	13,67	7,10	14,57	16,05	32,91	5,01	11,42	14,38	5,15	3,27	4,23	7,78	14,78	0,55	8,54	13,71	3,52	0,42	12,21	10,96	12,16	7,29	0,71	0,94	160,15	RS			3.699,22	

Tabela 38 – Resultado das tarifas referente às perdas.

	B1002	B1003	B1004	B1005	B1006	B1007	B1008	B1010	B1011	B1012	B1013	B1015	B1016	B1018	B1019	B1020	B1021	B1022	B1023	B1024	B1025	B1026	B1027	B1029	B1031	B1033	B1034	B1035	B1037	B1038
T _{perdas} (R\$)	0,05	0,09	2,27	0,24	0,22	0,30	0,25	0,36	0,25	0,31	0,43	0,40	4,63	0,63	1,97	1,93	9,19	0,00	4,10	1,96	0,77	1,07	0,78	-0,48	1,14	0,84	0,71	0,88	1,09	0,76
T _{perdas} (R\$)	0,97	0,82	0,75	1,04	0,82	0,81	0,72	1,23	0,77	1,18	1,13	1,25	0,92	1,04	1,09	0,84	1,07	0,94	1,26	1,02	0,83	1,15	30,21	0,86	1,15	1,25	1,41	1,03	1,22	1,19
T _{perdas} (R\$)	0,89	1,01	1,08	0,91	1,09	1,15	1,30	0,84	1,03	1,16	0,82	0,82	0,78	0,98	1,18	0,90	0,89	1,00	0,77	-0,01	1,05	1,00	1,02	1,00	0,73	0,72	4,22	RS		125,42

2. Comparação dos métodos de resultados de rastreamento e matriz de sensibilidade

Tabela 39 – Resultados sem condição de fluxo inverso para os métodos de rastreamento e matriz de sensibilidade.

	B1002	B1003	B1004	B1005	B1006	B1007	B1008	B1010	B1011	B1012	B1013	B1015	B1016	B1018	B1019	B1020	B1021	B1022	B1023	B1024	B1025	B1026	B1027	B1029	B1031	B1033	B1034	B1035	B1037	B1038
TM TL(R\$)	34,45	0,21	0,06	0,40	0,10	0,45	0,06	23,67	0,11	46,72	1,88	35,82	0,03	37,51	0,23	0,20	79,62	24,16	67,35	0,54	37,88	0,19	1,69	1,54	42,57	38,26	0,73	1,86	35,66	6,26
SMM TL(R\$)	34,47	0,20	0,07	0,40	0,10	0,46	0,07	23,75	0,11	46,76	2,01	35,93	0,03	37,72	0,24	0,20	86,89	26,29	70,41	0,55	38,01	0,60	1,80	1,47	42,79	38,35	0,73	1,80	35,33	6,86
SMMabs TL(R\$)	34,45	0,19	0,07	0,38	0,10	0,43	0,06	23,68	0,10	46,72	1,84	35,83	0,02	37,52	0,24	0,20	79,31	21,69	67,49	0,55	37,89	0,57	1,71	1,41	42,52	38,26	0,72	1,77	35,11	6,78
SMMabs TL(R\$)	34,45	0,19	0,07	0,38	0,10	0,43	0,06	23,68	0,10	46,72	1,84	35,83	0,02	37,52	0,24	0,20	79,31	21,69	67,49	0,55	37,89	0,57	1,71	1,41	42,52	38,26	0,72	1,77	35,11	6,78
TM TL(R\$)	62,43	12,85	1,52	14,24	4,15	49,74	5,89	16,44	22,60	140,09	93,57	87,82	78,03	79,15	128,22	19,97	92,68	79,41	89,01	136,49	36,61	1,75	429,40	37,26	8,81	12,22	58,09	66,03	51,58	18,98
SMM TL(R\$)	62,77	13,58	1,46	13,71	3,94	49,79	5,84	17,41	22,65	140,36	93,68	88,88	78,09	78,87	128,36	20,69	92,82	79,54	88,37	136,73	36,71	1,78	456,53	37,27	8,76	11,68	58,96	66,34	51,90	18,70
SMMabs TL(R\$)	62,60	13,48	1,45	13,57	3,91	49,71	5,82	17,31	22,59	140,01	93,43	88,58	77,97	78,68	128,15	20,60	92,61	79,41	88,16	136,58	36,61	1,71	431,33	37,26	8,56	11,57	58,34	66,15	51,61	18,46
SMMabs TL(R\$)	62,60	13,48	1,45	13,57	3,91	49,71	5,82	17,31	22,59	140,01	93,43	88,58	77,97	78,68	128,15	20,60	92,61	79,41	88,16	136,58	36,61	1,71	431,33	37,26	8,56	11,57	58,34	66,15	51,61	18,46
TM TL(R\$)	54,06	34,22	88,86	23,77	27,03	82,77	49,42	24,95	91,60	88,30	22,12	19,85	61,18	105,56	160,76	4,26	43,54	21,27	8,51	36,31	50,90	90,25	84,96	84,44	35,05	35,46	220,60	RS		4.106,18
SMM TL(R\$)	54,24	33,80	89,37	23,98	27,19	83,01	49,17	24,40	91,97	88,48	23,03	20,01	61,20	105,60	160,84	4,23	43,57	21,19	11,17	36,28	49,76	89,51	85,59	35,06	35,47	222,63	RS		4.106,18	
SMMabs TL(R\$)	54,13	33,68	89,16	23,87	26,97	82,76	49,90	2																						

Tabela 42 – Resultados MFAD.

	B1002	B1003	B1004	B1005	B1006	B1007	B1008	B1010	B1011	B1012	B1013	B1015	B1016	B1018	B1019	B1020	B1021	B1022	B1023	B1024	B1025	B1026	B1027	B1029	B1031	B1033	B1034	B1035	B1037	B1038
TM TL(R\$)	34,45	0,21	0,06	0,40	0,10	0,45	0,06	23,68	0,11	46,72	1,88	35,83	0,03	37,51	0,23	0,20	79,86	22,66	67,44	0,54	37,89	0,19	1,70	1,54	42,52	38,26	0,73	1,86	35,67	6,26
SMM TL(R\$)	34,47	0,20	0,07	0,40	0,10	0,46	0,07	23,75	0,11	46,76	2,01	35,92	0,03	37,52	0,24	0,20	86,79	25,70	70,38	0,55	38,01	0,60	1,80	1,47	42,78	38,25	0,73	1,80	35,32	6,86
SMMabs TL(R\$)	34,45	0,19	0,07	0,38	0,10	0,43	0,06	23,68	0,10	46,72	1,84	35,83	0,02	37,52	0,24	0,20	79,36	21,21	67,52	0,55	37,89	0,57	1,71	1,41	42,52	38,26	0,72	1,77	35,12	6,78
B1039	B1041	B1042	B1043	B1044	B1046	B1047	B1048	B1049	B1050	B1052	B1053	B1055	B1056	B1057	B1059	B1061	B1063	B1064	B1066	B1068	B1069	B1070	B1071	B1074	B1076	B1078	B1079	B1080	B1081	
TM TL(R\$)	62,44	12,85	1,52	14,25	4,15	49,74	5,89	16,44	22,60	140,10	93,57	87,83	78,04	79,16	128,23	19,97	92,69	79,42	89,02	136,49	36,61	1,75	430,19	37,26	8,82	12,23	58,11	66,03	51,59	18,99
SMM TL(R\$)	62,77	13,58	1,46	13,71	3,94	49,79	5,84	17,41	22,65	140,36	93,68	88,88	78,08	78,87	128,35	20,69	92,81	79,54	88,37	136,73	36,71	1,77	456,21	37,37	8,76	11,68	58,97	66,33	51,90	18,70
SMMabs TL(R\$)	62,61	13,48	1,45	13,57	3,91	49,71	5,82	17,32	22,59	140,02	93,43	88,59	77,97	78,68	128,15	20,60	92,61	79,41	88,16	136,58	36,61	1,71	431,62	37,26	8,56	11,57	58,35	66,15	51,62	18,47
B1085	B1086	B1087	B1088	B1089	B1090	B1091	B1093	B1095	B1096	B1097	B1098	B1100	B1102	B1103	B1104	B1106	B1107	B1108	B1110	B1111	B1113	B1114	B1115	B1117	B1119	B1120	Valor dia			
TM TL(R\$)	54,06	34,23	88,87	23,77	27,04	62,78	49,43	24,95	91,61	88,31	22,12	19,85	61,18	105,56	160,77	4,26	43,55	21,28	8,51	36,31	50,91	90,25	84,96	85,44	35,05	35,46	220,67	RS	4.106,18	
SMM TL(R\$)	54,24	33,80	89,36	23,98	27,19	63,01	50,34	24,40	91,97	88,47	23,03	20,01	61,20	105,60	160,84	4,23	43,57	21,19	11,17	36,28	49,76	89,50	87,18	84,59	35,06	35,47	222,60	RS	4.106,18	
SMMabs TL(R\$)	54,13	33,68	89,16	23,87	26,97	62,77	49,90	24,32	91,79	88,24	22,96	19,95	61,14	105,47	160,60	4,22	43,44	21,00	11,10	36,28	49,58	89,34	86,98	84,48	35,05	35,46	220,51	RS	4.106,18	

Tabela 43 – Resultado das tarifas referente às perdas.

	B1002	B1003	B1004	B1005	B1006	B1007	B1008	B1010	B1011	B1012	B1013	B1015	B1016	B1018	B1019	B1020	B1021	B1022	B1023	B1024	B1025	B1026	B1027	B1029	B1031	B1033	B1034	B1035	B1037	B1038
TPerdas (R\$)	0,05	0,09	2,80	0,24	0,22	0,30	0,25	0,37	0,26	0,31	0,44	0,41	4,99	0,64	2,26	2,21	9,34	4,00	4,15	2,24	0,77	1,05	0,79	-0,45	1,15	0,85	0,72	0,90	1,10	0,77
B1039	B1041	B1042	B1043	B1044	B1046	B1047	B1048	B1049	B1050	B1052	B1053	B1055	B1056	B1057	B1059	B1061	B1063	B1064	B1066	B1068	B1069	B1070	B1071	B1074	B1076	B1078	B1079	B1080	B1081	
TPerdas (R\$)	0,98	0,83	0,76	1,05	0,83	0,81	0,73	1,22	0,78	1,19	1,14	1,27	0,94	1,05	1,10	0,84	1,08	0,95	1,28	1,03	0,83	1,17	30,76	0,86	1,16	1,28	1,43	1,04	1,23	1,21
TPerdas (R\$)	0,90	1,03	1,07	1,08	1,10	1,16	1,31	0,85	1,04	1,17	0,82	0,82	0,78	0,99	1,20	0,91	1,06	1,01	0,78	-0,02	1,07	1,01	1,13	1,01	1,14	0,73	4,28	RS		124,75

3. Resultados MCAZ

Tabela 44 – Resultados MCAZ com 1% de penetração de GD.

	B1002	B1003	B1004	B1005	B1006	B1007	B1008	B1010	B1011	B1012	B1013	B1015	B1016	B1018	B1019	B1020	B1021	B1023	B1024	B1025	B1026	B1027	B1029	B1031	B1033	B1034	B1035	B1037	B1038	
TM TL(R\$)	34,35	0,21	0,06	0,41	0,10	0,46	0,07	23,72	0,11	46,75	1,98	35,89	0,03	37,63	0,23	0,20	84,18	69,07	0,55	37,96	0,20	1,75	1,57	42,69	38,32	0,74	1,88	35,80	6,31	62,54
SMMabs TL(R\$)	34,35	0,20	0,07	0,39	0,10	0,45	0,06	23,72	0,11	46,75	1,95	35,89	0,03	37,63	0,24	0,20	84,17	69,07	0,55	37,96	0,58	1,76	1,44	42,68	38,32	0,73	1,79	35,24	6,83	62,71
B1041	B1042	B1043	B1044	B1046	B1047	B1048	B1049	B1050	B1052	B1053	B1055	B1056	B1057	B1059	B1061	B1063	B1064	B1066	B1068	B1069	B1070	B1071	B1074	B1076	B1078	B1079	B1080	B1081	B1085	
TM TL(R\$)	12,91	1,53	14,33	4,16	49,79	5,90	16,50	22,64	140,32	93,73	88,02	78,12	79,28	128,27	20,03	92,82	79,51	89,16	136,60	36,68	1,79	446,11	37,34	9,16	13,67	47,17	70,86	52,51	20,00	54,67
SMMabs TL(R\$)	13,54	1,46	13,65	3,93	49,76	5,83	17,38	22,63	140,23	93,59	88,77	78,05	78,80	128,20	20,66	92,74	79,50	88,29	136,68	36,68	1,75	446,11	37,34	8,74	11,89	47,15	71,26	52,56	19,19	54,75
B1086	B1087	B1088	B1089	B1090	B1091	B1093	B1095	B1096	B1097	B1098	B1100	B1102	B1103	B1104	B1106	B1107	B1108	B1110	B1111	B1113	B1114	B1115	B1117	B1119	B1120	Valor dia				
TM TL(R\$)	34,88	89,95	24,55	21,33	84,47	26,63	26,02	93,91	91,35	23,11	20,56	62,03	127,32	163,88	4,27	43,66	21,44	8,56	36,32	51,08	90,41	85,14	85,15	35,06	35,47	222,53	RS		4.106,76	
SMMabs TL(R\$)	34,32	90,25	24,64	28,11	84,45	29,09	25,33	94,02	91,17	23,96	20,66	61,96	107,17	163,61	4,23	43,56	21,17	11,16	36,29	49,74	89,49	87,17	84,59	35,06	35,47	222,37	RS		4.106,76	

Tabela 45 – Resultados MCAZ com 5% de penetração de GD.

	B1002	B1003	B1004	B1005	B1006	B1007	B1008	B1010	B1011	B1012	B1013	B1015	B1016	B1018	B1019	B1020	B1021	B1023	B1024	B1025	B1026	B1027	B1029	B1031	B1033	B1034	B1035	B1037	B1038	B1039
TM TL(R\$)	34,33	0,20	0,06	0,29	0,07	0,35	0,04	27,37	0,07	42,96	0,97	35,90	0,02	37,69	0,23	0,20	86,62	69,97	0,55	37,98	0,12	1,10	1,60	42,30	38,34	0,73	1,50	35,13	5,79	61,95
SMMabs TL(R\$)	34,33	0,18	0,07	0,30	0,07	0,38	0,07	27,32	0,08	42,98	1,03	35,91	0,01	37,69	0,24	0,20	86,12	70,06	0,55	37,98	0,46	1,12	1,47	42,28	38,32	0,57	1,51	34,50	6,03	62,05
B1041	B1042	B1043	B1044	B1046	B1047	B1048	B1049	B1050	B1052	B1053	B1055	B1056	B1057	B1059	B1061	B1063	B1064	B1066	B1068	B1069	B1070	B1071	B1074	B1076	B1078	B1079	B1080	B1081	B1085	
TM TL(R\$)	11,03	1,44	12,68	3,51	48,46	9,81	19,78	16,95	155,25	86,00	72,24	81,59	82,10	131,03	23,23	104,75	83,17	79,72	122,48	36,71	1,82	457,78	37,38	9,32	15,07	38,78	76,52	51,38	20,85	55,29
SMMabs TL(R\$)	14,22	1,20	12,75	3,30	49,09	9,13	18,15	15,71	154,78	87,38	69,12	87,56	79,65	131,11	19,26	104,87	82,70	83,33	122,49	36,71	1,78	457,29	37,38	9,08	12,72	39,07	77,51	51,38	19,38	55,33
B1086	B1087	B1088	B1089	B1090	B1091	B1093	B1095	B1096	B1097	B1098	B1100	B1102	B1103	B1104	B1106	B1107	B1108	B1110	B1111	B1113	B1114	B1115	B1117	B1119	B1120	Valor dia				
TM TL(R\$)	35,55	91,03	26,19	25,75	82,54	24,08	17,84	99,79	91,87	24,57	12,39	63,48	110,33	169,25	4,28	42,60	22,58	9,07	36,40	54,73	84,42	81,46	89,08	35,06	35,47	224,52	RS		4.104,88	
SMMabs TL(R\$)	34,94	91,27	25,88	23,47	82,48	30,36	19,28	98,87	91,20	25,01	13,09	63,25	109,84	168,36	4,24	42,55	22,02	11,56	36,37	52,14	83,92	83,96	88,41	35,06	35,47	224,54	RS		4.104,88	

Tabela 46 – Resultados MCAZ com 10% de penetração de GD.

