

MODELO REGULATÓRIO ADEQUADO PARA IMPLANTAÇÃO DA MINI E MICRO GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

ANEXO V

AVALIAÇÃO DA MINI E MICRO GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

NA IRRIGAÇÃO RURAL

PROJETO ANEEL DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO

P&D 04950-0586/2018

CEMIG DISTRIBUIÇÃO – CEMIG D

julho de 2020

Sumário

1.	Introdução	3
2.	Legislação.....	5
3.	PRODEEM – Programa para Desenvolvimento de Energia nos Estados e Municípios	9
4.	Os Custos de Uso da Rede até a área rural	12
5.	Mercado de Irrigantes e Aquicultores da CEMIG D.....	16
6.	Comportamento da Carga dos clientes Irrigantes e das redes rurais	18
6.1.	Usuários Irrigantes de Média Tensão	19
6.2.	Usuários Irrigantes de Baixa Tensão.....	21
6.3.	Redes de Média Tensão	24
6.4.	Redes de Alta Tensão	26
7.	Geração Distribuída na área Rural	27
7.1.	Uso Eficiente dos Recursos da Sociedade	27
7.1.1.	O lado da Demanda – Consumidor	27
7.1.2.	O lado da Oferta – Distribuidora.....	28
7.1.3.	O lado da Oferta – Outros fornecedores	30
7.2.	Equilíbrio entre os agentes, satisfação dos diversos e distintos usuários	30
7.3.	Atender aos interesses sociais	31
7.4.	Inserção GFV em Alimentadores com predominância de Irrigação Noturna.....	31
8.	Proposta.....	61

AVALIAÇÃO DA MINI E MICRO GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NA IRRIGAÇÃO RURAL

1. Introdução

O fornecimento de energia elétrica no meio rural é extremamente caro e altamente subsidiado, de forma que a inserção da geração distribuída longe dos centros urbanos merece uma análise mais aprofundada.

Atualmente existe um desconto dado ao cliente rural de baixa tensão – subgrupo B2, de 18% em relação à tarifa do B1 – Residencial, e um desconto de 6% aplicável aos clientes rurais de alta e média tensão que será reduzido anualmente, conforme se verá a frente, até ser eliminado em 2023.

Existe ainda desconto para Cooperativa de Eletrificação Rural e Serviço Público de Irrigação, também com término previsto para 2023.

Há também um desconto, bem maior, dado ao consumo destinado às atividades de irrigação e de aquicultura em um período diário contínuo de 8h30m (oito horas e trinta minutos), entre 21h30 min às 6h do dia seguinte, que no caso da Cemig D é de 90% para os municípios da área de atuação da Superintendência de Desenvolvimento do Nordeste - SUDENE, e de 80% para os demais municípios de Minas Gerais, aplicável sobre a TUSD R\$/MWh e TE dos clientes do Grupo A. Na baixa tensão o desconto, que é de 73% para os municípios da área de atuação da SUDENE, incide sobre toda a tarifa já com desconto de 18% dado à classe rural – tarifa do subgrupo B2. O desconto dados aos irrigantes dos demais municípios é de 67%. Esses descontos dados aos irrigantes não têm previsão de término. É sobre esse mercado que se pretende aproximar a lente e avaliar a implantação da geração distribuída.

Todos esses descontos são cobertos pela CDE – Conta de Desenvolvimento Energético, paga por todos os consumidores do país. Consideram-se esses descontos como subsídios explícitos.

Existe ainda um subsídio muito mais relevante, coberto somente pelos clientes da própria área de concessão, devido ao fato de os custos de atendimento no meio rural ser aproximadamente 6 (seis) vezes superior aos custos de atendimento dos clientes B1, ou clientes da rede urbana.

Para se ter uma ideia, a CEMIG D tem 400 mil km de rede de distribuição rural versus 100 mil km de rede de distribuição urbana. São quase 80% da rede para atender menos de 18% do mercado. Considerou nesses 18% de mercado rural todos os clientes atendidos pelos transformadores e alimentadores classificados como rural, que eleva bastante esse percentual, pois a maioria dos alimentadores não são exclusivamente rurais.

Os clientes cadastrados, e faturados, como rural, são apenas 8% do mercado. Assim, existe um percentual entre 8% e 18% que representaria o melhor ponto para delimitar a classificação dos clientes em urbano e rural.

O que se quer deixar bem claro é que existe uma extensão muito grande de rede para atender uma parcela pequena do mercado, que é muito subsidiado, cuja expansão nunca foi bem avaliada, muito menos à luz de outras alternativas energéticas, principalmente locais.

Esses ativos são reconhecidos na base de remuneração e seu custo rateado entre todos os consumidores, já que os clientes cadastrados e faturados na classe rural pagam a tarifa do B1, do A3a e A4, com os atuais e supostamente transitórios descontos cobertos pela CDE, e, os irrigantes e piscicultores de cada subgrupo tarifário pagam as respectivas TUSD R\$/MWh e TE com 80% ou 90% de desconto, sem prazo de finalização. Os demais clientes atendidos pela rede rural, pagam atualmente as mesmas tarifas sem desconto, tarifas estas calculadas com base nos custos marginais da rede urbana, ajustadas em nível para cobrir a Receita Requerida do Fio, na qual os 400 mil km de rede rural estão reconhecidos. Enfim, as tarifas de todos os consumidores são majoradas para suportar os custos da rede rural, criando um grande subsídio cruzado, que se denominou de "subsídio implícito".

Acontece que esses subsídios levam à ineficiência, à medida que não induzem os consumidores à economia e racionalização do consumo, e não permitem que tomem decisões corretas nas escolhas das alternativas de fornecimento de energia, que sejam as melhores para ele, mas também e, principalmente, melhores para a sociedade.

As tarifas altamente subsidiadas dos irrigantes piscicultores nunca os incentivarão a buscar alternativas de fornecimento mais baratas, tampouco incentivarão a promover a eficiência do seu sistema de bombeamento.

A rigor, o regulador não conhece os custos de fornecimento na área rural (custo de uso da rede), os governos estadual e federal também não conhecem, e até a maioria das distribuidoras não tem claro as diferenças de custo em fornecer energia nos centros urbanos e na área rural. A Cemig D é uma das exceções.

Assim, o governo, que já promoveu vários programas para levar eletricidade aos consumidores rurais, com investimentos altos, em sua maioria cobertos pelos demais consumidores, como o Programa Luz para Todos, precisa buscar esse conhecimento para definir corretamente essas políticas de incentivo. Os programas, sempre com cunho muito político, foram impulsionados a qualquer custo, restando às distribuidoras apenas colocá-los em prática.

É preciso passar a conhecer o custo do fornecimento de eletricidade no meio rural via cabo (rede elétrica de distribuição), e compará-lo com as alternativas de geração distribuída, de geração local.

Este estudo dará um passo inicial neste sentido, pois irá comparar os custos de fornecimento, destacando o custo de uso da rede, com a geração distribuída, no caso a Geração Fotovoltaica – GFV.

Também será estudado o mercado e comportamento dessas redes de forma a avaliar qualitativamente o impacto da inserção da geração distribuída, em especial a GFV, tanto nas perdas técnicas, quanto na operação e expansão dessas redes com grande presença de irrigação.

2. Legislação

A Resolução Normativa 414 define, em sua Seção VI, a classe Rural, a Irrigação e a Aquicultura e os descontos aplicáveis a estes usuários (ANEEL, 2010).

Da Classe Rural e das Atividades de Irrigação e Aquicultura

(Incluído pela REN ANEEL 800, de 19.12.2017)

Art. 53-J Na classe rural, com fundamento na Lei nº 10.438, de 2002, no Decreto nº 62.724, de 1968 e no Decreto nº 7.891, de 2013, enquadram-se as unidades consumidoras que desenvolvam as atividades dispostas nas seguintes subclasses:

- I. agropecuária rural: localizada na área rural, onde seja desenvolvida atividade relativa à agropecuária, classificada nos grupos 01.1 a 01.6 da CNAE, inclusive o beneficiamento ou a conservação dos produtos agrícolas oriundos da mesma propriedade e o fornecimento para:
 - a) instalações elétricas de poços de captação de água, para atender finalidades de que trata este inciso, desde que não haja comercialização da água; e*
 - b) serviço de bombeamento de água destinada à atividade de irrigação.**
- II. agropecuária urbana: localizada na área urbana, onde sejam desenvolvidas as atividades do inciso I, observados os seguintes requisitos:
 - a) a carga instalada na unidade consumidora deve ser predominantemente destinada à atividade agropecuária, exceto para os casos de agricultura de subsistência; e*
 - b) o titular da unidade consumidora deve possuir registro de produtor rural expedido por órgão público ou outro documento hábil que comprove o exercício da atividade agropecuária.**
- III. residencial rural: localizada na área rural, com fim residencial, utilizada por trabalhador rural ou aposentado nesta condição;*
- IV. cooperativa de eletrificação rural: localizada em área rural, que detenha a propriedade e opere instalações de energia elétrica de uso privativo de seus associados, cujas*

cargas se destinem ao desenvolvimento de atividade classificada como rural nos termos deste artigo, observada a legislação e os regulamentos aplicáveis;

- V. agroindustrial: indústrias de transformação ou beneficiamento de produtos advindos diretamente da agropecuária, mesmo que oriundos de outras propriedades, independentemente de sua localização, desde que a potência nominal total do transformador seja de até 112,5 kVA;*
- VI. serviço público de irrigação rural: localizado na área rural em que seja desenvolvida a atividade de irrigação e explorado por entidade pertencente ou vinculada à Administração Direta, Indireta ou Fundações de Direito Público da União, dos Estados, Distrito Federal ou dos Municípios;*
- VII. escola agrotécnica: estabelecimento de ensino direcionado à agropecuária, localizado na área rural, sem fins lucrativos e explorada por entidade pertencente ou vinculada à Administração Direta, Indireta ou Fundações de Direito Público da União, dos Estados, Distrito Federal ou dos Municípios.*
- VIII. aquicultura: independentemente de sua localização, onde seja desenvolvida atividade de cultivo de organismos cujo ciclo de vida em condições naturais se dá total ou parcialmente em meio aquático, disposta no grupo 03.2 da CNAE, sendo que o titular da unidade consumidora deve possuir registro de produtor rural expedido por órgão público, registro ou licença de aquicultor, exceto para aquicultura com fins de subsistência.*