	B1002	B1003	B1004	B1005	B1006	B1007	B1008	B1010	B1011	B1012	B1013	B1015	B1016	B1018	B1019	B1020	B1021	B1023	B1024	B1025	B1026	B1027	B1029	B1031	B1033	B1034	B1035	B1037	B1038	B1039
TM TL(R\$)	34,32	0,20	0,06	0,28	0,07	0,30	0,04	27,83	0,07	47,10	0,98	35,95	0,02	37,7																

Tabela 51 – Resultados MFAD com 10% de penetração de GD.

	B1002	B1003	B1004	B1005	B1006	B1007	B1008	B1010	B1011	B1012	B1013	B1015	B1016	B1018	B1019	B1020	B1021	B1023	B1024	B1025	B1026	B1027	B1029	B1031	B1033	B1034	B1035	B1037	B1038	B1039						
TM TL(R\$)	34,45	0,20	0,06	0,47	0,10	0,51	0,07	22,96	0,14	47,42	2,10	35,88	0,81	37,65	0,23	0,20	85,65	69,62	0,55	37,96	0,28	2,54	1,72	42,20	38,01	0,66	1,81	34,04	5,49	60,63						
SMMabs TL(R\$)	34,44	0,25	0,07	0,46	0,10	0,49	0,08	21,62	0,13	48,76	2,33	35,84	0,69	37,57	0,24	0,20	80,61	68,59	0,55	37,91	0,21	2,31	2,45	42,11	37,96	0,59	1,91	27,18	5,81	60,67						
B1041	B1042	B1043	B1044	B1046	B1047	B1048	B1049	B1050	B1052	B1053	B1055	B1056	B1057	B1059	B1061	B1063	B1064	B1066	B1068	B1069	B1070	B1071	B1074	B1076	B1078	B1079	B1080	B1081	B1085							
TM TL(R\$)	11,57	1,74	13,84	3,84	46,47	8,52	21,68	26,17	150,09	88,25	73,66	103,49	79,36	114,94	16,37	93,27	68,23	103,79	130,17	36,69	1,51	456,57	36,80	8,79	12,14	53,45	64,93	49,63	19,54	56,54						
SMMabs TL(R\$)	11,37	1,56	12,77	3,57	46,39	8,00	19,83	27,08	149,28	87,66	77,58	103,65	74,14	114,94	22,95	92,24	67,07	107,42	127,45	36,63	1,56	431,76	36,80	16,07	12,15	48,37	63,85	48,78	56,63	56,54						
SMMabs TL(R\$)	11,086	1,087	11,088	1,089	11,090	11,091	11,092	11,093	11,094	11,095	11,096	11,097	11,098	11,099	11,100	11,101	11,102	11,103	11,104	11,105	11,106	11,107	11,108	11,109	11,110	11,111	11,112	11,113	11,114	11,115	11,116	11,117	11,118	11,119	11,120	Valor dia
TM TL(R\$)	34,80	82,79	24,27	28,48	79,81	49,51	23,45	90,92	86,07	25,29	30,04	58,71	96,07	159,98	4,29	42,87	24,75	6,84	36,55	51,24	85,55	82,05	86,31	35,18	35,86	226,17	RS						4.103,51			
SMMabs TL(R\$)	28,40	88,07	24,34	25,25	78,73	46,27	20,92	91,74	85,94	21,04	23,55	59,12	96,86	162,30	4,24	43,12	19,87	8,49	36,59	54,91	85,97	80,75	86,46	35,18	36,11	222,48	RS						4.103,51			

Tabela 52 – Resultados MFAD com 20% de penetração de GD.

	B1002	B1003	B1004	B1005	B1006	B1007	B1008	B1010	B1011	B1012	B1013	B1015	B1016	B1018	B1019	B1020	B1021	B1023	B1024	B1025	B1026	B1027	B1029	B1031	B1033	B1034	B1035	B1037	B1038	B1039					
TM TL(R\$)	34,26	0,22	0,06	0,45	0,10	0,49	0,07	21,71	0,13	48,33	2,01	35,65	0,76	37,37	0,23	0,20	81,76	81,74	0,55	37,23	0,27	2,45	1,75	41,93	37,95	0,63	1,84	34,88	5,27	58,92					
SMMabs TL(R\$)	34,26	0,31	0,07	0,43	0,09	0,45	0,20	21,87	0,12	48,20	2,12	35,67	0,56	37,40	0,24	0,20	74,58	82,85	0,55	37,17	0,21	2,23	1,91	41,95	37,93	0,59	2,04	34,21	5,32	58,92					
B1041	B1042	B1043	B1044	B1046	B1047	B1048	B1049	B1050	B1052	B1053	B1055	B1056	B1057	B1059	B1061	B1063	B1064	B1066	B1068	B1069	B1070	B1071	B1074	B1076	B1078	B1079	B1080	B1081	B1085						
TM TL(R\$)	12,97	1,63	13,11	3,61	46,73	7,84	19,56	27,84	145,51	90,15	80,30	100,92	74,33	119,02	16,42	87,84	69,57	104,07	130,18	36,45	1,70	439,66	36,90	8,40	12,05	52,38	65,82	49,14	18,97	55,13					
SMMabs TL(R\$)	14,11	1,49	15,17	3,61	46,69	7,43	18,42	27,89	145,51	90,08	79,82	100,92	74,23	118,96	16,22	87,29	69,30	106,43	129,55	36,47	1,74	433,94	36,90	7,17	11,65	51,89	65,71	48,77	18,88	55,42					
SMMabs TL(R\$)	11,086	1,087	11,088	1,089	11,090	11,091	11,092	11,093	11,094	11,095	11,096	11,097	11,098	11,100	11,101	11,102	11,103	11,104	11,105	11,106	11,107	11,108	11,109	11,110	11,111	11,112	11,113	11,114	11,115	11,116	11,117	11,118	11,119	11,120	Valor dia
TM TL(R\$)	36,02	83,66	26,29	27,39	78,51	46,72	21,41	93,10	90,98	22,93	28,75	58,43	97,50	160,01	4,28	44,82	21,96	8,73	37,47	52,17	92,89	87,45	88,14	36,17	36,59	226,56	RS						4.082,10		
SMMabs TL(R\$)	31,69	85,18	30,98	26,51	76,72	58,71	20,31	92,73	90,49	20,03	25,73	58,38	97,24	159,92	4,24	43,38	19,64	11,54	36,45	54,37	84,54	86,72	79,20	35,07	35,90	221,76	RS						4.082,10		

Tabela 53 – Resultados MFAD com GD no maior consumidor MT.

	B1002	B1003	B1004	B1005	B1006	B1007	B1008	B1010	B1011	B1012	B1013	B1015	B1016	B1018	B1019	B1020	B1021	B1023	B1024	B1025	B1026	B1027	B1029	B1031	B1033	B1034	B1035	B1037	B1038	B1039					
TM TL(R\$)	35,56	0,21	0,06	0,40	0,10	0,45	0,06	24,45	0,11	48,18	1,91	35,96	0,03	38,68	0,24	0,20	81,75	68,76	0,55	39,07	0,19	1,72	1,55	43,69	39,42	0,76	1,91	35,56	6,42	64,30					
SMMabs TL(R\$)	35,51	0,16	0,07	0,31	0,08	0,34	0,05	24,29	0,08	48,10	1,30	36,72	0,02	38,19	0,24	0,19	55,02	223,89	0,53	37,95	0,46	1,44	1,24	43,15	39,22	0,70	1,76	35,66	6,77	64,03					
B1041	B1042	B1043	B1044	B1046	B1047	B1048	B1049	B1050	B1052	B1053	B1055	B1056	B1057	B1059	B1061	B1063	B1064	B1066	B1068	B1069	B1070	B1071	B1074	B1076	B1078	B1079	B1080	B1081	B1085						
TM TL(R\$)	13,22	1,56	14,93	4,28	51,15	6,08	17,14	23,26	145,43	96,29	90,30	104,24	81,57	131,25	20,88	95,33	81,74	92,03	140,77	37,75	1,75	479,70	38,34	8,84	12,35	60,38	67,42	52,98	19,20	55,69					
SMMabs TL(R\$)	13,64	1,45	13,94	4,00	50,94	6,00	17,77	23,00	144,57	95,80	90,40	79,95	107,17	131,27	20,88	94,33	81,45	90,91	140,58	37,55	1,50	373,24	38,17	8,29	11,58	60,13	67,26	52,40	18,30	55,67					
SMMabs TL(R\$)	11,086	1,087	11,088	1,089	11,090	11,091	11,092	11,093	11,094	11,095	11,096	11,097	11,098	11,100	11,101	11,102	11,103	11,104	11,105	11,106	11,107	11,108	11,109	11,110	11,111	11,112	11,113	11,114	11,115	11,116	11,117	11,118	11,119	11,120	Valor dia
TM TL(R\$)	35,07	91,48	24,34	27,69	85,12	51,34	25,60	94,26	90,77	22,72	20,45	63,14	108,71	165,36	4,28	44,82	21,96	8,73	37,47	52,17	92,89	87,45	88,14	36,17	36,59	226,56	RS						4.239,52		
SMMabs TL(R\$)	34,34	91,41	24,25	27,29	84,72	51,27	24,97	94,04	90,40	23,27	20,46	63,06	108,42	164,73	4,19	44,54	21,33	11,14	37,42	50,59	91,81	89,05	87,07	36,16	36,57	223,02	RS						4.239,52		

5. Resultados MFAP

Tabela 54 – Resultados MFAP com 1% de penetração de GD.

	B1002	B1003	B1004	B1005	B1006	B1007	B1008	B1010	B1011	B1012	B1013	B1015	B1016	B1018	B1019	B1020	B1021	B1023	B1024	B1025	B1026	B1027	B1029	B1031	B1033	B1034	B1035	B1037	B1038	B1039					
TM TL(R\$)	0,17	0,09	0,02	0,18	0,05	0,20	0,03	0,87	0,05	0,53	0,92	0,77	0,01	1,55	0,08	0,07	39,44	18,28	0,19	1,04	0,08	0,74	0,61	2,76	1,03	0,14	2,30	1,65	0,83	2,24					
TM SP(R\$)	32,30	6,07	0,05	6,85	1,15	5,94	0,89	9,78	0,99	4,41	24,36	11,76	0,18	20,33	0,05	0,05	660,00	218,47	0,11	8,91	0,50	4,49	3,68	16,83	6,28	1,21	2,30	14,06	4,40	11,02					
SMMabs TL(R\$)	0,17	0,09	0,02	0,17	0,04	0,20	0,03	0,87	0,05	0,53	0,91	0,77	0,01	1,55	0,09	0,07	39,39	18,28	0,19	1,04	0,26	0,75	0,56	2,76	1,03	0,14	2,29	2,59	0,90	2,24					
SMMabs SP(R\$)	32,30	6,07	0,05	6,85	1,15	5,94	0,89	9,79	0,99	4,41	24,36	11,76	0,18	20,33	0,05	0,05	660,02	218,48	0,11	8,91	0,50	4,49	3,68	16,83	6,28	1,21	2,30	14,06	4,40	11,02					
B1041	B1042	B1043	B1044	B1046	B1047	B1048	B1049	B1050	B1052	B1053	B1055	B1056	B1057	B1059	B1061	B1063	B1064	B1066	B1068	B1069	B1070	B1071	B1074	B1076	B1078	B1079	B1080	B1081	B1085						
TM TL(R\$)	1,18	1,15	1,27	0,34	1,23	0,30	1,05	0,82	4,11	3,88	4,86	2,19	3,23	3,95	1,27	3,48	2,27	3,48	2,97	1,02	0,68	182,74	1,29	2,45	1,52	3,46	2,72	3,72	3,26	1,83					
TM SP(R\$)	5,40	0,73	10,35	1,68	5,32	1,06	6,72	4,35	24,42	15,12	18,52	7,50	11,50	13,31	5,51	13,44	8,69	14,88	9,13	7,42	4,15	195,682	7,48	14,16	7,75	19,36	11,88	19,13	16,12	7,18					
SMMabs TL(R\$)	1,24	0,15	1,21	0,32	1,23	0,30	1,11	0,82	4,11	3,88	4,92	2,19	3,23	3,95	1,32	3,48	2,27	3,44	2,97	1,02	0,67	182,49	1,29	2,37	1,52	3,46	2,72	3,72	3,11	1,83					
SMMabs SP(R\$)	5,40	0,73	10,35	1,68	5,32	1,06	6,72	4,35	24,42	15,12	18,52	7,50	11,50	13,31	5,51	13,44	8,69	14,88	9,13	7,42	4,15	195,682	7,48	14,16	7,75	19,36	11,88	19,13	16,12	7,18					
SMMabs TL(R\$)	1,1086	1,1087	1,1088	1,1089	1,1090	1,1091	1,1092	1,1093	1,1094	1,1095	1,1096	1,1097	1,1098	1,1100	1,1101	1,1102	1,1103	1,1104	1,1105	1,1106	1,1107	1,1108	1,1109	1,1110	1,1111	1,1112	1,1113	1,1114	1,1115	1,1116	1,1117	1,1118	1,1119	1,1120	Valor dia
TM TL(R\$)	1,93	3,28	1,73	2,98	3,74	2,46																													

Tabela 58 – Resultados MFAP com GD no maior consumidor MT.

	B1002	B1003	B1004	B1005	B1006	B1007	B1008	B1010	B1011	B1012	B1013	B1015	B1016	B1018	B1019	B1020	B1021	B1022	B1023	B1024	B1025	B1026	B1027	B1029	B1031	B1033	B1034	B1035	B1037	B1038	B1039
TM TL(R\$)	0,19	0,07	0,02	0,13	0,03	0,14	0,02	0,74	0,03	0,47	0,56	0,56	0,01	1,12	0,08	0,07	22,24	11,90	0,18	0,78	0,06	0,51	0,44	2,01	0,76	0,09	0,21	2,04	0,63	1,77	
TM SP(R\$)	27,91	18,62	3,21	12,71	3,27	9,16	1,08	29,45	1,14	15,45	20,25	14,02	0,21	24,24	2,46	1,93	466,17	202,39	4,30	10,63	1,91	15,77	11,02	47,17	15,74	1,48	3,45	38,05	12,07	28,18	
SMMabs TL(R\$)	0,18	0,06	0,02	0,11	0,03	0,12	0,02	0,69	0,03	0,45	0,43	0,51	0,01	1,02	0,08	0,07	18,04	222,36	0,18	0,67	0,18	0,49	0,40	2,08	0,79	1,10	0,21	2,06	0,70	1,82	
SMMabs SP(R\$)	27,30	18,21	3,14	12,44	3,20	8,95	1,06	28,80	1,12	15,11	19,81	13,71	0,20	23,71	2,40	1,89	459,93	197,95	4,20	10,40	1,87	15,42	10,78	46,14	15,39	1,45	3,38	37,21	11,80	27,56	
B1041	B1042	B1043	B1044	B1046	B1047	B1048	B1049	B1050	B1052	B1053	B1055	B1056	B1057	B1059	B1061	B1063	B1064	B1066	B1068	B1069	B1070	B1071	B1074	B1076	B1078	B1079	B1080	B1081	B1085		
TM TL(R\$)	0,94	0,12	0,89	0,27	1,00	0,25	0,81	0,66	3,19	3,22	4,08	1,87	2,73	3,40	1,05	2,93	1,92	2,90	2,58	0,71	0,47	255,41	0,91	1,74	1,12	3,26	2,11	2,75	2,41	1,44	
TM SP(R\$)	15,50	1,71	10,44	4,01	14,23	3,94	8,48	6,60	34,11	44,67	51,96	20,11	33,28	36,04	13,77	35,72	21,85	30,75	26,59	8,84	11,25	1381,96	18,98	34,46	19,65	41,83	31,54	44,80	43,52	21,06	
SMMabs TL(R\$)	1,01	0,12	0,89	0,26	1,03	0,25	0,88	0,68	3,30	3,29	4,20	1,91	2,77	3,46	1,10	2,99	1,96	2,93	2,62	0,77	0,48	125,80	1,01	1,88	1,16	3,91	2,20	3,01	2,56	1,54	
SMMabs SP(R\$)	15,16	1,67	10,21	3,92	13,91	3,85	8,30	6,46	33,36	43,69	50,82	19,67	32,55	35,25	13,47	34,93	21,37	30,07	26,00	8,65	11,00	1351,61	18,56	33,71	19,22	40,92	30,85	43,81	42,56	20,60	
B1086	B1087	B1088	B1089	B1090	B1091	B1092	B1095	B1096	B1097	B1098	B1100	B1102	B1103	B1104	B1106	B1107	B1108	B1110	B1111	B1113	B1114	B1115	B1117	B1119	B1120	Valor dia					
TM TL(R\$)	1,51	2,59	1,35	2,25	2,92	3,26	0,96	2,29	3,29	1,04	0,83	1,02	2,37	4,21	0,72	1,20	1,75	0,57	0,14	2,49	2,44	2,79	1,73	0,10	0,14	20,43	RS	419,41			
TM SP(R\$)	21,58	35,12	21,08	33,76	39,14	39,93	14,56	28,88	42,50	12,00	9,69	10,85	23,24	41,87	11,02	19,84	16,54	8,33	1,61	34,27	28,83	32,50	19,82	2,28	2,38	153,39	RS	3,820,11			
SMMabs TL(R\$)	1,58	2,77	1,45	2,43	3,13	3,70	1,00	2,44	3,47	1,14	0,87	1,06	2,47	4,38	0,73	1,32	1,92	0,84	0,14	2,61	2,57	3,05	1,82	0,11	0,11	21,27	RS	503,31			
SMMabs SP(R\$)	21,11	34,34	20,62	33,02	38,28	39,05	14,24	28,25	41,57	11,74	9,48	10,61	22,73	40,95	10,78	19,40	16,18	8,15	1,57	33,52	28,20	31,79	19,38	2,23	2,32	150,02	RS	3,736,21			

6. Resultados tarifas de Perdas

Tabela 59 – Resultados com 1% de penetração de GD.