Art. 53-K As unidades consumidoras classificadas na classe rural têm direito ao benefício de redução da tarifa aplicável nos percentuais das tabelas a seguir: (Incluído pela REN ANEEL 868, de 17.12.2019)

a) Grupo A, subclasse cooperativa de eletrificação rural:

Redução na TUSD e TE (%)						Tarifas para Aplicação da Redução
Até 2018	2019	2020	2021	2022	A partir de 2023	Modalidades Tarifárias Azul e Verde
30	24	18	12	6	0	

b) Grupo A, demais subclasses:

Redução na TUSD e TE (%)						Tarifas para Aplicação da Redução
Até 2018	2019	2020	2021	2022	A partir de 2023	Modalidades Tarifárias Azul e Verde
10	8	6	4	2	0	

c) Grupo B, subclasse Serviço Público de Irrigação:

Redução na TUSD e TE (%)						Tarifas para Aplicação da Redução
Até 2018	2019	2020	2021	2022	A partir de 2023	B1 Subclasse Residencial
40	32	24	16	8	0	

d) Grupo B, demais subclasses:

Redução na TUSD e TE (%)						Tarifas para Aplicação da Redução
Até 2018	2019	2020	2021	2022	A partir de 2023	B1 Subclasse Residencial
30	24	18	12	6	0	

§ 1º Para as distribuidoras em que a redução na tarifa aplicável no processo tarifário de 2018 é diferente do disposto nas tabelas acima, devido a aplicação da transição prevista no Submódulo 7.3 dos Procedimentos de Regulação Tarifária, a redução deverá ser feita à razão de vinte por cento ao ano sobre os valores de 2018, até que a alíquota seja zero em 2023.

§ 2º A aplicação do novo percentual dos subsídios em cada ano deve ser feita a partir da homologação dos respectivos reajustes ou procedimentos ordinários de revisão tarifária de cada distribuidora, mantendo-se até esta data a aplicação do percentual do ano anterior. (NR)

Art. 53-L. As unidades consumidoras da classe rural também têm direito, conforme disposições da Portaria MINFRA nº 45, de 1992, da Lei nº 10.438, de 2002 e do Decreto nº 7.891, de 2013, ao benefício tarifário de redução nas tarifas aplicáveis ao consumo destinado às atividades de irrigação e de aquicultura desenvolvidas em um período diário contínuo de 8h30m (oito horas e trinta minutos), de acordo com os seguintes percentuais: (Incluído pela REN ANEEL 800, de 19.12.2017)

I. Nordeste e demais municípios da área de atuação da Superintendência de Desenvolvimento do Nordeste - SUDENE, conforme o art. 2º do Anexo I do Decreto nº 6.219, de 2007.

Grupo	TUSD R\$/kW	TUSD R\$/MWh	TE R\$/MWh	Tarifas para Aplicação da Redução
A	0%	90%	90%	Tarifas das Modalidades Tarifárias Azul e Verde
B	-	73%	73%	B1 (após aplicação do benefício da classe Rural)

II - Norte, Centro-Oeste e demais Municípios do Estado de Minas Gerais.

Grupo	TUSD R\$/kW	TUSD R\$/MWh	TE R\$/MWh	Tarifas para Aplicação da Redução
A	0%	80%	80%	Tarifas das Modalidades Tarifárias Azul e Verde
B	-	67%	67%	B1 (após aplicação do benefício da classe Rural)

III - demais Regiões:

Grupo	TUSD R\$/kW	TUSD R\$/MWh	TE R\$/MWh	Tarifas para Aplicação da Redução
A	0%	70%	70%	Tarifas das Modalidades Tarifárias Azul e Verde
B	-	60%	60%	B1 (após aplicação do benefício da classe Rural)

§ 1º Para as unidades consumidoras do grupo B os benefícios tarifários previstos neste artigo devem ser concedidos após a aplicação dos benefícios tarifários da classe rural, sendo vedada a aplicação cumulativa para o Grupo A.

§ 2º Faculta-se a distribuidora o estabelecimento de escala de horário para início, mediante acordo com o respectivo consumidor, garantido o horário de 21h30 min às 6h do dia seguinte.

§ 3º As distribuidoras poderão acordar a ampliação do desconto de que trata o caput deste artigo em até 40 (quarenta) horas semanais, no âmbito das políticas estaduais de incentivo à irrigação e à aquicultura, vedado o custeio desse desconto adicional por meio de repasse às tarifas de energia elétrica ou por meio de qualquer encargo incidente sobre as tarifas de energia elétrica.

§ 4º A ampliação das horas semanais de desconto tarifário não poderá comprometer a segurança do atendimento ao mercado de energia elétrica e a garantia física das usinas hidroelétricas.

§ 5º Para unidade consumidora classificada como cooperativa de eletrificação rural, o benefício tarifário incide sobre o somatório dos consumos de energia elétrica nas unidades dos cooperados, verificados no período estabelecido, cabendo à cooperativa fornecer os dados necessários para a distribuidora.

§ 6º O benefício tarifário de que trata este artigo depende da comprovação pelo consumidor da existência do licenciamento ambiental e da outorga do direito de uso de recursos hídricos, quando exigido em legislação federal, estadual, distrital ou municipal específica.

§ 7º Os benefícios tarifários previstos neste artigo aplicam-se exclusivamente para as seguintes cargas:

I - aquicultura: cargas específicas utilizadas no bombeamento para captação de água e dos tanques de criação, no berçário, na aeração e na iluminação nesses locais; e

II - irrigação: cargas específicas utilizadas no bombeamento para captação de água e adução, na injeção de fertilizantes na linha de irrigação, na aplicação da água no solo mediante o uso de técnicas específicas e na iluminação dos locais de instalação desses equipamentos.

Até o começo da vigência da [Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013](#), todos os descontos tarifários, exceto o concedido ao consumidor residencial baixa renda (Tarifa Social de Energia Elétrica – TSEE), eram arcados pelos próprios consumidores das concessionárias, configurando-se como um subsídio cruzado interno à área de concessão. As concessionárias tinham as suas tarifas majoradas para compensar os descontos concedidos apenas em sua própria área de concessão. Com isso o impacto tarifário dependia do tamanho dos mercados subsidiados e subsidiários.

A partir de 2013, com a inclusão dessa finalidade na CDE, todos os consumidores do SIN passaram a subvencionar os subsídios tarifários, independentemente do mercado subsidiado da sua área de concessão onde o consumidor está localizado. Além do consumidor residencial baixa renda, a subvenção da CDE é destinada a compensar as distribuidoras pela perda de receita decorrente da concessão de descontos tarifários aos seguintes usuários do serviço: gerador e consumidor de fonte incentivada; atividade de irrigação e aquicultura em horário especial; agente de distribuição com mercado próprio inferior a 500 GWh/ano; serviço público de água, esgoto e saneamento; classe rural; subclasse cooperativa de eletrificação rural e subclasse de serviço público de irrigação¹.

3. PRODEEM – Programa para Desenvolvimento de Energia nos Estados e Municípios

A preocupação com a o atendimento da zona rural com energia distribuída não é uma prerrogativa deste P&D, mas já foi do Ministério de Minas de Energia. Um dos exemplos é o PRODEEM - Programa para o Desenvolvimento de Energia nos Estados e Municípios.

O PRODEEM foi criado em 1994, pelo MME, com a finalidade de levar energia elétrica a áreas rurais não atendidas pela rede elétrica convencional, obtendo essa energia de fontes renováveis, especialmente de sistemas fotovoltaicos. Em 2005, foi incorporado ao Programa Luz para Todos.

Foi uma iniciativa do Departamento Nacional de Desenvolvimento Energético – DNDE do Ministério de Minas e Energia, com apoio do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), que era responsável pela parte técnica, e teve como objetivo contribuir para o desenvolvimento integrado de comunidades não atendidas pelos sistemas convencionais de suprimento de energia, utilizando fontes energéticas renováveis e descentralizadas, economicamente viáveis e ambientalmente saudáveis.

Em um dos informes do PRODEEM se encontra a seguinte convergência com o entendimento dos pesquisadores deste P&D:

¹ <https://www.ANEEL.gov.br/conta-subsidio-tarifario>

"O elevado custo de atendimento, implícito no modelo tradicional de extensão de rede elétricas, e os subsídios aos sistemas energéticos convencionais, que inibem o aproveitamento de fontes locais de energia, contribuem fortemente para a manutenção do cenário de carência".

Lê-se também:

"O modelo de crescimento econômico adotado no país nas últimas décadas priorizou a industrialização, estimulou o processo de urbanização e orientou o sistema energético nacional para a produção centralizada de grandes blocos de energia, incapaz de satisfazer as necessidades de grande parte da população, principalmente moradores de periferia de grandes cidades e das zonas rurais.

Por outro lado, os subsídios ao consumo de gasolina, álcool, diesel, gás liquefeito de petróleo e eletricidade nas regiões mais distantes, comunidades isoladas e zonas rurais inibiram o desenvolvimento de sistemas de produção e uso locais de energia que poderiam ser competitivos, a preços reais, com sistemas convencionais centralizados e que, adicionalmente, gerariam empregos locais, matenteriam a receita da produção e da comercialização da energia na própria região e poderiam suportar um processo de desenvolvimento regional auto-sustentado."

Os sistemas energéticos implementados pelo PRODEEM incluíam a utilização de painéis fotovoltaicos, aerogeradores, pequenas centrais hidrelétricas, combustíveis derivados de biomassa.