	B1002	B1003	B1004	B1005	B1006	B1007	B1008	B1010	B1011	B1012	B1013	B1015	B1016	B1018	B1019	B1020	B1021	B1022	B1023	B1024	B1025	B1026	B1027	B1029	B1031	B1033	B1034	B1035	B1037	B1038	
TPerdas (R\$)	0,03	0,09	2,34	0,23	0,22	0,30	0,25	0,36	0,25	0,30	0,42	0,39	0,61	0,62	1,93	1,89	9,13	0,00	4,07	1,93	0,75	1,04	0,77	-0,50	1,12	0,83	0,70	0,87	1,07	0,75	
B1039	B1041	B1042	B1043	B1044	B1046	B1047	B1048	B1049	B1050	B1052	B1053	B1055	B1056	B1057	B1059	B1061	B1063	B1064	B1066	B1068	B1069	B1070	B1071	B1074	B1076	B1078	B1079	B1080	B1081	Valor dia	
TPerdas (R\$)	0,96	0,81	0,73	1,03	0,80	0,79	0,71	1,20	0,76	1,16	1,12	1,24	0,91	1,02	1,07	0,82	1,06	0,93	1,24	1,00	0,81	1,13	30,04	0,84	1,13	1,23	2,25	1,01	1,20	1,18	
B1085	B1086	B1087	B1088	B1089	B1090	B1091	B1093	B1095	B1096	B1097	B1098	B1100	B1102	B1103	B1104	B1106	B1107	B1108	B1110	B1111	B1113	B1114	B1115	B1117	B1119	B1120	Valor dia				
TPerdas (R\$)	0,88	1,00	1,06	0,89	1,07	1,13	0,58	0,83	1,02	1,14	0,80	0,80	0,76	0,96	1,16	0,88	0,88	0,99	0,76	-0,01	1,04	0,98	1,01	0,98	0,71	0,71	4,20	RS	124,17		

Tabela 60 – Resultados com 5% de penetração de GD.

	B1002	B1003	B1004	B1005	B1006	B1007	B1008	B1010	B1011	B1012	B1013	B1015	B1016	B1018	B1019	B1020	B1021	B1022	B1023	B1024	B1025	B1026	B1027	B1029	B1031	B1033	B1034	B1035	B1037	B1038	
TPerdas (R\$)	0,05	0,08	3,03	0,17	0,17	0,19	0,60	0,36	0,25	0,18	0,28	0,40	8,22	0,63	2,32	2,26	9,51	0,00	4,19	2,29	0,75	0,52	0,63	-0,49	1,12	0,82	0,69	0,60	1,07	0,47	
B1039	B1041	B1042	B1043	B1044	B1046	B1047	B1048	B1049	B1050	B1052	B1053	B1055	B1056	B1057	B1059	B1061	B1063	B1064	B1066	B1068	B1069	B1070	B1071	B1074	B1076	B1078	B1079	B1080	B1081	Valor dia	
TPerdas (R\$)	0,96	0,39	0,72	0,72	0,42	0,78	0,99	0,29	0,77	0,99	1,04	1,12	0,74	1,01	1,08	0,81	1,05	1,02	0,93	2,26	0,81	1,13	30,90	0,84	1,08	1,23	1,11	1,01	1,15	1,15	
B1085	B1086	B1087	B1088	B1089	B1090	B1091	B1093	B1095	B1096	B1097	B1098	B1100	B1102	B1103	B1104	B1106	B1107	B1108	B1110	B1111	B1113	B1114	B1115	B1117	B1119	B1120	Valor dia				
TPerdas (R\$)	0,88	0,99	1,06	0,89	1,02	1,09	0,93	0,00	1,03	1,12	0,79	0,54	0,76	0,96	1,16	0,88	0,85	0,99	0,75	-0,02	1,03	0,93	0,98	0,92	0,71	0,70	4,26	RS	126,05		

Tabela 61 – Resultados com 10% de penetração de GD.

	B1002	B1003	B1004	B1005	B1006	B1007	B1008	B1010	B1011	B1012	B1013	B1015	B1016	B1018	B1019	B1020	B1021	B1022	B1023	B1024	B1025	B1026	B1027	B1029	B1031	B1033	B1034	B1035	B1037	B1038	
TPerdas (R\$)	0,08	0,13	7,50	0,27	0,22	0,43	0,56	0,36	0,36	0,46	0,53	0,49	6,31	0,74	5,36	5,15	8,86	0,00	4,06	5,17	0,93	3,4	1,05	-0,66	1,20	0,63	0,63	0,56	0,85	0,70	
B1039	B1041	B1042	B1043	B1044	B1046	B1047	B1048	B1049	B1050	B1052	B1053	B1055	B1056	B1057	B1059	B1061	B1063	B1064	B1066	B1068	B1069	B1070	B1071	B1074	B1076	B1078	B1079	B1080	B1081	Valor dia	
TPerdas (R\$)	1,12	0,59	1,04	1,03	0,94	-0,32	1,40	0,09	1,00	1,57	1,14	1,04	1,22	1,03	3,12	0,55	1,21	0,90	1,23	0,71	1,00	0,11	26,67	0,77	3,18	0,20	1,34	0,70	0,78	-1,19	
B1085	B1086	B1087	B1088	B1089	B1090	B1091	B1093	B1095	B1096	B1097	B1098	B1100	B1102	B1103	B1104	B1106	B1107	B1108	B1110	B1111	B1113	B1114	B1115	B1117	B1119	B1120	Valor dia				
TPerdas (R\$)	0,85	-0,39	3,04	0,62	1,06	0,93	1,48	0,58	0,81	0,79	0,99	1,43	0,52	-0,37	-3,35	1,21	0,69	1,17	-0,12	-0,11	1,11	0,87	0,81	0,32	1,56	1,41	4,09	RS	127,42		

Tabela 62 – Resultados com 20% de penetração de GD.

	B1002	B1003	B1004	B1005	B1006	B1007	B1008	B1010	B1011	B1012	B1013	B1015	B1016	B1018	B1019	B1020	B1021	B1022	B1023	B1024	B1025	B1026	B1027	B1029	B1031	B1033	B1034	B1035	B1037	B1038	
TPerdas (R\$)	0,07	0,06	8,79	0,23	0,17	0,29	0,34	0,32	0,24	0,52	0,43	0,38	1,90	0,62	6,20	5,95	10,93	0,00	4,77	6,02	0,70	0,61	0,73	-0,81	0,58	0,69	0,49	0,67	0,88	0,72	
B1039	B1041	B1042	B1043	B1044	B1046	B1047	B1048	B1049	B1050	B1052	B1053	B1055	B1056	B1057	B1059	B1061	B1063	B1064	B1066	B1068	B1069	B1070	B1071	B1074	B1076	B1078	B1079	B1080	B1081	Valor dia	
TPerdas (R\$)	0,83	0,73	0,66	1,03	0,67	4,49	0,76	0,28	0,64	1,20	3,60	1,28	0,93	0,97	0,95	0,63	0,67	1,90	1,27	0,82	0,75	0,80	35,07	0,70	1,71	1,64	1,17	1,47	0,82	0,98	1,12
B1085	B1086	B1087	B1088	B1089	B1090	B1091	B1093	B1095	B1096	B1097	B1098	B1100	B1102	B1103	B1104	B1106	B1107	B1108	B1110	B1111	B1113	B1114	B1115	B1117	B1119	B1120	Valor dia				
TPerdas (R\$)	1,35	0,82	0,91	1,19	0,92	1,32	0,62	1,05	1,25	0,74	0,70	0,57	0,54	1,05	0,81	0,74	0,94	0,26	0,31	0,91	0,72	0,88	0,74	0,88	0,74	4,54	RS	148,83			

Tabela 63 – Resultados com GD no maior consumidor MT.

	B1002	B1003	B1004	B1005	B1006	B1007	B1008	B1010	B1011	B1012	B1013	B1015	B1016	B1018	B1019	B1020	B1021	B1022	B1023	B1024	B1025	B1026	B1027	B1029	B1031	B1033	B1034	B1035	B1037	B1038
TPerdas (R\$)	0,05	0,49	-29,78	0,96	1,04	1,01	1,24	1,18	1,25	1,40	0,92	1,25	-221,87	1,49	-10,22	-8,61	0,97	0,00	-52,31	-7,12	3,14	4,08	3,48	2,14	4,61	3,96	3,60	4,62	4,83	

Tabela 67 – Resultados MCAZ sem o maior consumidor MT e fotovoltaica.

	B1002	B1003	B1004	B1005	B1006	B1007	B1008	B1010	B1011	B1012	B1013	B1015	B1016	B1018	B1019	B1020	B1021	B1022	B1023	B1024	B1025	B1026	B1027	B1029	B1031	B1033	B1034	B1035	B1037	B1038
TM TL(R\$)	34,67	0,37	0,10	0,73	0,18	0,82	0,12	24,69	0,19	47,28	3,64	37,19	0,05	40,32	0,38	0,33	157,93	0,00	100,60	0,92	39,61	0,37	3,37	3,14	48,23	40,34	1,04	2,50	40,37	7,80
SMMabs TL(R\$)	34,67	0,34	0,11	0,69	0,17	0,80	0,11	24,70	0,19	47,28	3,54	37,21	0,05	40,36	0,40	0,33	155,23	0,00	101,05	0,93	39,62	1,06	3,42	2,91	48,26	40,35	1,03	2,39	39,75	8,44
B1039	0,1039	0,1041	0,1042	0,1043	0,1044	0,1046	0,1047	0,1048	0,1049	0,1050	0,1052	0,1053	0,1055	0,1056	0,1057	0,1059	0,1061	0,1062	0,1063	0,1064	0,1066	0,1068	0,1069	0,1071	0,1074	0,1076	0,1078	0,1079	0,1080	0,1081
TM TL(R\$)	66,21	14,82	1,80	16,52	4,71	15,56	6,35	18,13	23,89	146,33	98,82	94,40	80,72	83,08	132,84	21,86	97,24	0,00	82,23	93,40	139,84	39,44	3,83	41,10	16,13	16,27	72,79	72,37	61,27	27,68
SMMabs TL(R\$)	66,39	15,55	1,72	15,78	4,45	15,55	6,28	19,08	23,89	146,29	98,71	95,24	80,67	82,62	132,79	0,00	22,54	97,18	82,24	92,55	139,94	39,45	3,77	41,11	15,67	15,41	73,11	72,51	61,32	26,92
B1085	0,1085	0,1086	0,1087	0,1088	0,1089	0,1090	0,1091	0,1093	0,1095	0,1096	0,1097	0,1098	0,1100	0,1102	0,1103	0,1104	0,1106	0,1107	0,1108	0,1110	0,1111	0,1113	0,1114	0,1115	0,1117	0,1119	0,1120	Valor dia		
TM TL(R\$)	58,22	38,64	95,93	27,83	34,40	91,11	61,19	27,71	97,92	96,59	24,80	21,80	63,37	110,32	169,18	6,34	47,79	27,77	10,33	36,67	57,56	96,02	91,49	89,41	35,44	35,92	291,47	RS	4.108,04	
SMMabs TL(R\$)	58,30	38,03	96,24	27,95	34,35	91,12	61,81	27,03	98,12	96,55	25,73	21,91	63,34	110,25	169,04	6,28	47,71	27,55	13,44	36,63	56,21	95,14	93,77	88,48	35,44	35,92	291,58	RS	4.108,36	

Tabela 68 – Resultados MCAZ sem o maior consumidor MT, fotovoltaica e armazenamento.

	B1002	B1003	B1004	B1005	B1006	B1007	B1008	B1010	B1011	B1012	B1013	B1015	B1016	B1018	B1019	B1020	B1021	B1022	B1023	B1024	B1025	B1026	B1027	B1029	B1031	B1033	B1034	B1035	B1037	B1038
TM TL(R\$)	34,67	0,36	0,10	0,72	0,18	0,82	0,12	24,69	0,19	47,28	3,64	37,20	0,05	40,33	0,38	0,33	157,93	0,00	100,62	0,92	39,61	0,37	3,37	3,14	48,23	40,34	1,04	2,50	40,37	7,80
SMMabs TL(R\$)	34,68	0,34	0,11	0,69	0,17	0,80	0,11	24,70	0,19	47,28	3,56	37,21	0,05	40,35	0,40	0,33	155,83	0,00	100,93	0,93	39,62	1,05	3,41	2,91	48,25	40,35	1,02	2,38	39,74	8,44
B1039	0,1039	0,1041	0,1042	0,1043	0,1044	0,1046	0,1047	0,1048	0,1049	0,1050	0,1052	0,1053	0,1055	0,1056	0,1057	0,1059	0,1061	0,1062	0,1063	0,1064	0,1066	0,1068	0,1069	0,1071	0,1074	0,1076	0,1078	0,1079	0,1080	0,1081
TM TL(R\$)	66,21	14,82	1,80	16,53	4,71	15,56	6,35	18,13	23,89	146,33	98,82	94,40	80,72	83,08	132,85	21,86	97,24	0,00	82,24	93,42	139,84	39,45	3,83	41,10	16,13	16,27	72,81	72,37	61,27	27,67
SMMabs TL(R\$)	66,39	15,55	1,72	15,79	4,45	15,55	6,28	19,08	23,89	146,30	98,70	95,23	80,66	82,61	132,79	0,00	22,54	97,18	82,24	92,56	139,94	39,45	3,77	41,11	15,66	15,41	73,10	72,50	61,32	26,92
B1085	0,1085	0,1086	0,1087	0,1088	0,1089	0,1090	0,1091	0,1093	0,1095	0,1096	0,1097	0,1098	0,1100	0,1102	0,1103	0,1104	0,1106	0,1107	0,1108	0,1110	0,1111	0,1113	0,1114	0,1115	0,1117	0,1119	0,1120	Valor dia		
TM TL(R\$)	58,22	38,64	95,93	27,83	34,40	91,11	61,21	27,71	97,92	96,58	24,80	21,79	63,38	110,33	169,18	6,33	47,80	27,78	10,33	36,67	57,56	96,02	91,49	89,41	35,44	35,92	291,53	RS	4.108,36	
SMMabs TL(R\$)	58,30	38,03	96,23	27,95	34,34	91,11	61,82	27,03	98,12	96,54	25,73	21,91	63,34	110,25	169,04	6,28	47,71	27,55	13,44	36,63	56,21	95,15	93,76	88,48	35,44	35,92	291,58	RS	4.108,36	

7.2. Resultados MFAD

Tabela 69 – Resultados MFAD com todas as cargas e armazenamento.

	B1002	B1003	B1004	B1005	B1006	B1007	B1008	B1010	B1011	B1012	B1013	B1015	B1016	B1018	B1019	B1020	B1021	B1022	B1023	B1024	B1025	B1026	B1027	B1029	B1031	B1033	B1034	B1035	B1037	B1038
TM TL(R\$)	34,43	0,18	0,05	0,35	0,09	0,39	0,06	23,53	0,09	46,64	1,70	35,62	0,02	37,08	0,19	0,16	72,49	79,28	63,68	0,45	37,63	0,17	1,56	1,41	42,05	38,08	0,71	1,81	35,27	6,14
SMMabs TL(R\$)	34,43	0,17	0,06	0,34	0,09	0,39	0,06	23,54	0,09	46,64	1,69	35,63	0,02	37,11	0,20	0,17	73,09	79,75	63,98	0,45	37,65	0,54	1,58	1,29	42,08	38,08	0,70	1,72	34,74	6,65
B1039	0,1039	0,1041	0,1042	0,1043	0,1044	0,1046	0,1047	0,1048	0,1049	0,1050	0,1052	0,1053	0,1055	0,1056	0,1057	0,1059	0,1061	0,1062	0,1063	0,1064	0,1066	0,1068	0,1069	0,1071	0,1074	0,1076	0,1078	0,1079	0,1080	0,1081
TM TL(R\$)	62,10	12,68	1,50	14,10	4,10	49,58	5,85	16,32	22,49	139,67	93,15	87,26	77,89	78,95	127,83	19,80	92,29	79,18	89,68	136,21	36,40	1,62	406,63	37,06	8,41	12,91	57,72	65,68	51,07	18,51
SMMabs TL(R\$)	62,29	13,22	1,43	13,44	4,17	49,56	5,78	17,19	22,48	139,61	93,03	86,04	77,74	78,99	127,77	20,44	92,24	79,19	87,93	136,31	36,41	1,59	409,69	37,07	8,18	11,37	58,00	65,82	51,12	18,02
B1085	0,1085	0,1086	0,1087	0,1088	0,1089	0,1090	0,1091	0,1093	0,1095	0,1096	0,1097	0,1098	0,1100	0,1102	0,1103	0,1104	0,1106	0,1107	0,1108	0,1110	0,1111	0,1113	0,1114	0,1115	0,1117	0,1119	0,1120	Valor dia		
TM TL(R\$)	53,84	33,98	88,49	23,55	26,65	82,33	48,97	24,81	91,25	87,86	21,97	19,74	61,07	105,30	160,31	4,02	43,32	20,88	8,41	36,29	50,55	89,95	84,61	85,23	35,03	35,44	216,42	RS	4.106,10	
SMMabs TL(R\$)	53,92	33,45	88,80	23,65	26,61	82,34	49,46	24,19	91,46	87,82	22,81	19,85	61,03	105,22	160,16	3,99	43,23	20,63	10,98	36,25	49,23	89,05	86,65	84,27	35,03	35,44	216,47	RS	4.106,10	

Tabela 70 – Resultados MFAD com todas as cargas e armazenamento e fotovoltaica.

	B1002	B1003	B1004	B1005	B1006	B1007	B1008	B1010	B1011	B1012	B1013	B1015	B1016	B1018	B1019	B1020	B1021	B1022	B1023	B1024	B1025	B1026	B1027	B1029	B1031	B1033	B1034	B1035	B1037	B1038
TM TL(R\$)	34,41	0,18	0,05	0,34	0,09	0,38	0,06	23,49	0,09	46,62	1,63	35,57	0,02	37,00	0,19	0,16	69,50	97,23	62,58	0,45	37,58	0,17	1,53	1,38	41,95	38,04	0,70	1,79	35,18	6,11
SMMabs TL(R\$)	34,41	0,17	0,06	0,33	0,08	0,38	0,05	23,51	0,09	46,62	1,62	35,59	0,02	37,04	0,20	0,17	69,76	98,17	63,17	0,45	37,61	0,53	1,56	1,28	41,99	38,05	0,69	1,71	34,67	6,63
B1039	0,1039	0,1041	0,1042	0,1043	0,1044	0,1046	0,1047	0,1048	0,1049	0,1050	0,1052	0,1053	0,1055	0,1056	0,1057	0,1059	0,1061	0,1062	0,1063	0,1064	0,1066	0,1068	0,1069	0,1071	0,1074	0,1076	0,1078	0,1079	0,1080	0,1081
TM TL(R\$)	62,03	12,65	1,49	14,04	4,09	49,54	5,85	16,28	22,46	139,50	93,04	87,14	77,74	78,76	127,72	19,77	92,19	79,11	88,58	136,13	36,36	1,60	397,22	37,01	8,33	11,96	57,49	65,59	50,95	18,42
SMMabs TL(R\$)	62,23	13,29	1,43	13,40	3,86	49,53	5,78	17,16	22,46	139,48	92,94	87,94	77,69	78,32	127,69	20,41	92,16	79,13	87,76	136,24	36,38	1,58	402,74	37,03	8,12	11,34	57,83	65,75	51,03	17,95
B1085	0,1085	0,1086	0,1087	0,1088	0,1089	0,1090	0,1091	0,1093	0,1095	0,1096	0,1097	0,1098	0,1100	0,1102	0,1103	0,1104	0,1106	0,1107	0,1108	0,1110	0,1111	0,1113	0,1114	0,1115	0,1117	0,1119	0,1120	Valor dia		
TM TL(R\$)	53,78	33,93	88,40	23,50	26,56	82,23	48,78	24,77	91,16	87,75	21,93	19,72	61,03	105,23	160,18	4,02	43,26	20,81	8,39	36,28	50,47	89,87	84,52	85,17	35,02	35,42	215,58	RS	4.105,28	
SMMabs TL(R\$)	53,87	33,41	88,73	23,62	26,54	82,26	49,32	24,17	91,39	87,73	22,78	19,83	61,00	105,16	160,06	3,99	43,18	20,57	10,96	36,24	49,17	89,98	86,57	84,23	35,02	35,43	215,84	RS	4.105,28	

Tabela 71 – Resultados MFAD sem o maior consumidor MT e fotovoltaica.

	B1002	B1003	B1004	B1005	B1006	B1007	B1008	B1010	B1011	B1012	B1013	B1015	B1016	B1018	B1019	B1020	B1021	B1022	B1023	B1024	B1025	B1026	B1027	B1029	B1031	B1033	B1034	B1035	B1037	B1038
TM TL(R\$)	34,63	0,35	0,10	0,68	0,17	0,77	0,11	24,57	0,18	47,23	3,32	37,01	0,05	39,93	0,38	0,32	143,29	0,40	95,04	0,92	39,37	0,35	3,20	3,03	47,73	40,16	1,01	2,43	39,	

Tabela 75 – Resultados MFAP sem o maior consumidor MT.

	B1002	B1003	B1004	B1005	B1006	B1007	B1008	B1010	B1011	B1012	B1013	B1015	B1016	B1018	B1019	B1020	B1021	B1022	B1023	B1024	B1025	B1026	B1027	B1029	B1031	B1033	B1034	B1035	B1037	B1038
TM TL(R\$)	0,23	0,09	0,02	0,18	0,05	0,20	0,03	0,87	0,05	0,54	0,93	0,77	0,01	1,56	0,08	0,07	39,66	0,00	18,37	0,19	1,04	0,08	0,75	0,62	2,77	1,03	0,14	0,31	2,66	0,83
TM SPI(R\$)	44,43	29,58	5,11	20,25	5,21	14,59	1,73	46,92	1,82	24,63	32,28	22,33	0,34	38,63	3,92	3,08	743,43	0,00	322,80	6,86	16,95	3,05	25,15	17,59	75,24	25,12	2,37	5,52	60,47	19,26
SMMMabs TL(R\$)	0,23	0,09	0,02	0,17	0,04	0,20	0,03	0,87	0,05	0,54	0,92	0,77	0,01	1,56	0,09	0,07	39,79	0,00	18,37	0,19	1,04	0,26	0,76	0,57	2,77	1,03	0,14	0,29	2,60	0,90
SMMMabs TL(SPI)	44,42	29,63	5,11	20,25	5,21	14,59	1,73	46,92	1,82	24,62	32,27	22,33	0,34	38,63	3,92	3,08	743,34	0,00	322,76	6,86	16,95	3,05	25,15	17,59	75,23	25,12	2,37	5,52	60,46	19,26
B1039	B1041	B1042	B1043	B1044	B1046	B1047	B1048	B1049	B1050	B1052	B1053	B1055	B1056	B1057	B1059	B1061	B1062	B1063	B1064	B1066	B1068	B1069	B1071	B1074	B1076	B1078	B1079	B1080	B1081	
TM TL(R\$)	2,25	1,18	0,15	1,28	0,34	1,23	0,31	1,06	0,83	4,13	3,90	4,88	2,21	3,24	3,97	1,28	3,50	0,00	2,28	3,50	2,99	1,02	0,69	1,30	2,46	1,52	5,51	2,74	3,73	3,27
TM SPI(R\$)	44,97	24,74	2,73	16,67	6,41	22,71	6,29	13,53	10,54	54,44	71,28	82,89	32,09	53,11	37,50	21,98	56,99	0,00	34,87	49,08	42,43	14,11	17,94	30,27	55,00	31,37	66,88	50,34	71,46	69,43
SMMMabs TL(R\$)	2,25	1,24	0,15	1,22	0,32	1,23	0,30	1,11	0,83	4,13	3,90	4,94	2,21	3,21	3,97	0,00	1,32	3,50	2,28	3,46	2,99	1,02	0,68	1,30	2,38	1,43	5,51	2,74	3,73	3,18
SMMMabs SPI(R\$)	44,96	24,73	2,73	16,66	6,41	22,70	6,29	13,53	10,54	54,43	71,27	82,88	32,09	53,10	37,50	0,00	21,98	56,98	34,87	49,08	42,43	14,10	17,93	30,26	54,99	31,36	66,87	50,33	71,45	69,42
B1085	B1086	B1087	B1088	B1089	B1090	B1091	B1093	B1095	B1096	B1097	B1098	B1100	B1102	B1103	B1104	B1106	B1107	B1108	B1110	B1111	B1113	B1114	B1115	B1117	B1119	B1120	Valor dia			
TM TL(R\$)	1,84	1,94	3,29	1,74	3,00	3,76	4,80	1,25	2,89	4,08	4,30	1,01	1,23	2,82	5,02	0,76	1,64	2,38	0,75	0,16	3,14	3,02	3,42	2,12	0,14	0,19	27,45	RS	226,05	
TM SPI(R\$)	33,60	34,45	56,02	33,65	53,87	62,44	63,73	23,25	46,10	67,80	19,17	15,47	17,32	37,09	66,81	17,59	31,67	26,39	13,30	2,57	54,69	46,01	51,86	31,63	3,65	3,80	244,74	RS	3.889,43	
SMMMabs TL(R\$)	1,84	1,90	3,29	1,74	2,99	3,76	4,84	1,21	2,89	4,08	4,35	1,02	1,23	2,82	5,01	0,75	1,64	2,39	1,01	0,16	3,11	3,02	3,57	2,12	0,14	0,19	27,45	RS	226,49	
SMMMabs SPI(R\$)	33,60	34,44	56,02	33,64	53,86	62,43	63,73	23,24	46,10	67,79	19,17	15,47	17,32	37,09	66,80	17,59	31,67	26,39	13,30	2,57	54,69	46,00	51,86	31,63	3,65	3,80	244,71	RS	3.888,98	

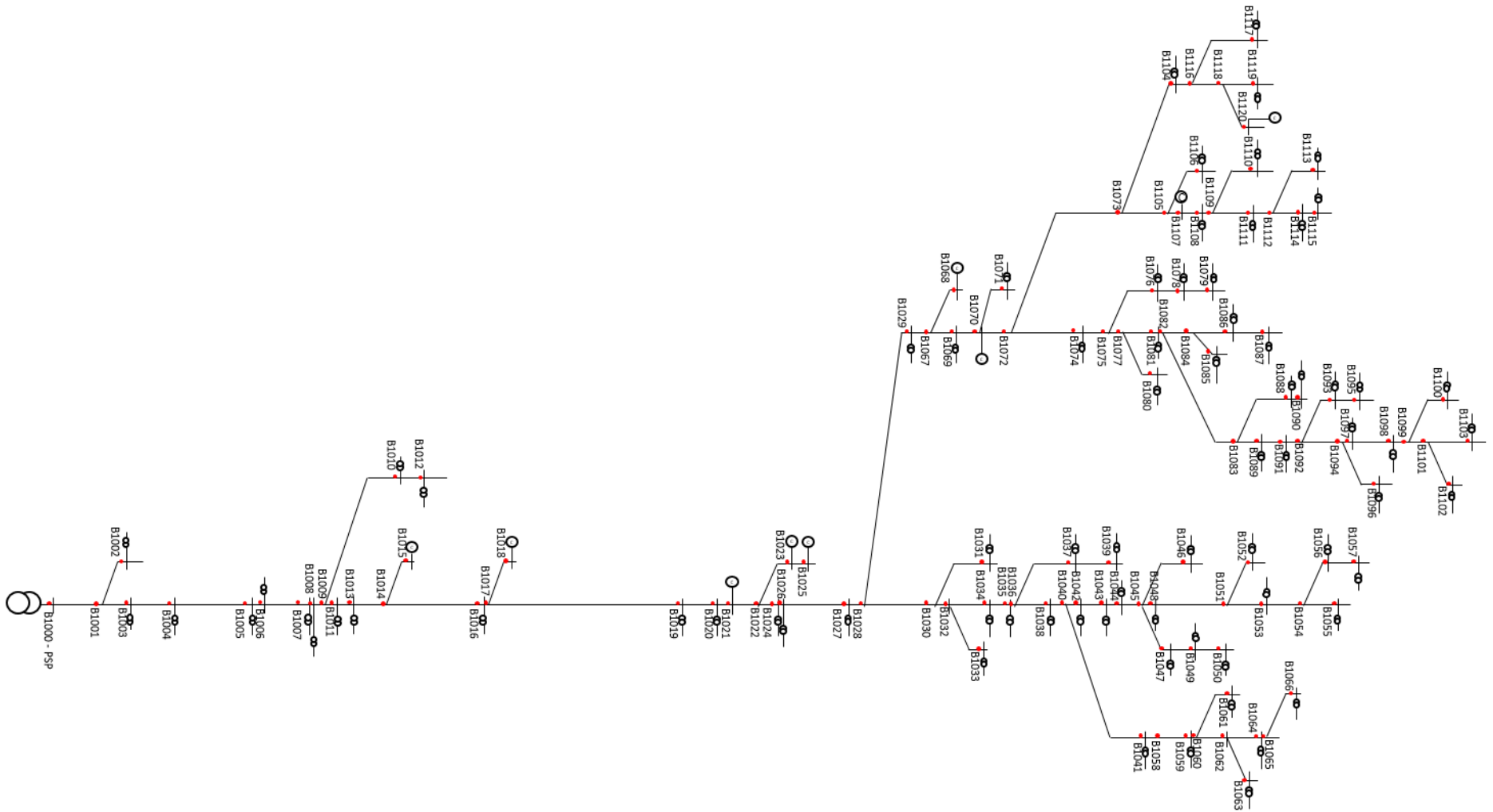
Tabela 76 – Resultados MFAD sem o maior consumidor MT e fotovoltaica.