A ação do PRODEEM era direcionada para implementação dos seguintes programas:

- ✓ Desenvolvimento Social: instalação de microssistemas de produção de energia em comunidades carentes e não servidas pela rede elétrica, apoiando de forma permanente o atendimento de demandas sociais básicas: água potável, produção de alimentos, educação, saúde, saneamento, etc.
- ✓ Desenvolvimento Econômico: aproveitamento de fontes de energia renováveis descentralizadas para atendimento de demandas ligadas à atividade produtiva e que favoreçam a elevação da renda, a geração de empregos e a agregação de valor ao produto rural.
- ✓ Complementação da Oferta de Energia: produção complementar de energia via fontes renováveis descentralizadas, destinadas a todos os consumidores, contemplando inclusive reforço nas redes existentes.
- ✓ Base Tecnológica e Industrial: promoção do desenvolvimento de tecnologias relacionadas com sistemas não convencionais de energia e capacitação de recursos humanos para sua instalação, operação e manutenção.

Só o Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios (PRODEEM), foi responsável por um quarto da capacidade instalada no período de junho de 1996 a dezembro de 2001, onde

foram instalados 5,2 MW. Foram instalados sistemas de geração de energia e sistemas de bombeamento de água (Galdino, et al., 2002).

Segundo relatório do Cigré Brasil, o PRODEEM foi considerado um dos maiores programas de eletrificação rural utilizando sistemas fotovoltaicos nos países em desenvolvimento, instalou aproximadamente 9 mil sistemas fotovoltaicos de geração de energia e bombeamento de água. Os sistemas foram instalados de junho de 1996 a dezembro de 2001 e implantados em todos os 26 estados brasileiros, especialmente nas regiões Nordeste (semiárido) e Norte (Amazônia). Foram instalados três tipos de sistemas fotovoltaicos autônomos:

- a. Sistemas fotovoltaicos de geração de energia elétrica;
- b. Sistemas fotovoltaicos de bombeamento de água;
- c. Sistemas fotovoltaicos de iluminação pública.

Todos atendendo às necessidades comunitárias, em escolas, postos de saúde e centros comunitários (Galdino, et al., 2002).

Por mais expressivos que sejam os números do PRODEEM, o programa foi suspenso em 2002 pelo Tribunal de Contas da União (TCU), dado o elevado número de irregularidades encontradas, destacando-se falhas de gestão e centralização das atividades. O PRODEEM acabou sendo incorporado ao Programa Luz para Todos (Gama, et al., 2013).

A quantidade de sistemas fotovoltaicos instalados durante o PRODEEM justificaria um estímulo ao desenvolvimento de indústrias nacionais desses equipamentos. No entanto, a opção na época foi a realização de licitações internacionais para a aquisição de kits fotovoltaicos dessa forma, os equipamentos utilizados foram importados não havendo qualquer tipo de incentivo à indústria brasileira (Varella, et al., 2011).

Outra opção foi a de se fazer parcerias. A experiência foi realizada entre o National Renewable Energy Laboratory (NREL) dos EUA e o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL). Nos anos 1990, essa parceria instalou cerca de 1.200 sistemas fotovoltaicos doados pelo governo dos EUA. Segundo Ribeiro (2002) um teste realizado em uma amostra de 180 sistemas mostrou que 35% estavam inoperantes, muitos em função da ausência de suporte técnico de manutenção. Até 2004 não existia nenhuma legislação no Brasil que regulamentasse a instalação de sistemas fotovoltaicos autônomos para geração de energia elétrica, uma necessidade premente haja vista o elevado número de não conformidades e falhas encontradas nos sistemas do PRODEEM, o que culminou em sua suspensão.

Assim, foi lançada a Resolução Normativa nº 83/2004, regulamentada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que estabelece os procedimentos e as condições de fornecimento por intermédio dos Sistemas Individuais de Geração de Energia Elétrica através de Fontes Intermitentes (SIGFI's), posteriormente substituída pela Resolução Normativa nº 493/2012 (ANEEL, 2012). As SIGFI's são sistemas utilizados como opção para a universalização dos serviços de energia elétrica

no meio rural (Galdino, et al., 2014). Para a unidade consumidora ser considerada como atendida dentro das metas de universalização da concessionária, os sistemas individuais instalados devem cumprir os procedimentos e condições estabelecidos nessa resolução.

Com o fim do programa, com a finalidade de selecionar interessados em receber doação, os bens remanescentes do Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios (PRODEEM), foram alienados, bens como módulos fotovoltaicos, inversores e controladores de carga, reprovados para o uso no Programa Luz para Todos (LpT) por serem considerados antieconômicos, mas aptos para outras finalidades.

4. Os Custos de Uso da Rede até a área rural

Os Custos Marginais de Uso da Rede de Distribuição para atendimento de consumidores de baixa tensão da Cemig D está em torno 200 R\$/MWh, porém no residencial urbano e Serviço Público é aproximadamente 110 R\$/MWh, no subgrupo B3 é aproximadamente 130 R\$/MWh e no rural passa para 700 R\$/MWh.

Tabela 1

Classe	Faixa	Faixa	Custo Marginal R\$/MWh 2018			
			Ponta	Intermediário	Fora de Ponta	Médio
RESIDENCIAL	Faixa 1	< 100 kWh	464,95	231,38	19,40	102,18
RESIDENCIAL	Faixa 2	101 a 220 kWh	577,64	262,81	23,18	116,90
RESIDENCIAL	Faixa 3	221 a 350 kWh	526,17	271,50	22,73	104,52
RESIDENCIAL	Faixa 4	351 a 500 kWh	529,37	268,36	27,25	108,04
RESIDENCIAL	Faixa 5	501 a 1000 kWh	538,88	266,32	34,69	105,73
RESIDENCIAL	Faixa 6	> 1000 kWh	568,56	264,29	41,88	109,96
RESIDENCIAL			537,22	257,21	23,33	110,39
COMERCIAL	Faixa 1	< 500 kWh	617,27	276,49	54,15	149,87
COMERCIAL	Faixa 2	501 a 2000 kWh	575,62	264,33	53,45	129,37
COMERCIAL	Faixa 3	2001 a 5000 kW	572,90	262,36	50,25	122,77
COMERCIAL	Faixa 4	> 5000 kWh	573,23	265,83	55,58	124,65
COMERCIAL			586,01	267,43	53,40	131,61
INDUSTRIAL	Faixa 1	< 1000 kWh	403,98	214,70	91,46	132,99
INDUSTRIAL	Faixa 2	1001 a 3000 kWh	462,74	237,54	89,46	136,74
INDUSTRIAL	Faixa 3	3001 a 7000 kW	488,13	220,94	92,02	140,54
INDUSTRIAL	Faixa 4	> 7000 kWh	522,80	248,97	69,18	124,95
INDUSTRIAL			461,69	228,26	86,72	134,23
SERVIÇO PÚBLICO	Faixa 1	< 2000 kWh	539,63	246,44	60,52	115,97
SERVIÇO PÚBLICO	Faixa 2	2001 a 5000 kWh	603,54	280,68	43,91	113,19
SERVIÇO PÚBLICO	Faixa 3	5001 a 10000 kW	566,87	265,60	44,98	112,82
SERVIÇO PÚBLICO	Faixa 4	> 10000 kWh	623,91	291,08	40,38	108,38
SERVIÇO PÚBLICO			590,22	274,65	45,86	111,94
RURAL	Faixa 1	< 300 kWh	3.586,60	3.827,02	385,04	1.106,10
RURAL	Faixa 2	301 a 1000 kWh	2.839,57	2.553,25	234,06	707,30
RURAL	Faixa 3	1001 a 5000 kW	2.896,07	2.502,28	184,68	583,15
RURAL	Faixa 4	> 5000 kWh	3.017,87	2.466,80	168,63	540,12
RURAL			3.143,87	2.930,93	249,54	758,66
BT TOTAL			855,59	579,18	63,72	201,58

A tabela 1 apresenta os custos marginais de uso da rede de distribuição pelos clientes de baixa tensão, calculados na última revisão tarifária da Cemig D.

Observa-se que o custo de Ponta dos clientes rurais é quase 6 vezes o custo de Ponta dos clientes residenciais, e os custos dos postos tarifários Intermediário e Fora de Ponta dos clientes rurais são aproximadamente 11 vezes os custos do Intermediário e Fora de Ponta dos residenciais. Na média os custos do rural são quase 7 vezes o custo do residencial.

A tabela 2 a seguir apresenta os custos marginais ajustados em nível para igualar a receita marginal à receita obtida com TUSD Fio B da REN Nº 2.707, de 25 de junho de 2020, igual a 192,37 R\$/MWh, para se ter uma referência de TUSD Fio B sem subsídio para a classe rural. Na média, a TUSD Fio B de referência do Rural deveria ser 717 R\$/MWh.

Tabela 2

Classe	Faixa	Faixa	Custo Marginal Ajustado Receita Requerida Fio R\$/MWh 2020			
			Ponta	Intermediário	Fora de Ponta	Médio
RESIDENCIAL	Faixa 1	< 100 kWh	439,63	218,78	18,34	96,61
RESIDENCIAL	Faixa 2	101 a 220 kWh	546,18	248,50	21,92	110,53
RESIDENCIAL	Faixa 3	221 a 350 kWh	497,51	256,71	21,49	98,83
RESIDENCIAL	Faixa 4	351 a 500 kWh	500,54	253,74	25,77	102,15
RESIDENCIAL	Faixa 5	501 a 1000 kWh	509,53	251,81	32,80	99,97
RESIDENCIAL	Faixa 6	> 1000 kWh	537,59	249,89	39,60	103,97
RESIDENCIAL			507,96	243,20	22,06	104,38
COMERCIAL	Faixa 1	< 500 kWh	583,65	261,43	51,20	141,71
COMERCIAL	Faixa 2	501 a 2000 kWh	544,27	249,93	50,54	122,32
COMERCIAL	Faixa 3	2001 a 5000 kW	541,70	248,07	47,51	116,08
COMERCIAL	Faixa 4	> 5000 kWh	542,01	251,35	52,55	117,86
COMERCIAL			554,09	252,86	50,50	124,44
INDUSTRIAL	Faixa 1	< 1000 kWh	381,98	203,01	86,48	125,74
INDUSTRIAL	Faixa 2	1001 a 3000 kWh	437,54	224,60	84,59	129,29
INDUSTRIAL	Faixa 3	3001 a 7000 kW	461,54	208,91	87,01	132,89
INDUSTRIAL	Faixa 4	> 7000 kWh	494,32	235,41	65,41	118,14
INDUSTRIAL			436,55	215,83	82,00	126,92
SERVIÇO PUBLICO	Faixa 1	< 2000 kWh	510,24	233,02	57,22	109,66
SERVIÇO PUBLICO	Faixa 2	2001 a 5000 kWh	570,67	265,39	41,52	107,02
SERVIÇO PUBLICO	Faixa 3	5001 a 10000 kW	535,99	251,13	42,53	106,68
SERVIÇO PUBLICO	Faixa 4	> 10000 kWh	589,93	275,23	38,18	102,47
SERVIÇO PUBLICO			558,07	259,69	43,36	105,84
RURAL	Faixa 1	< 300 kWh	3.391,25	3.618,57	364,07	1.045,86
RURAL	Faixa 2	301 a 1000 kWh	2.684,91	2.414,18	221,31	668,78
RURAL	Faixa 3	1001 a 5000 kW	2.738,33	2.365,99	174,62	551,39
RURAL	Faixa 4	> 5000 kWh	2.853,49	2.332,44	159,45	510,70
RURAL			2.972,63	2.771,29	235,95	717,34
BT TOTAL			816,10	551,24	58,49	192,37