	B1002	B1003	B1004	B1005	B1006	B1007	B1008	B1010	B1011	B1012	B1013	B1015	B1016	B1018	B1019	B1020	B1021	B1022	B1023	B1024	B1025	B1026	B1027	B1029	B1031	B1033	B1034	B1035	B1037	B1038
TM TL(R\$)	0,23	0,09	0,02	0,18	0,05	0,20	0,03	0,87	0,05	0,54	0,93	0,77	0,01	1,56	0,08	0,07	39,57	0,00	18,33	0,19	1,04	0,08	0,74	0,62	2,77	1,03	0,14	0,30	2,65	0,83
TM SPI(R\$)	44,35	29,58	5,11	20,21	5,20	14,56	1,73	46,84	1,81	24,58	32,22	22,29	0,33	38,56	3,91	3,08	742,08	0,00	322,21	6,85	16,92	3,05	25,11	17,56	75,10	25,08	2,36	5,51	60,36	19,23
SMMMabs TL(R\$)	0,23	0,08	0,02	0,17	0,04	0,20	0,03	0,87	0,05	0,54	0,89	0,77	0,01	1,56	0,09	0,07	38,44	0,00	18,33	0,19	1,04	0,26	0,75	0,57	2,77	1,03	0,14	0,29	2,60	0,90
SMMMabs TL(SPI)	44,36	29,59	5,11	20,22	5,20	14,56	1,73	46,85	1,82	24,59	32,23	22,30	0,33	38,57	3,91	3,08	742,25	0,00	322,28	6,85	16,92	3,05	25,11	17,56	75,12	25,08	2,36	5,51	60,37	19,23
B1039	B1041	B1042	B1043	B1044	B1046	B1047	B1048	B1049	B1050	B1052	B1053	B1055	B1056	B1057	B1059	B1061	B1062	B1063	B1064	B1066	B1068	B1069	B1071	B1074	B1076	B1078	B1079	B1080	B1081	
TM TL(R\$)	2,24	1,18	0,15	1,27	0,34	1,23	0,31	1,05	0,83	4,13	3,89	4,88	2,20	3,24	3,96	1,28	3,49	0,00	2,28	3,49	2,98	1,02	0,69	1,30	2,46	1,52	5,50	2,73	3,73	3,27
TM SPI(R\$)	44,88	24,69	2,72	16,64	6,40	22,66	6,28	13,51	10,52	54,34	71,15	82,74	32,03	53,01	37,40	21,94	56,88	0,00	34,81	48,99	42,36	14,08	17,90	30,21	54,90	31,31	66,76	50,24	71,33	69,31
SMMMabs TL(R\$)	2,24	1,24	0,15	1,22	0,32	1,23	0,30	1,11	0,82	4,13	3,89	4,93	2,20	3,23	3,96	0,00	1,32	3,49	2,28	3,45	2,98	1,02	0,68	1,30	2,38	1,43	5,50	2,73	3,73	3,17
SMMMabs SPI(R\$)	44,89	24,70	2,72	16,64	6,40	22,67	6,28	13,51	10,52	54,35	71,17	82,76	32,04	53,02	37,41	0,00	21,94	56,90	34,82	49,01	42,37	14,08	17,91	30,22	54,91	31,32	66,78	50,26	71,35	69,32
B1085	B1086	B1087	B1088	B1089	B1090	B1091	B1093	B1095	B1096	B1097	B1098	B1100	B1102	B1103	B1104	B1106	B1107	B1108	B1110	B1111	B1113	B1114	B1115	B1117	B1119	B1120	Valor dia			
TM TL(R\$)	1,84	1,94	3,29	1,74	2,99	3,75	4,79	1,25	2,89	4,07	4,29	1,01	1,23	2,82	5,01	0,76	1,63	2,38	0,75	0,16	3,14	3,02	3,42	2,12	0,14	0,19	27,45	RS	225,65	
TM SPI(R\$)	33,54	34,38	55,92	33,59	53,77	62,33	63,62	23,20	46,02	67,68	19,13	15,45	17,29	37,03	66,69	17,56	31,61	26,35	13,28	2,57	54,59	45,92	51,77	31,58	3,64	3,79	244,30	RS	3.882,38	
SMMMabs TL(R\$)	1,84	1,90	3,29	1,74	2,99	3,75	4,83	1,21	2,89	4,07	4,35	1,02	1,23	2,82	5,01	0,75	1,63	2,39	1,00	0,16	3,11	3,02	3,57	2,12	0,14	0,19	27,45	RS	224,80	
SMMMabs SPI(R\$)	33,55	34,39	55,93	33,59	53,78	62,34	63,63	23,21	46,03	67,69	19,14	15,45	17,30	37,03	66,70	17,56	31,62	26,35	13,28	2,57	54,61	45,93	51,78	31,58	3,64	3,79	244,35	RS	3.883,23	

Tabela 77 – Resultados MFAD sem o maior consumidor MT, fotovoltaica e armazenamento.

	B1002	B1003	B1004	B1005	B1006	B1007	B1008	B1010	B1011	B1012	B1013	B1015	B1016	B1018	B1019	B1020	B1021	B1022	B1023	B1024	B1025	B1026	B1027	B1029	B1031	B1033	B1034	B1035	B1037	B1038
TM TL(R\$)	0,23	0,09	0,02	0,18	0,05	0,20	0,03	0,87	0,05	0,53	0,93	0,77	0,01	1,56	0,08	0,07	39,59	0,00	18,34	0,19	1,04	0,08	0,74	0,61	2,77	1,03	0,14	0,30	2,65	0,83
TM SPI(R\$)	38,71	25,82	4,46	17,64	4,54	12,71	1,51	40,89	1,58	21,46	28,12	19,46	0,29	33,66	3,42	2,69	647,85	493,21	281,30	5,98	14,77	2,66	21,92	15,33	65,57	21,89	2,06	4,81	52,69	16,79
SMMMabs TL(R\$)	0,23	0,08	0,02	0,17	0,04	0,20	0,03	0,87	0,05	0,53	0,90	0,77	0,01	1,56	0,08	0,07	38,71	0,00	18,34	0,19	1,04	0,25	0,75	0,57	2,77	1,03	0,14	0,29	2,60	0,90
SMMMabs TL(SPI)	38,71	25,82	4,46	17,65	4,54	12,71	1,51	40,89	1,58	21,46	28,13	19,46	0,29	33,67	3,42	2,69	647,95	493,28	281,34	5,98	14,77	2,66	21,92	15,33	65,58	21,90	2,06	4,81	52,70	16,79
B1039	B1041	B1042	B1043	B1044	B1046	B1047	B1048	B1049	B1050	B1052	B1053	B1055	B1056	B1057	B1059	B1061	B1062	B1063	B1064	B1066	B1068	B1069	B1071	B1074	B1076	B1078	B1079	B1080	B1081	
TM TL(R\$)	2,24	1,18	0,15	1,27	0,34	1,23	0,31	1,05	0,82	4,13	3,89	4,88	2,20	3,24	3,96	1,28	3,49	0,00	2,28	3,49	2,98	1,02	0,69	1,29	2,46	1,52	5,50	2,73	3,73	3,27
TM SPI(R\$)	39,19	21,56	2,38	14,53	5,59	19,79	5,49	11,79	9,19	47,44	62,12	72,24	27,97	46,28	50,11	19,15	49,66	0,00	30,39	42,78	36,98	12,29	15,63	26,38	47,93	27,34	58,30	43,87	62,28	60,51
SMMMabs TL(R\$)	2,24	1,24	0,15	1,22	0,32	1,23	0,30	1,11	0,82	4,13	3,89	4,93	2,20	3,23	3,96	0,00	1,32	3,49	2,28	3,45	2,98	1,02	0,68	1,29	2,38	1,43	5,50	2,73	3,73	3,17
SMMMabs SPI(R\$)	39,19	21,56	2,38	14,53	5,59	19,79	5,49	11,80	9,19	47,45	62,13	72,25	27,97	46,29	50,12	0,00	19,16	49,67	30,40	42,78	36,99	12,29	15,63	26,38	47,94	27,34	58,31	43,87	62,29	60,52
B1085	B1086	B1087	B1088	B1089	B1090	B1091	B1093	B1095	B1096	B1097	B1098	B1100	B1102	B1103	B1104	B1106	B1107	B1108	B1110	B1111	B1113	B1114	B1115	B1117	B1119	B1120	Valor dia			
TM TL(R\$)	1,84	1,94	3,2																											

ANEXO V – Rede Simulada



Anexo VI – Artigo Publicado IEEE Access – DOI 10.1109/ACCESS.2021.3137092

Locational Tariff Structure for Radial Network Fixed Costs in a DER Context

Veronica S. Etchebehere¹, José W. Marangon Lima², Senior Member IEEE

¹Electricity Department, Federal University of Amazonas – UFAM, Manaus, Brazil

²Electrical Engineering Department, Federal University of Itajubá – UNIFEI, Itajubá, Brazil

Corresponding author: vetcs@ufam.edu.br.

This work was supported in part by PROPG-FAPEAM/CAPES scholarship.

ABSTRACT The regulation of Distributed Energy Resources (DERs) has cast doubt on the sustainability of utility infrastructure charging models. The development of feed-in tariffs, net-metering, and network charge rebates for distributed generation (DG) has been questioned because of the cross-subsidies that result between passive consumers and DG investors. Besides DG investors, other new entrants, such as owners of energy storage resources and electrical vehicles, are creating challenges for the regulation of distribution service pricing as a whole. This paper proposes a new approach to dealing with the fixed cost element of service pricing, that enhances economic signaling in the distribution network. We isolate and address the issue from a distribution network point of view, by excluding from our model the random variables associated with the complexity of social, environmental and other externalities. The solution developed is particularly relevant at a time when distribution networks, historically dominated by passive users, struggle to adapt to a dramatic increase in the number of users who are active agents. It considers the principles governing tariff design from the perspective of simplicity, economic signaling, and revenue reconciliation. Results are presented of simulations performed with different arrangements of alternative energy generators and energy storage devices, using an actual feeder from a distribution company in Brazil. An analysis of these results is provided that suggests a combination of locational and time-of-use rates can provide effective economic signals to these new types of system user.

INDEX TERMS Distributed Energy Resources, distributed generation, locational tariffs, network pricing.

I. INTRODUCTION

In contrast to other countries where feed-in tariffs have been applied, Brazil introduced net-metering in 2012, through Resolution 482 of the Brazilian National Electrical Energy Agency (ANEEL) [1]. This resolution has influenced the Brazilian energy market, particularly the solar energy segment, which was effectively non-existent before 2012, but which had grown to 5GW installed capacity by 2020 [2]. However, the policy calls into question the sustainability of a utility business model based exclusively on energy volumetric price. For low-voltage (LV) consumers, monomial rates are designed to recover all energy consumption and infrastructure costs. However, the current system of tariff compensation for Distributed Energy Resources (DERs) negatively impacts a utility's revenue stream by generating discounts for prosumers without accounting for cost causality. This disconnection between rate structures and fixed costs is undesirable, and represents a major challenge for regulators.

It is common sense that users who contribute to the energy flow at the distribution network must pay for its use, whether or not they are generators or loads. However, finding a tariff structure that is coherent with the new operating reality of distributed systems is not a simple task. Distribution systems are complex, and energy flows are highly nonlinear. Besides, most new investors in distributed generation are in fact erstwhile consumers who have become active agents in the electrical grid.

In evaluating any methodology, it is appropriate to take as a starting point the basic principles governing tariff structure [3][4]. A sustainable tariff should have the attributes of economic efficiency, equity, and revenue stability, in addition to being consumer-friendly through simplicity of concept and consistency over time. Tariff design should incorporate network charges, and tariffs should function as commercial instruments that positively influence user behavior by promoting the most efficient usage of the network. Finally, a

tariff needs to promote a fair allocation of costs across different consumer profiles.

There are essentially two types of network infrastructure cost, namely: (a) costs of the existing system (or fixed costs); and (b) costs of network congestion and losses - i.e. those costs used in incremental pricing models. Fixed cost pricing is designed to recover all asset costs over time, while incremental pricing produces economic signals for agents of the system, with respect to their network usage. According to [5], only a combination of *both* pricing methods can hope to effectively incorporate cost recovery and effective signaling.

There is an increased interest in tariff models that address the issue of congestion costs in distribution networks. Several methods have been proposed, including methodologies based on dynamic tariffs [6][7], distribution locational marginal price [8]-[10], and social welfare maximization [11]. [12] proposed a composite method incorporating locational marginal price and either a postage-stamp or marginal participation element.

Despite the importance of incremental pricing, regulators remain focused on the design of tariffs for the attribution and recovery of distribution network fixed costs. Due to the high value of these fixed costs, it is important to allocate them correctly based on individual network usage patterns. The MW-mile method and its variations [13] are widely used for fixed cost attribution in transmission networks. In distribution systems, the MW-mile was used by [14][15], while in [16], the Amp-mile (a sensitivity matrix method based on absolute current values) is used to determine an agent's usage of distribution network circuits. In [17], the authors suggested a tariff based on the topological model developed by [18], with the MW-mile method used to apply the charge. In [19] analytical expressions were used to map the contribution of power injections to the branch in an AC network. In [20] and [21] the authors developed two mathematical models to charge net users based on a system impedance matrix Z_{bus} - one model for the apportionment of losses, and another for network fixed costs. The authors concluded that this method would encourage a better agent distribution across the network. Another model [22], compared the Z_{bus} allocation method with existing charging models. In [23], costs were attributed using a game theory model. Finally, in [24], the authors created a bilevel optimization tariff model based on the interaction between the system operator and users.

In our case, we establish a fixed-cost pricing approach to the radial distribution problem that considers both locational and time-of-use drivers in the tariff structure. Sensitivity matrices are used to assess user impact, and different variations of the MW-mile apportionment model are applied to identify which one is most appropriate. We also consider whether - and if so, how - the presence of a postage-stamp element can influence economic signaling.

We chose absolute current value over active power in determining system usage. A new current sensitivity matrix is used for allocating losses among system users. The methods

are then tested by using an actual distribution feeder with residential, commercial, and industrial consumers.

The rest of this paper is organized as follows: Section II presents the proposed methods and their modification to accommodate a variety of distributed generation and demand responses. Section III introduces our proposed system and the simulation process. Sections IV and V provide results and a discussion. Finally, Section VI draws a conclusion.

II. PROPOSED METHODS

The tariff structure for LV consumers is usually volumetric, which has led to increasing concerns about the allocation of distribution charges among consumers and prosumers. However, if it incorporates appropriate time-of-use and locational elements, a tariff structure can contribute to the efficient allocation and operation of PVs and energy storage resources.

We propose allocation methods that use absolute current values rather than active power values, and that are better adapted to radial system characteristics. To determine the tariff of each user (facility) in the network, variants of the MW-mile allocation strategy presented by [13], were tested to find the more appropriate model.

Since active and reactive power ($P = VI\cos\phi$ and $Q = VI\sin\phi$, respectively), have a direct relationship with absolute current value, we chose to use the proportional property of the current for tariff calculation. In addition, as in [16], distribution networks were designed primarily to handle circuit currents within the thermal capacity limits of a circuit.

Our proposed model is based on the calculation of the flow in each circuit caused by the generation/load pattern of each agent, using the OpenDSS AC power-flow model. This program simulates n-phase load-flow using a set of direct equations based on the system's nodal admittance matrix [25]. Each agent's system usage is then determined by calculating a sensitivity matrix (Section A, below). Finally, the tariff is calculated based on a proportional sharing principle using one of three apportionment models (Section B). Section C presents the loss apportionment calculation using a loss sensitivity matrix. Fig. 1 shows the simulation flow chart.

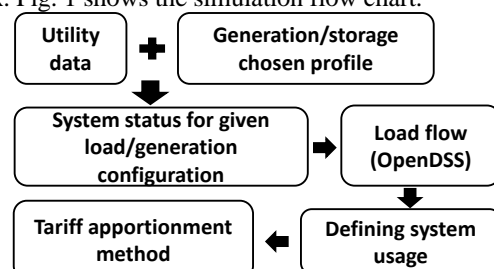


FIGURE 1. Simulation flow chart.