A tabela 3 a seguir apresenta as tarifas finais de referência do subgrupo B2 adicionando-se à TUSD Fio B de Referência as componentes TUSD Fio A, TUSD Perdas, TUSD Encargos e a Tarifa de Energia - TE.

Por simplificação, adicionou-se à tarifa de fornecimento de referência do rural a atual TUSD Perdas, mas a rigor a TUSD Perdas de referência para a classe rural é bem maior, pois as perdas na rede rural são bem superiores às perdas na rede urbana.

Mesmo com esta simplificação, observa-se que a tarifa final, ou de fornecimento, de referência do rural é mais que o dobro da tarifa do residencial: são mais de 1.100,00 R\$/MWh contra pouco mais de 500 R\$/MWh.

Destaca-se que a referência de 1.100 R\$/MWh é para a média do custo de fornecimento de energia elétrica da área rural, porém, dependendo do alimentador, ou localidade, mais distante dos centros

de geração, os custos serão ainda maiores (existem alimentadores na Cemig D com mais de 1.000 km de extensão).

Tabela 3

Classe	Faixa	Faixa	Tarifa final de Fornecimento de Referência - R\$/MWh 2020			
			Ponta	Intermediário	Fora de Ponta	Médio
RESIDENCIAL	Faixa 1	< 100 kWh	924,13	660,27	416,81	511,24
RESIDENCIAL	Faixa 2	101 a 220 kWh	1.030,69	689,99	420,39	524,01
RESIDENCIAL	Faixa 3	221 a 350 kWh	982,02	698,20	419,96	511,32
RESIDENCIAL	Faixa 4	351 a 500 kWh	985,05	695,23	424,24	514,59
RESIDENCIAL	Faixa 5	501 a 1000 kWh	994,04	693,30	431,27	510,83
RESIDENCIAL	Faixa 6	> 1000 kWh	1.022,10	691,39	438,07	514,01
RESIDENCIAL			992,47	684,69	420,53	517,72
COMERCIAL	Faixa 1	< 500 kWh	1.075,71	707,45	451,18	558,16
COMERCIAL	Faixa 2	501 a 2000 kWh	1.036,32	695,95	450,52	536,37
COMERCIAL	Faixa 3	2001 a 5000 kW	1.033,75	694,09	447,49	529,45
COMERCIAL	Faixa 4	> 5000 kWh	1.034,06	697,37	452,53	530,74
COMERCIAL			1.046,15	698,88	450,48	538,63
INDUSTRIAL	Faixa 1	< 1000 kWh	874,03	649,02	486,46	538,76
INDUSTRIAL	Faixa 2	1001 a 3000 kWh	929,59	670,62	484,57	541,65
INDUSTRIAL	Faixa 3	3001 a 7000 kW	953,60	654,92	486,99	545,34
INDUSTRIAL	Faixa 4	> 7000 kWh	986,38	681,43	465,39	530,11
INDUSTRIAL			928,60	661,85	481,98	539,42
SERVIÇO PÚBLICO	Faixa 1	< 2000 kWh	1.002,29	679,04	457,20	520,93
SERVIÇO PÚBLICO	Faixa 2	2001 a 5000 kWh	1.062,72	711,41	441,50	518,82
SERVIÇO PÚBLICO	Faixa 3	5001 a 10000 kW	1.028,05	697,15	442,51	519,10
SERVIÇO PÚBLICO	Faixa 4	> 10000 kWh	1.081,98	721,24	438,16	513,59
SERVIÇO PÚBLICO			1.050,13	705,71	443,34	517,45
RURAL	Faixa 1	< 300 kWh	3.885,19	4.065,72	764,43	1.463,23
RURAL	Faixa 2	301 a 1000 kWh	3.178,85	2.861,33	621,67	1.083,49
RURAL	Faixa 3	1001 a 5000 kW	3.232,27	2.813,14	574,98	963,46
RURAL	Faixa 4	> 5000 kWh	3.347,44	2.779,59	559,80	921,60
RURAL			3.466,57	3.218,44	636,30	1.131,46
BT TOTAL			1.290,41	984,97	452,38	597,30

A TUSD de Referência do Subgrupo B2, varia de 1463 R\$/MWh para a faixa de consumo inferior a 300 kWh até 922 R\$/MWh para a faixa de consumo superior a 5.000 kWh.

Assim, há que se comparar esses custos ou a tarifa de fornecimento de referência dos clientes rurais, com os custos da geração distribuída. Observa-se ainda, que não estão incluídos o ICMS e PIS/COFINS nessas tarifas.

Por outro lado, a tabela 4 a seguir mostra os custos da energia solar anualizado aberto nas mesmas classes e faixas de consumo. Foi definida uma capacidade para gerar exatamente o necessário para atender o consumo médio mensal do mercado de cada faixa de consumo.

Tabela 4

Classe	Faixa	Descrição Faixa	Consumo Médio	Custo em R\$/MWh
				LCOE
RESIDENCIAL	FX1	< 100 kWh	53,32	875,62
RESIDENCIAL	FX2	101 a 220 kWh	142,67	611,22
RESIDENCIAL	FX3	221 a 350 kWh	260,00	524,45
RESIDENCIAL	FX4	351 a 500 kWh	390,00	473,51
RESIDENCIAL	FX5	501 a 1000 kWh	617,98	415,68
RESIDENCIAL	FX6	> 1000 kWh	1.650,13	350,59
RESIDENCIAL	TOTAL		116,68	636,52
COMERCIAL	FX1	< 500 kWh	123,90	679,45
COMERCIAL	FX2	501 a 2000 kWh	915,28	384,34
COMERCIAL	FX3	2001 a 5000 kW	2.884,76	295,50
COMERCIAL	FX4	> 5000 kWh	8.798,40	244,28
COMERCIAL	TOTAL		428,46	400,97
INDUSTRIAL	FX1	< 1000 kWh	225,68	588,25
INDUSTRIAL	FX2	1001 a 3000 kWh	1.653,97	333,43
INDUSTRIAL	FX3	3001 a 7000 kW	4.261,64	271,48
INDUSTRIAL	FX4	> 7000 kWh	10.442,57	233,75
INDUSTRIAL	TOTAL		633,00	377,01
SERVIÇO PÚBLICO	FX1	< 2000 kWh	465,06	486,78
SERVIÇO PÚBLICO	FX2	2001 a 5000 kWh	3.021,41	300,87
SERVIÇO PÚBLICO	FX3	5001 a 10000 kW	6.759,36	254,11
SERVIÇO PÚBLICO	FX4	> 10000 kWh	15.921,85	219,24
SERVIÇO PÚBLICO	TOTAL		1.942,64	294,49
RURAL	FX1	< 300 kWh	95,31	724,99
RURAL	FX2	501 a 1000 kWh	503,85	448,00
RURAL	FX3	1001 a 5000 kW	1.842,65	324,25
RURAL	FX4	> 5000 kWh	8.528,93	236,96
RURAL	TOTAL		270,82	458,05
BAIXA TENSÃO			166,76	539,59

Observa-se que o custo cai com o porte de consumo. Assim, na classe Rural o custo da GFV varia de 725 R\$/MWh para a faixa de consumo inferior a 300 kWh até 237 R\$/MWh para a faixa de consumo superior a 5.000 kWh.

Ou seja, custa para sociedade mais de 900 R\$/MWh levar energia para um consumidor rural com mais 5.000 kWh por rede elétrica, enquanto a geração local solar fotovoltaica custa 237 R\$/MWh. Mais uma vez observa-se que não se considerou os tributos, o que torna o fornecimento pela distribuidora extremamente mais caro.

Não há como fechar os olhos para isto. É necessário, que os governantes e legisladores definam políticas públicas de investimentos e de subsídios conhecendo os custos das diversas alternativas energéticas.

5. Mercado de Irrigantes e Aquicultores da CEMIG D

Os clientes irrigantes e aquicultores da CEMIG D consomem juntos cerca de 780 GWh anuais, o que representa aproximadamente 21% do consumo da classe Rural da empresa, que é de 3.700 GWh. A maior fatia deste mercado – 63% – é dos clientes de média tensão, enquanto os clientes de baixa tensão têm, também, uma participação importante – 35% – e os clientes do Subgrupo A2 têm um peso reduzido – 2,5%. Os aquicultores representam uma porção pequena deste mercado – 0,25% – com somente cerca de 2 GWh anuais.

Tabela 5

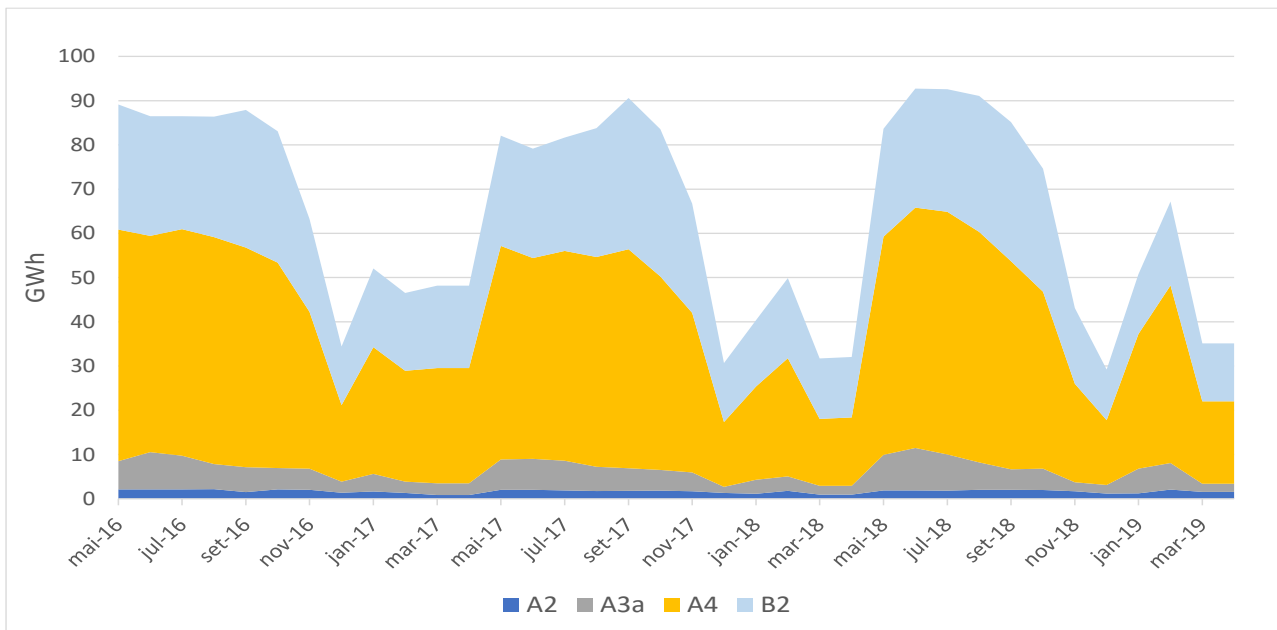
Mercado de Irrigação e Aquicultura da CEMIG D média dos anos 2016 a 2019				
Subgrupo	mai/2016 a abr/2017	mai/2017 a abr/2018	mai/2018 a abr/2019	Média Anual
A2	20.083	18.952	20.759	19.931
A3a	57.507	51.922	60.760	56.730
A4	458.668	411.000	442.509	437.392
B2	275.903	270.404	256.273	267.527
Total	812.160	752.278	780.300	781.580

Fonte: Memória de cálculo dos processos tarifários²

O mercado de irrigação apresenta uma variação sazonal importante em todos os níveis de tensão, com predominância do consumo ao longo dos meses mais secos, principalmente de maio a outubro.

² Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/resultado-dos-processos-tarifarios-de-distribuicao>

Figura 1: Mercado de Irrigantes e Aquicultores – CEMIG-D.



Fonte: Memória de cálculo dos processos tarifários³

6. Comportamento da Carga dos clientes Irrigantes e das redes rurais

Os clientes irrigantes têm algumas propriedades que os distinguem dos demais consumidores e que acarretam um comportamento de consumo característico, facilmente observável nas curvas de carga diárias.

Conforme apresentado na seção 2, nas unidades cadastradas como irrigantes para fins de desconto tarifário, só podem ser considerados os equipamentos exclusivos da atividade e iluminação, suficientes para operação desses equipamentos. Isto confere às curvas um aspecto de carga em patamares, com carga alta constante quando os equipamentos estão ligados e totalmente sem carga quando não estão funcionando. Alguma variação nos patamares ocorre em unidades com mais de uma bomba ou motor, quando parte dos equipamentos está em funcionamento, às vezes em intervalos intermitentes.

Outra particularidade destes clientes é ter uma carga maior no horário reservado estabelecido pela legislação. Existe alguma variação no início e término do horário reservado, que é combinado entre a distribuidora e os clientes de irrigação com o objetivo de atenuar na rede as rampas no acionamento e desligamento dos equipamentos. No entanto, como é obrigatória a concessão de desconto em um período diário contínuo de oito horas e meia, dentro do intervalo de 21h30 às 6h00, todos os clientes apresentam carga máxima dentro deste período.

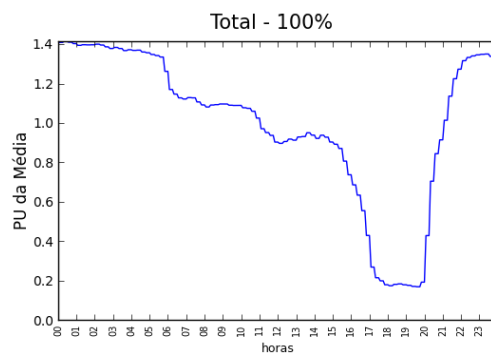
³ Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/resultado-dos-processos-tarifarios-de-distribuicao>

A curva de carga desses clientes é, portanto, fortemente influenciada pela regulação dos subsídios para a atividade, determinando o tipo de equipamento e o horário de sua utilização. Na prática são tarifas com sinalização horária às avessas.

6.1. Usuários Irrigantes de Média Tensão

A participação importante dos irrigantes no mercado rural de média tensão da CEMIG D tem reflexo no comportamento de sua carga. Observa-se na curva a seguir, que representa o conjunto dos consumidores rurais MT, como a carga de irrigação é significativa, e como as tarifas diferenciadas impõem também uma grande redução do consumo no horário de Ponta.

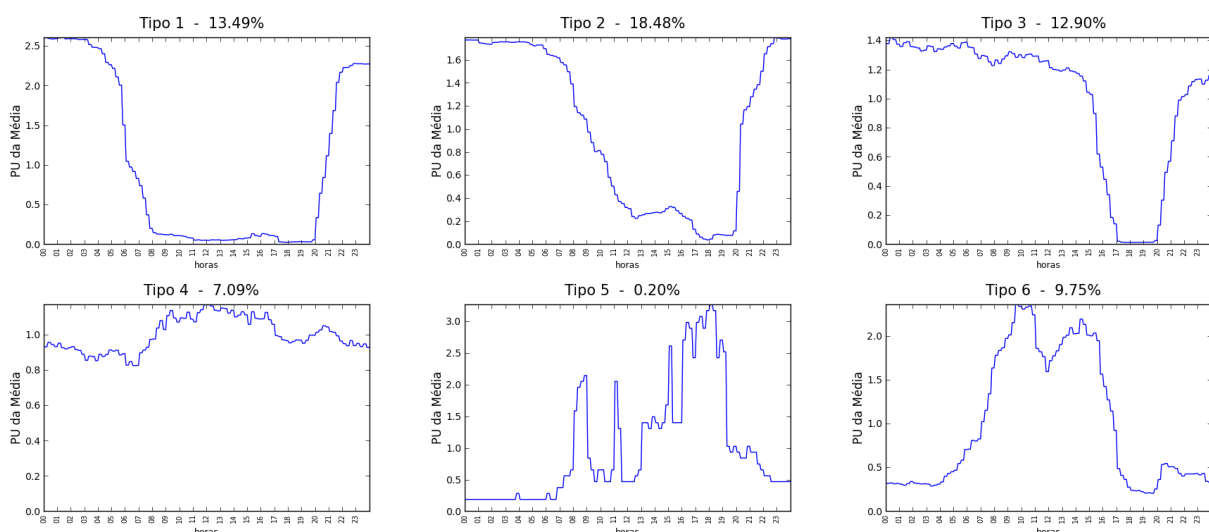
Figura 2: Curva de carga total do dia útil da Classe Rural de Média Tensão – CEMIG D.

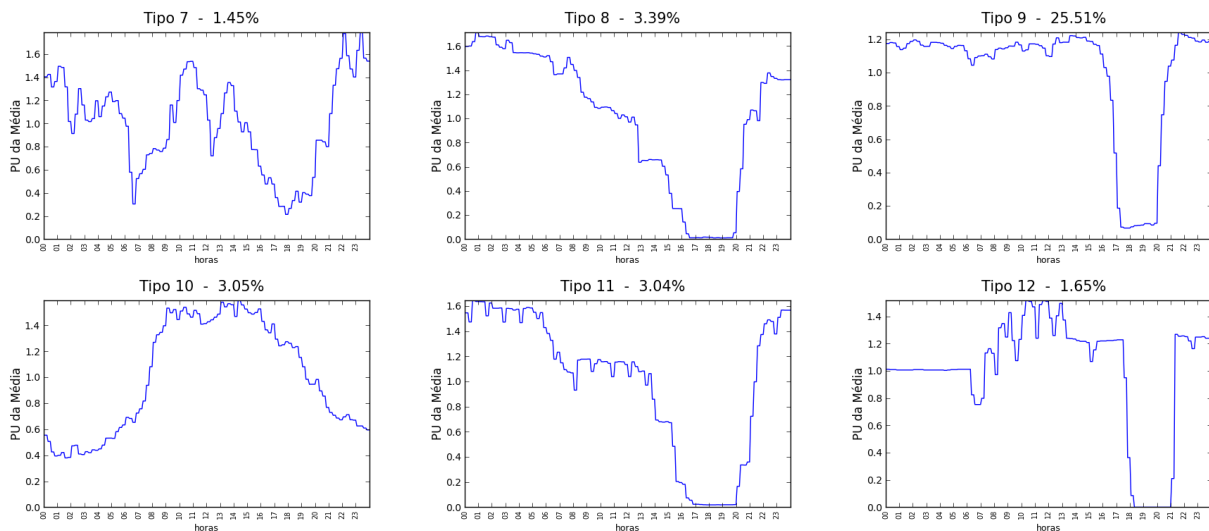


Fonte: (ESCHER, 2018).

A Figura 3 apresenta a tipologia dos clientes rurais de média tensão.