A. APPROACH TO DEFINING SYSTEM USAGE

The proposed approach is an adaptation of the Amp-mile model which uses Power-to-Current Distribution Factors (PCDFs) as a measure of consumer usage of the network [16]. This model, using analytical calculation to derive a sensitivity

matrix, has a lower computational cost than those using empirical methods.

Two different sensitivity matrices are used: one for circuit flow; and another for losses. For circuit flow, the calculation of the derivatives is based on the Amp-mile method, but considers the relationship between line and node currents (see appendix, section A) as in (1) below. The line currents were considered to be the sum of all loads/generations at each node. In addition, in contrast to the Amp-mile model, we used the absolute values of the sensitivity matrix, limiting circuit flow tariffs to positive values.

$$DF_{lk}^t = \frac{|\partial|I_l^t||}{|\partial|I_k^t||} \quad (1)$$

Here, DF_{lk}^t is the absolute value of the current-to-current distribution factor between line l and node k , at time t . $|I_l^t|$ is the absolute value of line l current, at time t , and $|I_k^t|$ is the absolute value of node k current, at time t .

It is important to note that the Jacobian matrix is designed to deal with both the active and reactive elements of the line currents. The matrix is composed of four sub-matrices (H, L, M, N), where matrices M and N are zero matrices and H and L are matrices of the partial derivative of the modulus of the node current.

$$[J]_{2L \times 2L} = \begin{bmatrix} H_{L \times L} & 0 \\ 0 & L_{L \times L} \end{bmatrix} \quad (2)$$

where $[H] = \partial F / \partial I$ is the absolute value of the current-to-current distribution factor between line l and node k , coming from the active part of the line current; and, $[L] = \partial F / \partial I$ coming from the reactive part of the line current. The final Jacobian matrix derives from the multiplication of intermediate Jacobian matrices, as detailed in the appendix.

The sum of the contributions of each line l to node k of H and L provide the final user tariff at node k , reflecting the active and reactive consumption of all users.

With respect to the loss apportionment calculation, in [20] the authors presented (3) for power loss allocation calculus. They then used the equation directly for tariff design. Our approach, however, calculates the sensitivity matrix using (3) to develop the allocation method (see appendix, section B):

$$P_{loss}^t = \Re \left\{ \sum_{k=1}^n (I_k^*)^t \cdot \sum_{j=1}^n R_{kj} I_j^t \right\} \quad (3)$$

where P_{loss}^t is the power loss at time t , I_k^t is the current at node k at time t , and n is the number of nodes in the circuit. R is the real element of the system impedance matrix.

The use of the real element of the impedance matrix is considered desirable, since it reflects the electrical distance between nodes [20][21], and the locational effect in the tariff is thus achieved. In addition, real values of the sensitivity matrix were used for loss apportionment, instead of absolute values. The rationale for this is that losses are also valued in terms of energy, and any loss reduction is beneficial to all feeder users.

DLF_k^t is the loss-to-current distribution factor for node k , at time t :

$$DLF_k^t = \frac{\partial P_{loss_k}^t}{\partial |I_k^t|} \quad (4)$$

where $P_{loss_k}^t$ is the loss in node k , at time t , and $|I_k^t|$ is the absolute value of node k current, at time t .

Finally, LPC_k^t represents the loss proportionality constant for the apportionment of electrical losses in node k , at time t :

$$LPC_k^t = \frac{DLF_k^t}{\sum_{i=1}^n DLF_i^t} \quad (5)$$

B. TARIFF APPORTIONMENT METHOD

The tariffs were calculated using the Zero Counterflow Method (ZCFM) and the Dominant Flow Method (DFM), as first described in [13]. The main difference in our model is the use of absolute current value instead of the value of the active power.

As with the ZCFM model, in our approach the tariff is calculated in such a way as to avoid a locational charge on the agent whose power flow is opposite to the direction of the net flow. We consider that the generator or prosumer would be compensated (or would not pay) when there is a reduction in the line load, or charged when they cause an inversion in the flow. The tariff changes every hour depending on load/generation pattern. For this reason, a logical condition for the application of the tariff was added to the apportionment models, such that a charge is generated only to agents that satisfy that logical condition. The added condition is that the real part of the relationship *node current to line current* must be greater than zero (when $R\{I_k/I_l\} > 0$). In the unlikely case of a charge being purely reactive, it is considered neutral, since it does not contribute to the flow of active power. In this case, the agent does not pay a locational tariff element.

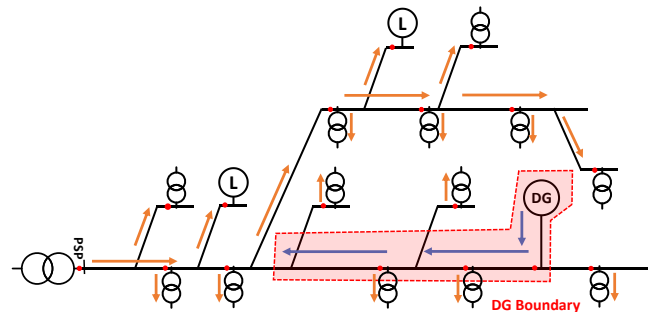


FIGURE 2. DG Module Boundary example.

The tariff is designed to account for DG module energy boundaries, i.e. where a DG module's energy inverts the net flow in the feeder (Fig. 2). It thus assumes that any reduction in the net flow is beneficial. There is no locational charge for a user who relieves the circuit flow. The prosumer pays more for network usage when they cause current flow inversion, and receives a discount if their presence relieves the flow.

1) THE ZERO COUNTERFLOW AMP MODEL (ZCAM)

The ZCAM is derived from the ZCFM, and provides for the recovery of all embedded costs. With this method, there is no charge to the agent whose current flow is in the opposite direction to the net flow.

This model does not assume that system reserve benefits everyone. The model for the locational tariff, LT is:

$$\begin{cases} LT_{ZCAM_k}^t = |I_k^t| \sum_{l=1}^m \left(\frac{1}{|I_l^t|^{s+}} \right) \cdot CC_l^t \cdot DF_{lk}^t \text{ when } \Re\{I_k^t/I_l^t\} > 0 \\ LT_{ZCAM_k}^t = 0 \text{ when } \Re\{I_k^t/I_l^t\} \leq 0 \end{cases} \quad (6)$$

where I_k^t is the current at node k at time t . CC_l^t is the circuit cost of load element of the branch l , and $(I_l^t)^{s+}$ is the sum of current positive flows from users in branch l , at time t . The number of lines in the distribution network is m .

2) THE DOMINANT AMP MODEL (DAM)

The DAM is derived from the DFM. It assumes that any flow reduction is beneficial to the system, and, at the same time, distributes the full cost of the capacity of the system among the users of the line.

This model divides the circuit cost allocation into two elements, T_1 and T_2 . The first element, T_1 , corresponds to the circuit current flow, i.e. the circuit capacity that is being used. Only users whose net flow is in the same direction as the line net flow, pay for this element. T_2 accounts for the additional capacity, which corresponds to the circuit reserve. Since all users benefit from this circuit reserve, all line users contribute to its cost.

$$LT_{DAM_k}^t = T_{1k}^t + T_{2k}^t \quad (7)$$

$$\begin{cases} T_{1k}^t = |I_k^t| \sum_{l=1}^m \left(\frac{|I_l^t|}{|I_l^t|} \right) \left(\frac{1}{|I_l^t|^{s+}} \right) \cdot CC_l^t \cdot DF_{lk}^t \text{ when } \Re\{I_k^t/I_l^t\} > 0 \\ T_{1k}^t = 0 \text{ when } \Re\{I_k^t/I_l^t\} \leq 0 \end{cases} \quad (8)$$

$$T_{2k}^t = |I_k^t| \sum_{l=1}^m \left(\frac{|I_l^t| - |I_k^t|}{|I_l^t|} \right) \cdot \left(\frac{1}{|I_l^t|} \right) \cdot CC_l^t \cdot DF_{lk}^t \quad (9)$$

I_l^t is the sum of current flows from users in branch l at time t .

3) THE POSITIVE AMP MODEL (PAM)

The PAM allocates costs in proportion to the ratio between power flow and circuit capacity. In this model's equation, the denominator becomes circuit capacity, rather than the sum of current flows caused by all agents in each network's section. This substitution reintroduces a postage-stamp element to the tariff, preventing a situation where only line users are charged for the line circuit reserve.

As in the previous model, there is no locational charge for the agent whose current flow is in the opposite direction to the net flow. This guarantees a discount for the agent who relieves the line flow. However, this model differs in the sense that the remaining cost element is not applied on a locational basis.

The model locational tariff for bus k at time t is:

$$\begin{cases} LT_{PAM_k}^t = |I_k^t| \sum_{l=1}^m \frac{1}{CAP_l} CC_l^t \cdot DF_{lk}^t \text{ when } \Re\{I_k^t/I_l^t\} > 0 \\ LT_{PAM_k}^t = 0 \text{ when } \Re\{I_k^t/I_l^t\} \leq 0 \end{cases} \quad (10)$$

where CAP_l is the capacity of circuit l .

The PAM does not allocate all fixed costs based on the current flow, and therefore the revenue reconciliation is formulated on the basis of each network user's contribution to the peak demand of the feeder. This is a postage-stamp type apportionment method, that is independent of the grid configuration and flow direction [12]. The postage-stamp charge, PS_k , is:

$$RCC^t = \sum_{l=1}^m CC_l^t \left[1 - \frac{|I_l^t|^{s+}}{CAP_l} \right] \quad (11)$$

$$PS_k = \frac{|I_k^{peak}|}{|I_{total}^{peak}|} \cdot \sum_t RCC^t \quad (12)$$

where RCC^t is the total remaining cost at time t , I_k^{peak} is the current value in node k at peak time, and I_{total}^{peak} is the sum of current flows from users at the substation at peak time.

C. LOSS ALLOCATION

In the flow simulation, losses over 24 hours are apportioned according to consumption. The individual contribution of agents with respect to losses, is defined according to (13):

$$Loss_{allocation_k}^t = LPC_k^t \cdot Loss \cdot CC_{loss}^t \quad (13)$$

where LPC_k^t is the loss proportionality constant of the user at node k at time t . $Loss$ is the sum of all system losses calculated using the power flow method applied at a substation used as a reference bus (to this was attributed the zero reference angle). CC_{loss}^t is the system cost relating to the power losses, and:

$$\sum_l CC_l^t + CC_{loss}^t = \text{total circuit cost} \quad (14)$$

III. CASE-STUDY

To evaluate the proposed models, we took a typical business day in June 2015 for one Brazilian distribution company. ANEEL provided the network and load data¹, and Table I shows the feeder data.

TABLE I
FEEDER DATA – JUNE/2015

Supply voltage	13.8kV	
	Number	Installed power
Consumers in 13.8kV	9	4,689.52 kW
Consumers in 220V – industrial	14	37.95 kW
Consumers in 220V – commercial	127	239.27 kW
Consumers in 220V – residential	2,665	1,349.21 kW
Consumers in 220V – rural	0	0.00 kW
Consumers in 220V – street lighting	579	81.93 kW
Data for June/2015		
Total 220V load		21,707.24 MWh
Total 13.8kV load		67,506.84 MWh
Total load		89,214.08 MWh

¹ The data were requested from ANEEL, in February 2019, through the website: <https://www.gov.br/acaoinformacao/pt-br>.

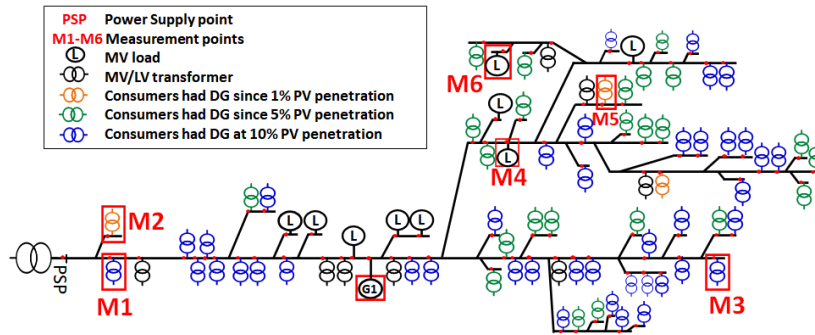


FIGURE 3. Feeder configuration.

Each load was formulated to be 50% constant impedance and 50% constant power, with a power factor of 0.92 for LV loads, and 0.93 for medium-voltage (MV) loads. The load-profile curves varied according to the type of consumer and were obtained by distributor survey. These are carried out every four years for the purpose of renegotiating tariffs with the regulator.

The feeder configuration and the positions of MV consumers and MV/LV transformers are shown in Fig. 3. The MV/LV transformers represent the aggregate consumption of LV consumers above them. PSP denotes the substation power supply point, G1 is the generator, and M1 to M6 are measurement points.

For simulations with DG modules, panels were dimensioned from (15), with standard 270 Wp modules for LV, and with a power factor of 1.0:

$$Pot_{solar} = \frac{Energy}{PSH \times \eta} \quad (15)$$

where, Pot_{solar} is the total solar panel power, and Energy is the total generated energy obtained by the average consumption of the unit in the last 12 months. PSH is the peak sun hours (city = 4.39), and η is the panel performance (assumed to be 80%).

For the annual circuit cost, we made an annualized estimate of the value of the investment in the network by the distributor, added to the annual maintenance cost (taken to be 40% of the investment). The annual amount thus calculated is US\$308,877.60². The estimated useful life of the circuit was 30 years. Our intention is to define hour-by-hour separate daily tariffs, and the circuit cost is thus divided by 8,760h/year, resulting in an hourly cost for the feeder of US\$35.26/h, to be allocated among the 87 consumers along the feeder.

In order to simplify the analysis, only selected buses were monitored. We chose two points with load-profile curves typical of residential LV consumers (M1 and M3 in fig. 3). To represent the MV loads, points M4 (the largest consumer) and M6 were chosen. These points are typical of industrial consumers. Finally, points M2 and M5 were selected because

they are the largest LV consumers in the system and are commercial in nature.

IV. RESULTS

The proposed apportionment models – ZCAM, DAM, and PAM – were evaluated based on the net flow results. The comparison was effected using four simulations: first, hourly rate simulations without DG investors; second, hourly rate simulations with a generator located in the main branch; third, simulation with battery storage; and fourth, rate simulations with increasing percentages of DG penetration.

For the simulations, we used software written in Python, which calls the OpenDSS program.

It is important to note that our simulations are ex-ante, using consumption profiles obtained by periodical survey, and the chosen DG generation curve. However, the proposed method can also work in an ex-post approach or even in a real-time pricing application, provided there is enough available data.

A. SIMULATIONS WITHOUT DG AND ENERGY STORAGE

Without the presence of DG, current flows in the branches are unidirectional, and consequently the ZCAM and DAM models produce the same results. These are shown in Table II, where LT (\$/day) represents the locational charge results. In addition to columns for measurement points M1 to M6, two other columns are included. Column Σ_{80} gives the sum of the 80 rates for individual load buses that were not represented by the measurement points; and column Σ_{Total} gives the sum of all rates. In radial networks, this locational model calculates cumulative branch costs for each facility, and consequently, there is a significant difference between tariffs at the main branch and at the end of the feeder.

TABLE II
ZCAM/DAM CHARGES

	M1	M2	M3	M4	M5	M6	Σ_{80}	Σ_{total}
LT(\$/DAY)	0.04	6.89	15.60	88.43	11.72	44.28	654.15	821.10

The results in Table II suggest that the lack of a systematic scheme for the equitable distribution of costs within such a short feeder can either be considered an advantage, by encouraging DG investors to locate at the end of branches

² US\$1.00 assumed to be BRL\$5.00.

within the system, or as a disadvantage because it is inequitable. For example, without DG, the model without a fixed charge results in LV consumers located at M1 paying \$0.0009/Ah, while others at M3, with similar residential loading (M1 load is 1.7341Ah and M3 load is 1.9900Ah), are paying \$0.3266/Ah.

Table III shows the PAM tariffs. Here, PS (\$) represents the postage-stamp element.