Figura 3: Tipos característicos da Classe Rural de Média Tensão – CEMIG D.

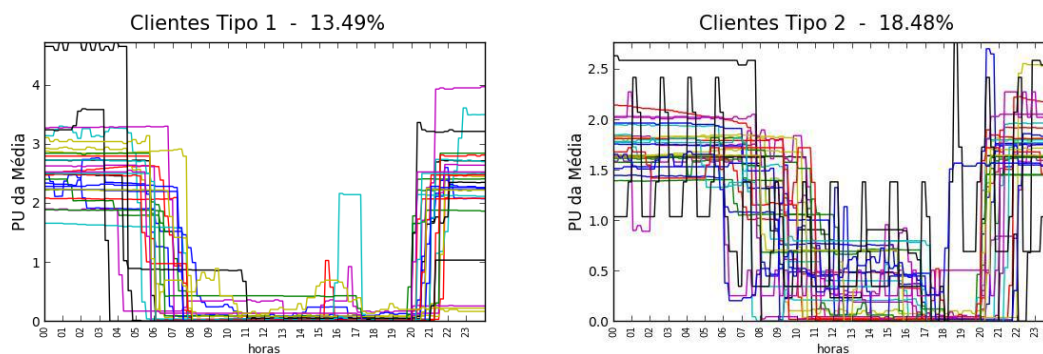


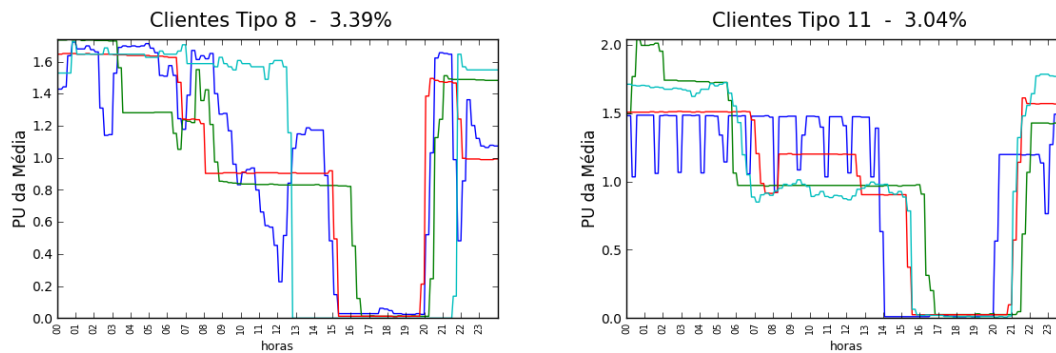


Entre estes tipos há vários com características da carga de irrigação/bombeamento. O Tipo 1 demonstra um comportamento mais específico dos clientes irrigantes, com carga à noite e de madrugada, quase exclusivamente no horário de tarifa reduzida. O Tipo 2, além da demanda no horário de tarifas reduzida, apresenta ainda alguma carga diurna, principalmente ao longo da manhã. Já os tipos 8 e 11 contêm clientes com carga em patamar intermediário ao longo do dia. Juntos, estes tipos representam 38% do mercado de média tensão rural, percentual próximo do total da fatia de mercado dos clientes irrigantes e aqüicultores no nível, que é de 40%. Assim, possivelmente há alguns clientes irrigantes nos tipos 8 e 11, ou até nos tipos 3, 9 e 12.

A composição dos tipos é mostrada na Figura 4, na qual se observa melhor as curvas de carga individuais em patamares, características da carga de bombeamento.

Figura 4: Composição dos tipos com irrigação e aqüicultura



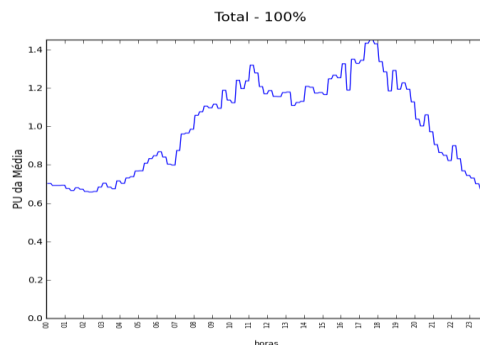


Fonte: (ESCHER, 2018).

6.2. Usuários Irrigantes de Baixa Tensão

Os clientes irrigantes representam aproximadamente 11% da energia da classe rural de baixa tensão da CEMIG D. Assim, a curva de carga total da classe - Figura 5 - não tem, como na média tensão, o formato característico das cargas de irrigação.

Figura 5: Classe Rural de Baixa Tensão – CEMIG D.



A Figura 6 mostra os tipos que tem comportamento de carga característicos de bombeamento, principalmente no horário noturno, que deve conter clientes irrigantes.

Figura 6: Tipos Característicos de Carga de Irrigação/bombeamento – CEMIG D.

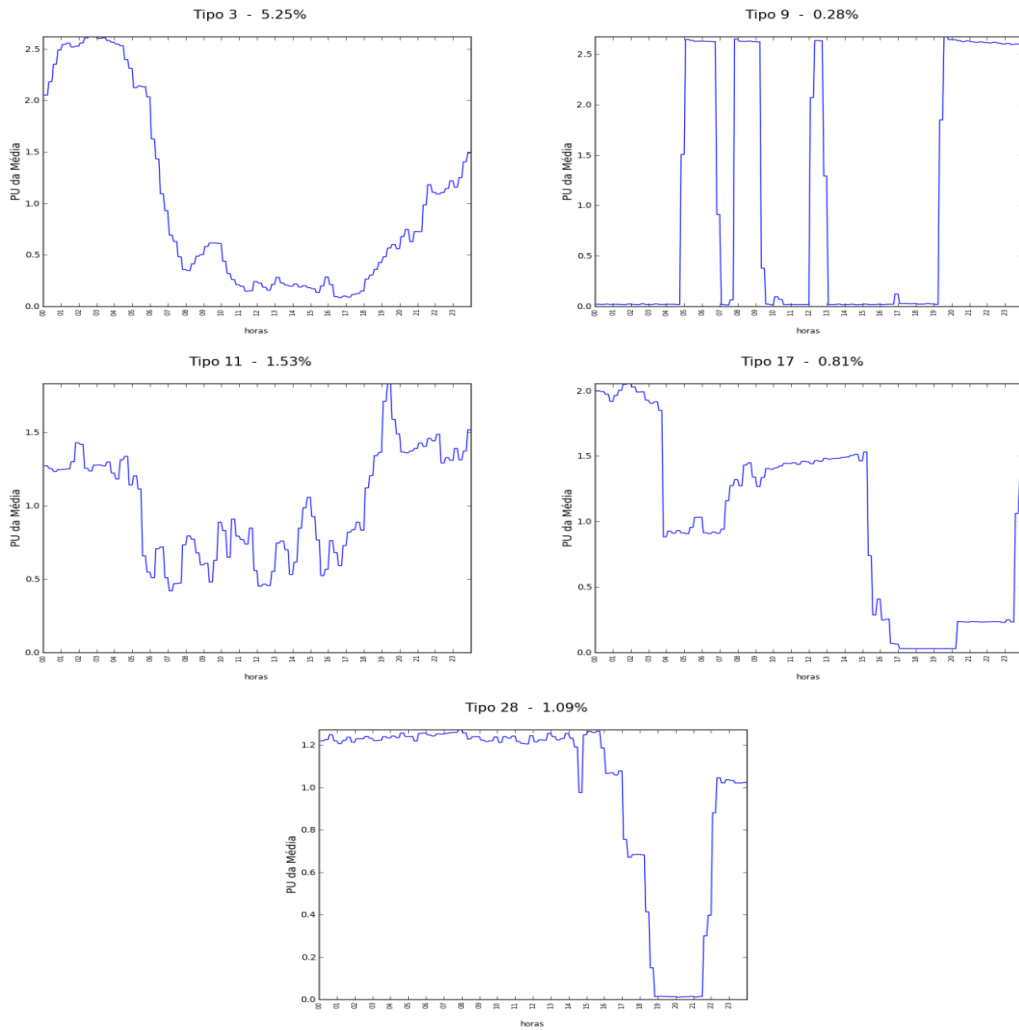
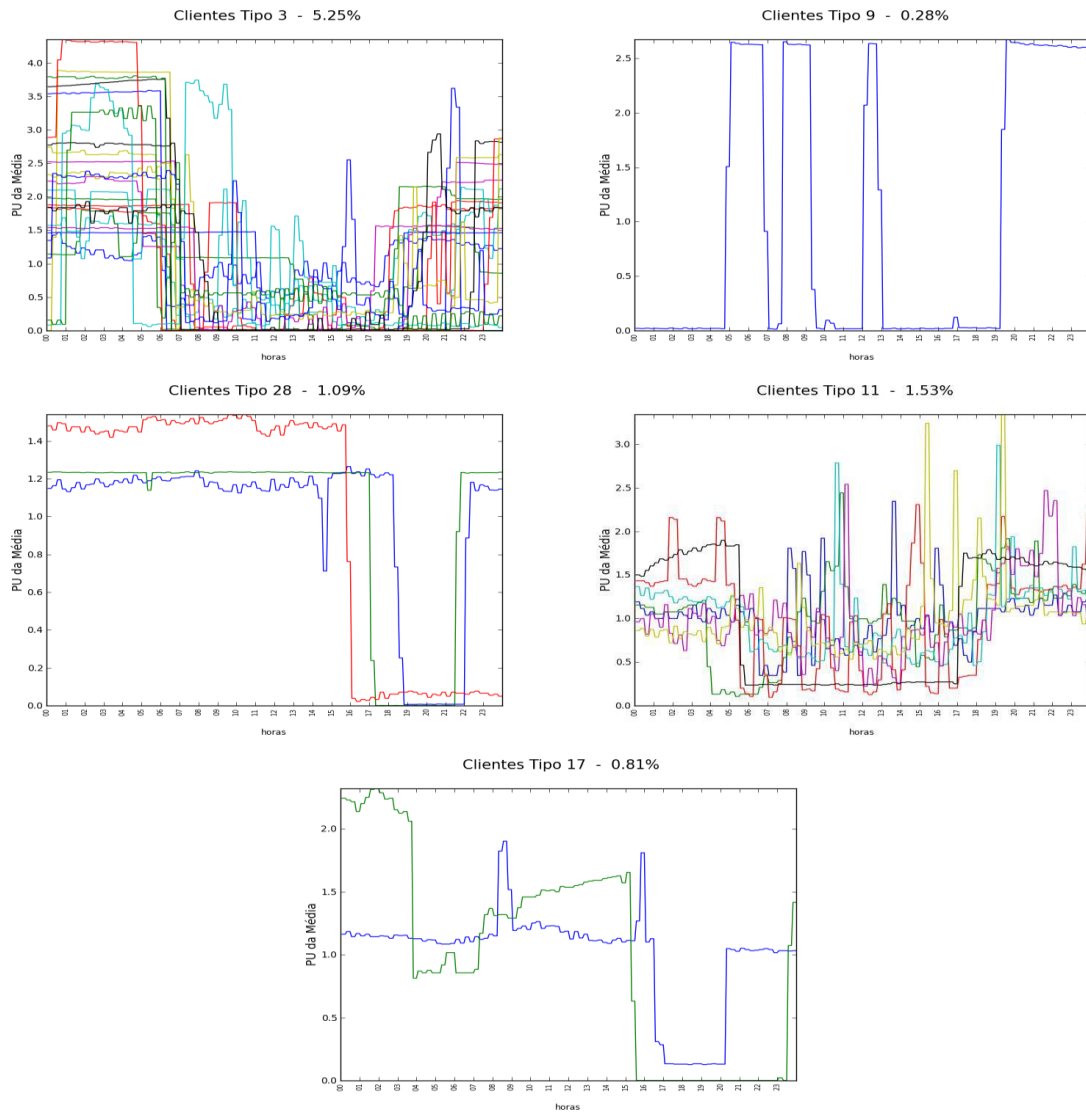


Figura 7: Composição dos Tipos BT com Carga de Irrigação - CEMIG D.

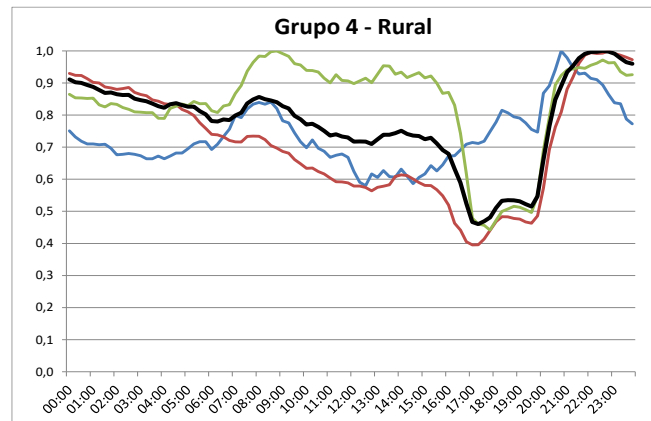


Fonte: (ESCHER, 2018).

6.3. Redes de Média Tensão

O comportamento dos clientes irrigantes tem forte reflexo nas redes de distribuição da CEMIG D. A Figura 8, mostra alguns tipos característicos de alimentadores com carga noturna maior, próprios do comportamento de clientes irrigantes. Estes perfis de carga representam 6% dos alimentadores da CEMIG D e 4% da energia que transita na rede de média tensão da empresa.

Figura 8: Tipos Característicos de Alimentadores da CEMIG D



Fonte: Relatório das etapas 8 e 9

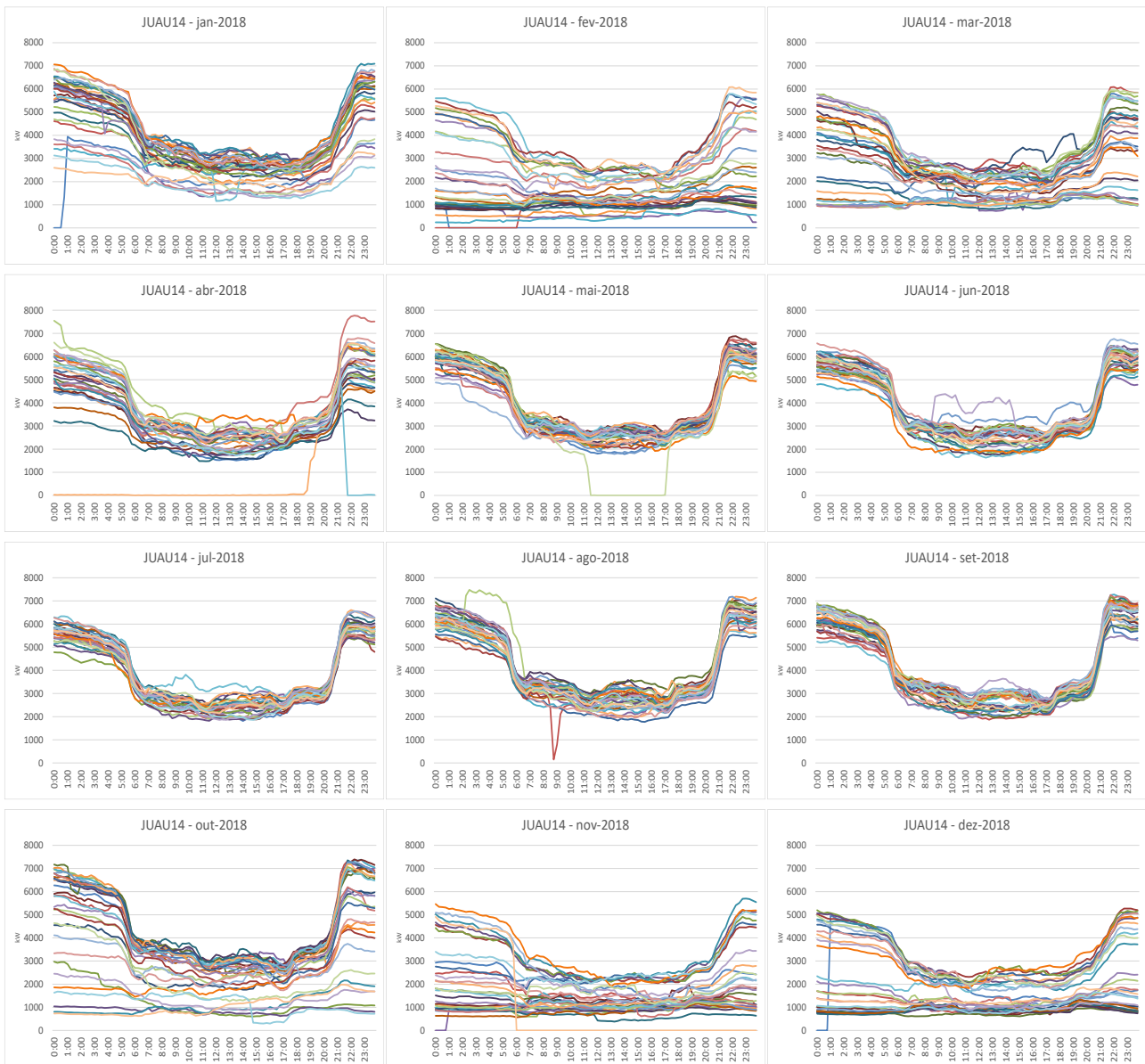
Um exemplo de um alimentador com carga alta de irrigação é o JUAU14, situado em Janaúba-MG, próximo ao projeto Gorutuba⁴ de irrigação.

As curvas diárias deste alimentador – Figura 9 – mostram de maneira muito nítida algumas das características dos clientes irrigantes:

- Primeiro: a sazonalidade da carga acompanha o que foi observado no início deste documento - Figura 1, com muitos dias com carga significativamente mais baixa nos meses mais chuvosos, de outubro a março.
- Segundo: o horário de maior carregamento, de 21h30 às 6h, coincide com o período de desconto especial estabelecido na legislação.
- Por fim, verificam-se grandes rampas de carga, tanto no início do dia (queda), quanto no início da noite (subida).

⁴ <http://www.dig.org.br/home>

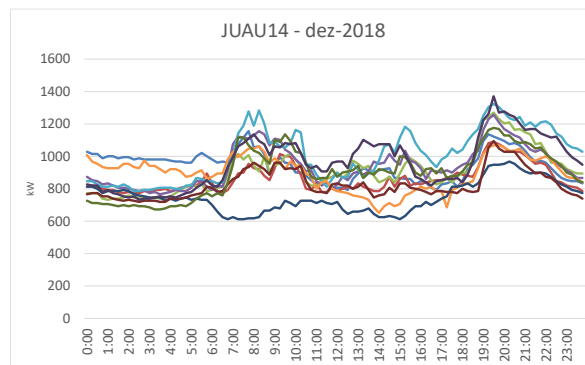
Figura 9: Curvas de Carga diárias do Alimentador JUAU14, Janaúba - MG



Fonte: CEMIG-D

A figura a seguir mostra os dias de dezembro deste alimentador nos quais não há carga de irrigação, com comportamento típico de usuários rurais, com carga maior pela manhã, oriunda principalmente de ordenha e outras atividades leiteiras, e no horário de Ponta – carga das residências rurais.

Figura 10 – Curva de Carga do Alimentador JUAU14 sem Irrigação



6.4. Redes de Alta Tensão

Até na rede A2 há indícios de linhas com presença preponderante de irrigação. Existem duas linhas de alta tensão, agrupadas no Tipo 8, com carga característica de irrigação, que representam pouco mais de 2% da energia que transita nos níveis de tensão A2.