TABLE III
PAM CHARGES

	M1	M2	M3	M4	M5	M6	Σ_{80}	Σ_{total}
LT (\$)	0.02	0.05	0.44	36.59	1.08	5.47	37.96	81.60
PS (\$)	1.20	5.48	1.48	386.42	9.08	32.02	303.82	739.50
Total	\$							821.10

In general, net flow in feeders usually falls well below their maximum capacities. Therefore, the PAM needs a significant postage-stamp charge in order to recover full cost. This distorts the locational signal, although it allows for more homogeneity in tariffs. For example, M1 and M3 have similar loading and their postage-stamp charge is \$1.20/day and \$1.48/day respectively, whereas the locational tariff for each user is very different, at \$0.02/day and \$0.44/day respectively. This suggests that the PAM could provide an incentive for DG investors to locate at the end of the feeder, and that it is equitable. The locational costs on a \$/Ah basis at each measurement point and illustrates that higher charges will be applied for greater distance from the substation.

The loss apportionment results obtained for the case without DG are given in Table IV, where Loss (\$) represents the loss apportionment results. The sum of the tariff due to loading plus the tariff due to losses, indicates how these apportionment models cover the Utility's total daily costs of US\$ 846.19/day.

TABLE IV
LOSS RESULTS

	M1	M2	M3	M4	M5	M6	Σ_{80}	Σ_{total}
LOSS(\$/day)	0.02	0.01	0.18	6.04	0.28	0.84	17.70	25.08

B. SIMULATIONS WITH DG AND ENERGY STORAGE

1) GENERATOR – G1

Consider the example in which ten solar panels of 100kWp each (panel efficiency is assumed to be ~80%) are inserted into the main branch of a circuit (G1, Fig.3), resulting in the power curve described in Fig.4. In this case, the panels do not produce flow inversion in the line - i.e. their presence simply relieves the circuit flow.

With the flow direction condition (when $R\{I_k/I_l\} > 0$), the ZCAM and PAM models have zero locational charging for the generator that relieves the circuit, as shown in the \$/Ah average Tables V and VII. Compared to the previous case – without DG – there is negligible variation in the locational tariff. The only significant difference is in PS values (Table VIII), which occurs because of changes in peak time from 11:00 a.m. to 10:00 a.m.

For the DAM model, in which only part of the local tariff is subject to the flow condition, the difference between cases with and without DG is significant (Table VI). Fig.4 shows

that G1 receives no ZCAM tariff, and the DAM tariff curve has the same profile as the generation curve.

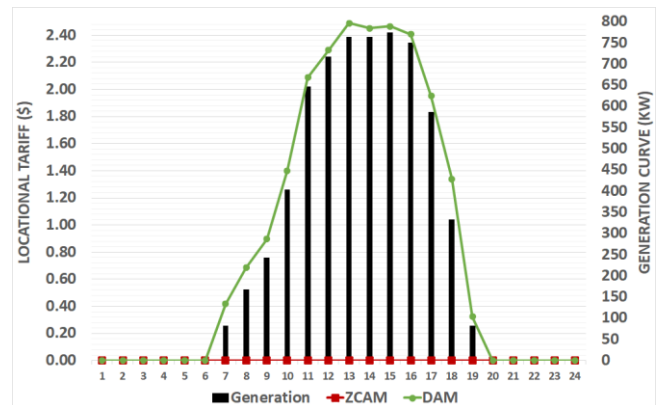


FIGURE 4. G1 total kWh generation of installed panels (kWh) and locational tariff (US\$/h).

In addition, with a loss reduction from 3,161kWh in the case without DG, to 2,929kWh, the apportionment of losses generates negative charges at G1 (Table IX). This can be considered a benefit deriving from the reduction in circuit losses due to the presence of G1.

2) SIMULATION WITH STORAGE – G1

When looking at Fig. 4, it can be seen that the tariff curve has the same profile as the generation curve. If this profile extends to other sources, it is possible that any renewable or non-renewable source could be substituted in this tariff model. To verify this, we replaced the generator in G1 with a battery bank with the charge/discharge curve shown in Fig.5. The battery bank is charged in the early hours of the morning and discharged in the evening.

With the flow direction condition, the ZCAM and PAM models eliminate locational tariffs with a negative flow direction (Fig. 5). The results are shown in Tables V and VII. In the DAM, the total rate incorporates a flow rate and a reserve rate (Table VI). For this reason, the DAM tariff curve is always positive and follows the charge/discharge bank profile-curve (Fig.5).

The peak time in this case was at 11:00 a.m., when the battery bank was neither being charged nor discharged. The battery bank does not therefore pay PAM's postage-stamp element in this case. These results demonstrate that the presence of a postage-stamp element relating to peak time, may influence battery users to adapt their charging/discharging hours to periods when the network is less congested.

Table IX presents the loss results. It can be seen from this that a user at G1 reduces the system loss, and this is reflected in their charges.

It is important to note that, with the presence of storage (or electric vehicles), it is desirable to send economic signals to the agent such that the charge and discharge of batteries will occur at times that will effectively attenuate the peaks and troughs of the charging curve. In order to achieve this, time-dependent differential tariffs should be applied, and all of our

proposed models address this. In addition, the proposed locational rates could be used to indicate the best siting of recharging stations.

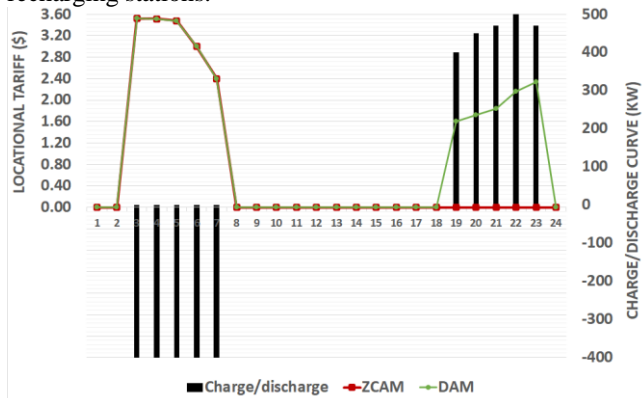


FIGURE 5. Battery bank load-profile curve and locational tariff (US\$/h).

B. SIMULATIONS WITH DG – PROSUMER

DG modules were allocated to LV consumers spread across the feeder, and Fig. 3 illustrates the location of consumers with such panels. For these simulations, a typical rooftop solar generator was attributed to LV consumers – using (15) – according to the DG penetration level. These were allocated to LV consumers in order of consumption, from highest to lowest, with panel energy output designed to match the user’s energy consumption over time.

Simulations were performed at three levels of DG penetration: (a) at 1% penetration, corresponding to 254 kWp of total installed capacity. At this level, three consumers (orange in Fig. 3) had panels with a total capacity of 269 kWp installed; (b) at 5% penetration, corresponding to 1,270 kWp. At this level, seventy-five consumers (orange and blue in Fig. 3) had panels with a total capacity of 1,272 kWp installed; and, (c) at 10% penetration, corresponding to 2,540 kWp. In this case, 423 consumers (orange, blue, and green) had panels with a total capacity of 2,543 kWp installed.

1) COMPARISON OF MODELS

Tables V and VI present the results for the ZCAM and DAM models. They indicate that there is little tariff variation at different penetration levels. The variations are positively correlated with the increase in penetration level and distance from the substation, but differences in tariff values are negligible.

It is important to note that, even with the presence of DG modules, the ZCAM and DAM models produced significant tariff variations between different nodes of the system with similar profiles and loading. This can be seen when comparing values from M1 and M3. As our allocation models aggregate tariffs on each branch, the tariff will be higher as the consumer moves further away from the substation. This outcome is independent of network topology.

The simulations show that the chosen flow condition (when $R\{I_k/I_l\} > 0$) correctly reflects the DG module boundaries. This can be easily seen using the ZCAM model, in which all

tariff calculations are affected by the flow direction condition (unlike the other two models that have independent elements).

To illustrate this, Fig. 7 shows the current flows in the line and at the point of output from the transformer at M5. The panels are attributed to M5 customers starting from 1% of DG penetration. In this case, there is a flow inversion occurring beyond 5% of DG penetration, as shown by Fig. 6.

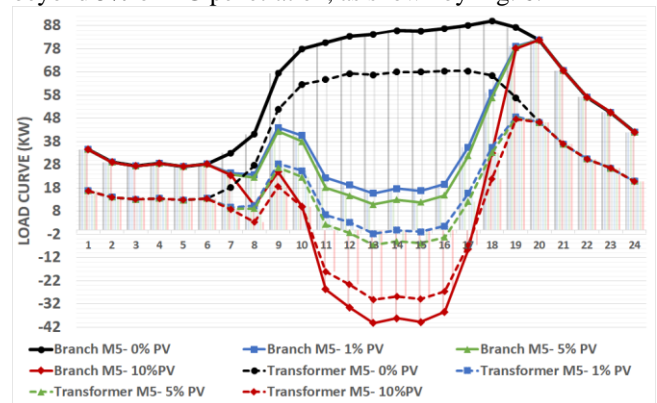


FIGURE 6. Active power flow in the M5 branch results.

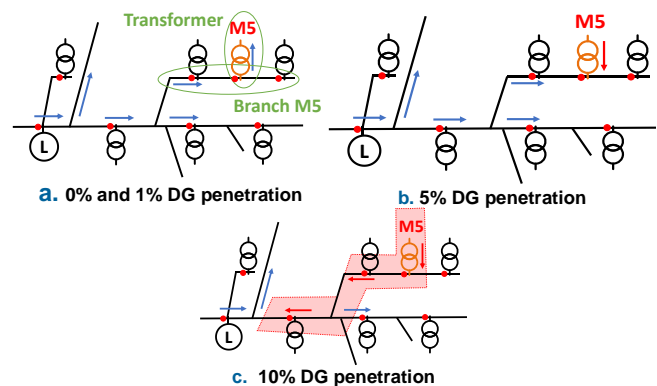


FIGURE 7. Power flow direction during daylight hours.

The ZCAM results presented in Fig.8 show the flow inversion. At 1% penetration, the only effect of the presence of DG is to relieve the flow in the branch (Fig.6) (Fig.7a). The model therefore generates a lower tariff (compared to the case without DG) that reflects the load reduction. At 5% penetration it can be seen that the active power delivered by DG modules present in the branch, has a negative flow (Fig.6) (Fig.7b), generating a zero tariff from M5 to the power supply point (substation). Also, analyzing results at 10% penetration, where there is current inversion in the branch attributable to the DG modules (Fig.6) (Fig.7c), the model generates a charge for this inversion, but also generates a zero tariff in the upstream branches based on their load reduction.

The PAM model is similar to the previous models in the sense that its locational tariff only applies in cases where DG module current is in the same flow direction as the net flow. Tables VII and VIII show the results.

However, the model differs in the sense that PAM has a significant residual cost value distributed according to the proportional participation of users at the peak hour of the system. Peak demand without DG occurred at 11:00 a.m.

because of the industrial consumer at M4 (Fig. 9). With DG penetration, the peak hour varies, the latest time being 8:00 p.m. with 10% DG penetration.

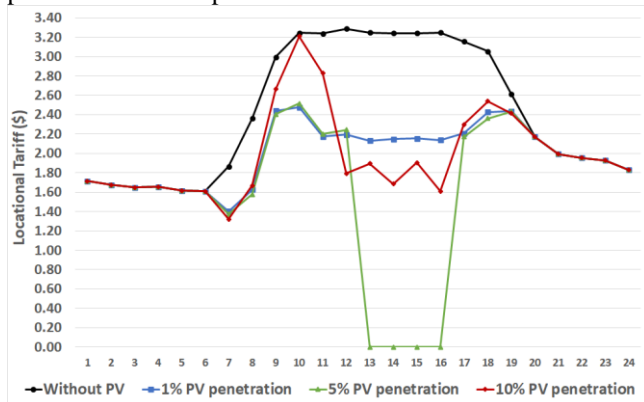


FIGURE 8. M5 ZCAM locational tariff (US\$/h).

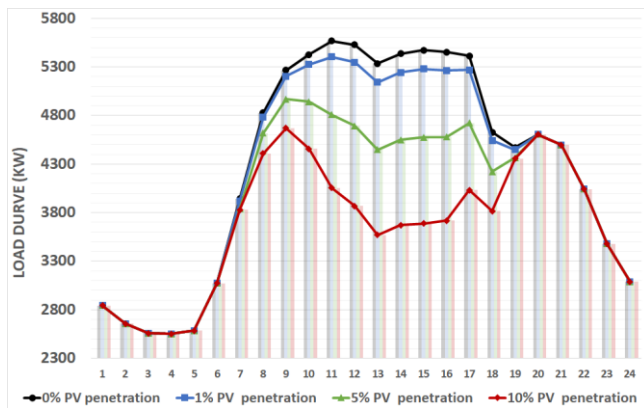


FIGURE 9. Feeder's load profile.

The changes in peak time due to DG penetration benefited some users but penalized others. The user at M4 benefited from a reduction in network fixed charges when peak time moved from normal working hours to 8:00 p.m. at 10% DG penetration. Because of their solar energy input, users at M5 benefited when peak time occurred during working hours, but paid higher network charges when peak time was at night. At M1, passive residential consumers also pay more for network charges when peak time is at 8:00 p.m.

These results demonstrate that a locational tariff may influence DG investor location, while an added postage-stamp element can influence consumer consumption profiles. This suggests that a composite tariff based on both location and participation at peak load times has considerable economic signaling potential.

Finally, Table IX shows the apportionment of loss results. With DG, system loading reduced from 102,742 kWh to 88,115 kWh with 10% DG penetration, and the loss reduced from 3,161 kWh to 2,707 kWh. In all cases, losses accounted for about 3% of the system total loading.

TABLE V
ZCAM DAILY AVERAGE RESULTS (US\$/AH)

	LT _{ZCAM} (\$/Ah)						
	M1	M2	M3	M4	M5	M6	G1
Without DG	0.0009	0.0668	0.3266	0.0134	0.0773	0.0596	-
Generator G1	0.0009	0.0668	0.3267	0.0134	0.0773	0.0596	0.0000
Battery bank G1	0.0009	0.0668	0.3264	0.0132	0.0771	0.0592	0.1293
1% DG penetration	0.0009	0.0666	0.3268	0.0135	0.0630	0.0598	-
5% DG penetration	0.0009	0.0666	0.3667	0.0138	0.0515	0.0604	-
10% DG penetration	0.0013	0.0666	0.4259	0.0141	0.0628	0.0620	-

TABLE VI
DAM DAILY AVERAGE RESULTS (US\$/AH)

	LT _{DAM} (\$/Ah)						
	M1	M2	M3	M4	M5	M6	G1
Without DG	0.0009	0.0668	0.3266	0.0134	0.0773	0.0596	-
Generator G1	0.0009	0.0668	0.3265	0.0130	0.0770	0.0593	0.0053
Battery bank G1	0.0009	0.0668	0.3261	0.0130	0.0770	0.0591	0.2078
1% DG penetration	0.0009	0.0668	0.3268	0.0134	0.0625	0.0597	-
5% DG penetration	0.0009	0.0668	0.3852	0.0135	0.0582	0.0601	-
10% DG penetration	0.0012	0.0668	0.4340	0.0130	0.0638	0.0598	-

TABLE VII
PAM DAILY AVERAGE RESULTS (US\$/AH)

	LT _{PAM} (\$/Ah)						
	M1	M2	M3	M4	M5	M6	G1
Without DG	0.0004	0.0004	0.0092	0.0055	0.0071	0.0074	-
Generator G1	0.0004	0.0004	0.0092	0.0055	0.0071	0.0074	0.0000
Battery bank G1	0.0004	0.0004	0.0092	0.0055	0.0071	0.0074	0.0453
1% DG penetration	0.0004	0.0003	0.0092	0.0055	0.0046	0.0074	-
5% DG penetration	0.0004	0.0003	0.0073	0.0055	0.0037	0.0074	-
10% DG penetration	0.0006	0.0003	0.0097	0.0054	0.0033	0.0074	-

TABLE VIII
PAM POSTAGE STAMPS (US\$/DAY)

	PS _{PAM} (\$/day)						
	M1	M2	M3	M4	M5	M6	G1
Without DG	1.20	5.48	1.48	386.42	9.08	32.02	-
Generator G1	1.21	6.46	1.50	391.38	3.87	32.43	31.15
Battery bank G1	1.31	5.58	1.64	379.03	9.55	30.91	0.00
1% DG penetration	1.21	6.46	1.50	391.38	3.87	32.43	-
5% DG penetration	0.96	2.42	1.07	407.82	5.10	34.82	-
10% DG penetration	3.63	5.45	3.92	269.66	8.16	29.93	-

TABLE IX
LOSS LOCATIONAL DAILY AVERAGE TARIFFS (US\$/AH)

	LOSS (\$/Ah)						
	M1	M2	M3	M4	M5	M6	G1
Without DG	0.0004	0.0001	0.0039	0.0009	0.0019	0.0011	-
Generator G1	0.0004	0.0001	0.0039	0.0009	0.0019	0.0012	-0.0010
Battery bank G1	0.0004	0.0001	0.0039	0.0009	0.0019	0.0011	-0.0044
1% DG penetration	0.0004	0.0001	0.0038	0.0009	0.0030	0.0011	-
5% DG penetration	0.0004	0.0001	0.0031	0.0009	0.0015	0.0011	-
10% DG penetration	0.0006	0.0002	0.0051	0.0008	0.0018	0.0011	-

V. DISCUSSION

The proposed models encompass the tariff principles of simplicity, completeness, and good economic signaling. They also reflect the dynamics of the load curves and the operation of DERs, as these are non-linear 24-hour load flows.

However, the ZCAM and DAM models present very different tariffs for similar consumers in different locations. This difference represents an efficient signaling mechanism where many micro- and mini-generators compete to provide energy within a radial system. Passive consumers may not be comfortable with large price differences, although this is appropriate from a distribution point of view. If necessary, the regulator could add an attenuation factor, but this would have to be acceptable to all agents.

With all the models we tested, positive-flow charges send locational signals to alternative energy investors, and provide reduced tariffs to users located in branches with a net negative flow. This is both rational and fair. However, the postage-stamp element present in the PAM may have the effect of inducing all system users to make better hourly consumption decisions.

The apportionment of circuit losses based on the sensitivity matrix sends efficient economic signals. It also follows the key principle of simplicity, and promotes the fair allocation of costs across different consumer profiles. As with the ZCAM and DAM models, the loss apportionment values are quite different between users. However, they reflect distribution network characteristics, which can penalize users far from the main transformer. Mitigating any differences should be the responsibility of the regulator, who can use policies to equalize, for instance, neighboring feeder tariffs.

V. CONCLUSIONS

The paper developed and examined several models to try to determine an efficient and effective method of solving the embedded cost allocation problem in distribution networks with a high DG presence. Using AC load flow simulations in an urban feeder, we sought an optimal fixed cost allocation model across all system agents.

The proposed models seek to make a fair apportionment of infrastructure costs among network users. They differ from methods currently applied around the world because they combine time-of-use and locational signals. This logically makes them more appropriate for dealing with active distribution systems incorporating electric vehicles, batteries, DGs and other DERs.

Our work contributes to the debate over tariffs in a DER context on the following basis:

- the proposed methods match the costs to each network user based on the user's impact on the network according to the cost causality principle. They combine locational and time-of-use rates to provide effective economic signals to users. The time-of-use rates are important from a distribution point of view because peak hours are the main reason for network reinforcement and investment, and time-of-use signaling helps optimize network usage. In addition, locational rates encourage investors to install DGs far from the main substation, minimizing reinforcement and reducing losses. Earlier papers do not combine radial distribution configurations with time-of-use and locational signaling for fixed cost allocation;
- the proposed approach was developed to accommodate the relationship between node and line currents, and enables us to consider both active and reactive power simultaneously in tariff design. This is in contrast to previous work, where tariff design considered only active power, or treated active and reactive power separately;

- the proposed methods are intended to be simple and to recognize the extensive use of the distribution network by DERs. The model's positive-flow charges send locational signals to DG agents and provide reduced tariffs to users located in branches with a net negative flow. The methods are intended to be fair from a distribution point of view and provide signals for the 24-hour feeder load cycle;
- a loss sensitivity matrix based on the relationship between losses and node currents is included. This is considered important because the losses at LV and MV levels can be significant;
- finally, the proposed models are based on power flow equations that can be easily reproduced by system users and energy traders. Although the power flow equations are not simple, they are widely known and there are open-source computer programs, such as OpenDSS, that can be used by distribution companies, regulators, and also by network users.

APPENDIX – ANALITICAL DERIVATIVES CALCULATION

A. THE DERIVATIVES OF THE ABSOLUTE LINE CURRENTS WITH RESPECT TO ABSOLUTE NODE CURRENTS

We propose a new sensitivity matrix relating line and node currents. We follow the calculations from the derivatives calculation methodology in [16], but extend this to generate alternative Jacobian matrices.

The relationship between line currents and node currents in the power flow is:

$$i_k = \sum_{h \in H_k^{in}} f(h) - \sum_{h \in H_k^{out}} f(h) \quad (16)$$

where i_k is the complex charging current for node k , and f_l is the complex current flowing through line l . H_k^{in} , H_k^{out} are sets of injection points and withdrawal points in each line for respective nodes.

In the matrix form of (16) we have:

$$i = A^T \cdot f \quad (17)$$

where A is the incident matrix defined as:

$$\begin{cases} A(h, k_{h_{end}}) = 1 \\ A(h, k_{h_{initial}}) = -1 \\ A(h, k) = 0, \forall k \neq k_{h_{initial}}, k_{h_{end}} \end{cases} \quad (18)$$

For a radial network ($n_{nodes} = n_{lines} + 1$), the slack bus, k_s , represents the power supply point where the distribution network connects to the transmission network. Then, calling i_{ns} the set of nodes other than the slack bus, the notation is now:

$$i = (i_s, i_{ns}), \quad A = (A_s, A_{ns})$$

Thus:

$$i_s = A_s^T \cdot f \quad (19)$$

$$i_{ns} = A_{ns}^T \cdot f \quad (20)$$

Given that $i = a + jb$ and $f = c + jd$, the derivatives of the line currents with respect to node currents is:

$$c + jd = (A_{ns}^T)^{-1} \cdot (a + jb)$$

$$\frac{\partial c}{\partial a} = \frac{\partial d}{\partial b} = (A_{ns}^T)^{-1}, \quad \frac{\partial c}{\partial b} = \frac{\partial d}{\partial a} = 0$$

Then, the Jacobian matrix is:

$$J_1 = \begin{pmatrix} \frac{\partial c}{\partial a} & \frac{\partial c}{\partial b} \\ \frac{\partial d}{\partial a} & \frac{\partial d}{\partial b} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} (A_{ns}^T)^{-1} & 0 \\ 0 & (A_{ns}^T)^{-1} \end{pmatrix} \quad (21)$$

Now, as $F(h) = abs(f(h)) = \sqrt{c^2 + d^2}$ and $I = abs(i_k) = \sqrt{a^2 + b^2}$, then

$$J_2 = \frac{\partial F}{\partial(c, d)} = \frac{diag(c) \quad diag(d)}{F} \quad (22)$$

$$J_3 = \frac{\partial I}{\partial(a, b)} = \frac{diag(a) \quad diag(b)}{I} \quad (23)$$

$$(J_1) \cdot (J_2) = \left(\frac{\partial(c, d)}{\partial(a, b)} \right) \cdot \left(\frac{\partial F}{\partial(c, d)} \right) \quad (24)$$

$$= \frac{\partial F}{\partial(a, b)} = (J_4)$$

$$(J_5) = (J_4) \cdot (J_3)^{-1} = \frac{\partial F}{\partial(a, b)} \cdot \frac{\partial(a, b)}{\partial I}$$

Finally, the derivatives of the absolute line currents with respect to absolute node currents are:

$$(J_5) = \frac{\partial F}{\partial I} \quad (25)$$

B. PROPORTIONALITY CONSTANT FOR THE APPOINTMENT OF ELECTRICAL LOSSES

We determine the variation in circuit losses as follows:

The matrix form of (3):

$$P_{loss} = Re\{i^* \cdot Ri\} \quad (26)$$

where $i = a + jb$, the equation can be rewritten:

$$P_{loss} = Re\{(a - jb) \cdot R(a + jb)\}$$

$$P_{loss} = [a \cdot Ra + b \cdot Rb] \quad (27)$$

The derivative of a function $f(x) = u(x) \cdot v(x)$ is $\partial f / \partial x = diag(v) \cdot \partial u / \partial x + diag(u) \cdot \partial v / \partial x$. Thus,

$$J_6 = \frac{\partial P_{loss}}{\partial(a, b)} = \left(\frac{\partial P_{loss}}{\partial a} \quad \frac{\partial P_{loss}}{\partial b} \right) \quad (28)$$

$$J_6 = (diag(a)R + diag(Ra) \quad diag(b)R + diag(Rb))$$

resulting in the derivatives of the losses with respect to absolute node currents:

$$(J_7) = (J_6) \cdot (J_3)^{-1} = \frac{\partial P_{loss}}{\partial(a, b)} \cdot \frac{\partial(a, b)}{\partial I} \quad (29)$$

REFERENCES

- [1] R. Moreno et al., "Distribution Network Rate Making in Latin America: An Evolving Landscape," in *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 18, no. 3, pp. 33-48, May-June 2020.
- [2] <http://www.absolar.org.br/noticia/artigos-da-absolar/a-energia-solar-o-coronavirus-e-a-recuperacao-economica.html>. Access: July 10 2020.
- [3] A. Faruqui and C. Bourbonnais, "The Tariffs of Tomorrow: Innovations in Rate Designs," in *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 18, no. 3, pp. 18-25, May-June 2020.
- [4] Reneses, J., & Rodríguez Ortega, M. P. (2014). Distribution pricing: theoretical principles and practical approaches. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 8(10), 1645-1655.
- [5] M. Murali, M. S. Kumari, and M. Sydulu. "Overview of Transmission Pricing Methods in a Pool Based Power Market". *International Journal of Advances in Science Engineering and Technology* v. 1. July, p. 6-11, 2013.
- [6] S. Huang, Q. Wu, S. S. Oren, R. Li, and Z. Liu, "Distribution locational marginal pricing through quadratic programming for congestion management in distribution networks," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol.30, no.4, pp. 2170-2178, Jul. 2015.
- [7] S. Huang and Q. Wu, "Dynamic Tariff-Subsidy Method for PV and V2G Congestion Management in Distribution Networks," in *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 10, no. 5, pp. 5851-5860, Sept. 2019.
- [8] Z. Yuan and M. Reza Hesamzadeh, "A Distributed Economic Dispatch Mechanism to Implement Distribution Locational Marginal Pricing," *2018 Power Systems Computation Conference (PSCC)*, 2018, pp. 1-7.
- [9] X. Yan, C. Gu, F. Li and Z. Wang, "LMP-Based Pricing for Energy Storage in Local Market to Facilitate PV Penetration," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 3, pp. 3373-3382, May 2018.
- [10] Veeramsetty, V., Chintham, V., & Vinod Kumar, D. M. (2020). Probabilistic locational marginal price computation in radial distribution system based on active power loss reduction. *IET Generation, Transmission & Distribution*.
- [11] A. R. Abhyankar, S. A. Soman and S. A. Khaparde, "Min-Max Fairness Criteria for Transmission Fixed Cost Allocation," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, no. 4, pp. 2094-2104, Nov. 2007.
- [12] I. Abdelmotteleb, T. Gómez San Roman and J. Reneses, "Distribution network cost allocation using a locational and temporal cost reflective methodology," *2016 Power Systems Computation Conference (PSCC)*, Genoa, 2016, pp. 1-7.
- [13] J. W. Marangon Lima, "Allocation of transmission fixed charges: an overview," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 11, no. 3, pp. 1409-1418, Aug. 1996.
- [14] F. Pereira, J. Soares, P. Faria and Z. Vale, "Allocation of fixed costs considering Distributed Generation and distinct approaches of Demand Response remuneration in distribution networks," *2016 Clemson University Power Systems Conference (PSC)*, Clemson, SC, 2016, pp. 1-8.
- [15] T. Soares, M. Cruz and M. Matos, "Cost Allocation of Distribution Networks in the Distributed Energy Resources Era," *2019 International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST)*, Porto, Portugal, 2019, pp. 1-6.
- [16] P. M. Sotkiewicz and J. M. Vignolo, "Allocation of fixed costs in distribution networks with distributed generation," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, no. 2, pp. 639-652, May 2006.
- [17] T. Soares, P. Faria, Z. Vale and H. Morais, "Definition of distribution network tariffs considering distribution generation and demand response," *2014 IEEE PEST&D Conference and Exposition*, Chicago, IL, 2014, pp. 1-5.
- [18] J. Bialek, "Tracing the flow of electricity," in *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, vol. 143, no. 4, pp. 313-320, July 1996.
- [19] Y. C. Chen, A. Al-Digs and S. V. Dhople, "Mapping nodal power injections to branch flows in connected LTI electrical networks," *2016 IEEE International Symposium on Circuits and Systems (ISCAS)*, 2016, pp. 2146-2149.
- [20] A. J. Conejo, F. D. Galiana and I. Kockar, "Z-bus loss allocation," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 16, no. 1, pp. 105-110, Feb 2001.

- [21] A. J. Conejo, J. Contreras, D. A. Lima and A. Padilha-Feltrin, "Z-bus Transmission Network Cost Allocation," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, no. 1, pp. 342-349, Feb. 2007.
- [22] K. S. Ahmed and S. P. Karthikeyan, "Comparison of various transmission loss/cost allocation methods — A review," *2017 Innovations in Power and Advanced Computing Technologies (i-PACT)*, 2017, pp. 1-4.
- [23] R. Bhakar, V. S. Sriram, N. P. Padhy and H. O. Gupta, "Cost allocation of DG embedded distribution system by game theoretic models," *2009 IEEE Power & Energy Society General Meeting, Calgary, AB, 2009*, pp. 1-7.
- [24] P. Pedititis, D. Papadaskalopoulos, A. Papavasiliou and N. Hatziaargyriou, "Bilevel Optimization Model for the Design of Distribution Use-of-System Tariffs," in *IEEE Access*, vol. 9, pp. 132928-132939, 2021, doi: 10.1109/ACCESS.2021.3114768.
- [25] R. C. Dugan and T. E. McDermott, "An open source platform for collaborating on smart grid research," *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting, Detroit, MI, USA, 2011*, pp. 1-7.



VERONICA S. ETCHEBEHERE has a B.Sc. and M.Sc. in Electrical Engineering from the *Universidade Federal de Itajubá – UNIFEI/MG* (2010, 2014 respectively). She is currently pursuing the D.Sc in electrical engineering at UNIFEI/MG, Brazil. Since 2015, she has been Assistant Professor at the *Universidade Federal do Amazonas – UFAM/AM*, Brazil.

In 2012 she worked as Accounting Analyst at the Brazilian Energy Trading Chamber – CCEE, São Paulo, Brazil. Her research interests include energy markets, electricity tariff structure and power system regulation.



JOSÉ W. MARANGON LIMA has a B.Sc. in *Electrical Engineering from the Instituto Militar de Engenharia - IME/RJ* (1979) and a B.Sc. in Business Administration from the *Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ/RJ* (1980). He has an M.Sc. in Electrical Engineering from the *Universidade Federal de Itajubá – UNIFEI/MG* and a D.Sc. in Electrical Engineering from the UFRJ/RJ (1994). He was Professor of Electrical Engineering with the UNIFEI/MG from 1993 to 2015. In his sabbatical year (2005), he studied at the University of Texas (USA) in the Operations Research Department. From 2012-15, he was Provost for Extension at UNIFEI.

He is a Senior Member of the IEEE and Cigré. From 1980 to 1993, he worked at Eletrobrás, the public power company, where he participated in and coordinated studies on power system operations and planning. He was an advisor to the board with ANEEL, the Brazilian National Regulatory Agency, from 1998-99. At the Brazilian Ministry of Mines and Energy, he was Coordinator of the Price and Tariff Technical Committee in 2001, and in 2003, was a member of the group that elaborated the New Brazilian Electricity Model. He is currently a senior consultant at MC&E.

He is author and co-author of more than 150 published papers on energy, regulation and power systems operation and planning. He has been a consultant and lectured for more than 20 companies.