Figura 11: Total Redes A2 da CEMIG-D

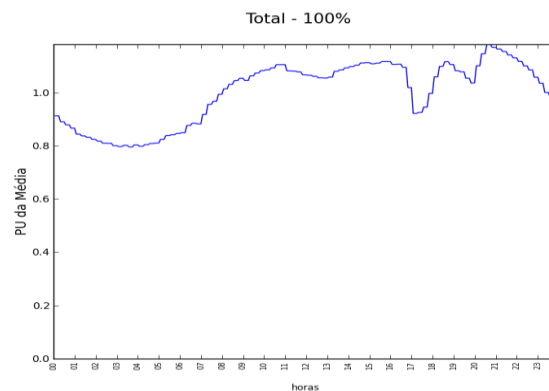
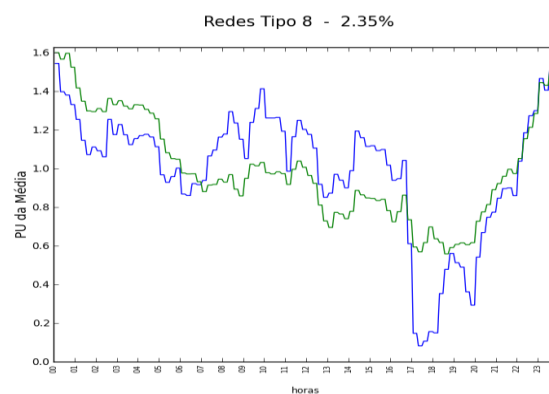


Figura 12: Tipo 8 das Injeções em A2 da CEMIG-D



7. Geração Distribuída na área Rural

Tendo clara a legislação atual, conhecendo os custos do fornecimento de energia elétrica via extensão de rede elétrica até a área rural, conhecendo os custos da geração fotovoltaica e o comportamento tanto dos usuários irrigantes, quanto da rede rural, o último passo é raciocinar sobre o que é melhor para a sociedade, que tipo de regulação implicaria menos custos ao país e maior satisfação à população, principalmente a rural.

Uma boa regulação deveria atender, pelo menos, aos seguintes objetivos:

- I. Promover o uso eficiente de recursos da sociedade.
- II. Equilíbrio entre os agentes, satisfação dos diversos e distintos usuários.
- III. Atender aos interesses sociais.

O aproveitamento eficiente dos recursos da sociedade é promovido dos dois lados: do lado da demanda e do lado da oferta.

- i. Do lado da demanda – consumidor – é necessário estimular a efficientização do consumo na irrigação, principalmente no bombeamento da água.
- ii. Do lado da oferta – distribuidora – é necessário operar e expandir ao menor custo.
- iii. Do lado da oferta – outros fornecedores – é necessário que os consumidores optem pelo fornecedor de menor custo para a sociedade.

7.1. Uso Eficiente dos Recursos da Sociedade

7.1.1.O lado da Demanda – Consumidor

Do ponto de vista da eficiência energética, é muito conhecida a excelente atuação do Procel na classificação de eficiência de equipamentos elétricos com o selo Procel. Existe o selo para bombas elétricas e a publicação periódica de tabelas de eficiência de equipamentos, dando atenção à eficiência de motobombas, (CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS, FUPAI/EFFICIENTIA, 2005), assim como à eficiência dos sistemas de irrigação. Essa é uma importante ferramenta que o país utiliza há muitos anos, com bons resultados.

No entanto, os altíssimos subsídios concedidos para a irrigação rural traz junto uma grande ineficiência, à medida que não estimula o consumidor irrigante a comprar a melhor e mais eficiente opção de sistema de bombeamento, como também não estimula a manutenção do sistema para que opere nas melhores condições possíveis e consumir o menos possível de energia, pois os custos, tanto de aquisição quanto de manutenção do sistema, podem ser maiores que o benefício de redução de fatura, tendo em vista o baixíssimo preço do fornecimento de energia elétrica.

O mercado rural deveria ser o mais eficiente de todos, pois o custo real desse fornecimento de energia elétrica via cabo, na área de concessão da CEMIG D, custa mais de 1.100 R\$/MWh, sem ICMS e PIS/COFINS. Ou seja, é muito caro, e deveria ser intensamente estimulado ao uso racional.

Ou seja, é necessário que esse desconto seja reduzido, pelo menos até se igualar aos custos das outras alternativas de energia mais baratas que o fornecimento via rede elétrica.

7.1.2.O lado da Oferta – Distribuidora

A distribuidora precisa ser estimulada a operar e expandir ao menor custo. E isto passa por três questões:

- a) Resultado da empresa ao atender mercado rural entre revisões.
- b) Comportamento das redes com muita carga irrigante, otimização do uso, e custos horários.
- c) Impacto da geração fotovoltaica nos custos dessas redes e nas perdas técnicas.

Questão a)

Os descontos concedidos aos irrigantes são recuperados via CDE, garantindo parcialmente o equilíbrio da distribuidora entre revisões. Porém, os altíssimos subsídios implícitos (diferença entre a tarifa da classe Residencial, ou da classe Rural sem desconto, 500 R\$/MWh, e o seu real custo – mais de 1.100 R\$/MWh), que são pagos pelos demais clientes da própria área de concessão, provoca um viés na expansão da rede pois, se esse mercado crescer mais que os subgrupos com tarifa plena, que são os subsidiários, a distribuidora incorrerá em prejuízo, pois a receita marginal não cobrirá o custo marginal (condição de parque adaptado). Por outro lado, se o mercado dos subsidiários crescer mais que o dos subsidiados, haverá uma adicional de receita. Logo existe um incentivo para se postergar o atendimento dos clientes com subsídios implícitos. Mais um motivo para esses descontos serem reduzidos, que é uma forma de diminuir esses incentivos perversos.

Outra medida é construir e homologar tarifas aderentes aos custos, de forma a aplicar descontos compatíveis com os reais subsídios, transformando-os, todos, em subsídios explícitos. Isto eliminaria o risco da distribuidora e deixariam totalmente transparentes os subsídios, dando conhecimento, principalmente aos legisladores, que não sabem normalmente o custo real para a sociedade, para que possam definir melhor as políticas públicas.

Todavia, há que se discutir à frente se o melhor para a sociedade é atender esse mercado com extensão de rede.

Questão b)

As figuras 8, 9 e 12 mostram o comportamento de redes com predominância de carga de irrigação. Está muito claro que essas redes não estão otimizadas. O carregamento máximo poderia ser bem mais baixo se a irrigação estivesse distribuída ao longo do dia.

A carga maior noturna dos irrigantes pode até ajudar a melhorar o carregamento da maioria das redes de 69 kV e A2, porém as redes de maior custo na cadeia do sistema é a rede de distribuição, principalmente quando a rede rural, de grandes extensões. Esta é, portanto, a primeira que deve ter seu uso otimizado.

Por estas e outras situações há no setor de distribuição uma há uma a necessidade premente de tarifas regionais, pelo menos com sinal horário regional que reflita o comportamento do subsistema, de forma a otimizar a rede local e não somente a rede de A2 e A3.

E o desconto dado ao irrigante, que é outra forma, muito eficaz, de sinalização horária também deveria ter horários distintos, compatíveis com o comportamento da carga regional. Os custos de uso da rede, desde os níveis de tensão A2 até esses tipos de alimentadores, teriam custos horários maiores no período noturno, exatamente nos momentos de tarifa reduzida, o que mostra a irracionalidade do sinal econômico. Essas redes podem ter alívio imediato, com postergação de investimento, ou seja, podendo atender crescimento de mercado sem novos investimentos, trazendo grande economia para a sociedade, com uma simples alteração na legislação. Infelizmente, este problema não se resolve no âmbito da ANEEL, pois está em Lei, mas precisa ser urgentemente alterado. A política de subsídios não é função da ANEEL, mas a forma de concessão de descontos tarifários é, e precisa ser. Este tipo de detalhamento não deve estar em lei, pois os sinais tarifários dependem dos custos e do comportamento da rede, que é dinâmico. É assunto para especialistas em regulação tarifária.

Outro problema do comportamento atual dessas redes são as grandes rampas de carga que dificultam e oneram a operação da rede.

Além disso, esse comportamento de carga, mal distribuído ao longo do dia, aumentando o carregamento máximo, impõe maiores perdas de energia nos alimentadores, que são os mais extensos do sistema de distribuição. Para se ter uma ideia, a CEMIG D possui 12 mil km de rede de A2 e 380 mil km de rede de média tensão rural. É geração, que tem um grande custo ambiental, sendo desperdiçada por mal uso da rede.

Questão c

A implantação de geração fotovoltaica – GFV nos alimentadores com carga prevaiente de irrigação, no atual sistema de compensação, enfrenta alguns graves problemas, se não forem alteradas as regras atuais.

A GFV conectada em alimentadores com carga predominantemente irrigante seria um grave problema para a operação. Iria criar rampas de fluxo na rede muito maiores que as existentes pois, no início do dia, o fluxo reverso da injeção se somaria à queda da carga positiva e, ao final do dia, ocorreria o efeito oposto.

Além disso, o aparecimento do grande fluxo reverso irá aumentar as perdas de energia nesse tipo de alimentadores. O Item 7.4 mostra a simulação de fluxo de potência do alimentador JUAU14, no

qual se comprova os efeitos complicadores da inserção da GFV nesses tipos de alimentadores, tornando clara a necessidade de se rever a legislação.

7.1.3.O lado da Oferta – Outros fornecedores

Para escolher uma outra alternativa de fornecimento de energia, é preciso que esta nova opção seja a mais vantajosa para o consumidor. O cliente irrigante não se interessa em colocar, por exemplo, um sistema de geração fotovoltaica que lhe custa em média 500 R\$/MWh, se ele paga apenas 128 R\$/MWh (Tarifa Verde – somente irrigação noturna) ou 164 R\$/MWh (tarifa subgrupo B2 com desconto de irrigação noturna), mais impostos, o que dá aproximadamente 210 R\$/MWh, que é menos da metade desse custo.

No entanto, o real custo do fornecimento de energia elétrica pela distribuidora na zona rural – mais de 1.100 R\$/MWh – é mais que o dobro do custo da GFV – 500 R\$/MWh.

A geração fotovoltaica, como qualquer outra geração distribuída, deveria ser prioritariamente utilizada no atendimento de áreas longe dos centros das grandes geradoras, no atendimento de áreas remotas, quando isto fosse viável.

A GFV não é uma opção para atender sozinha toda a área rural, pois não atende a carga noturna dos clientes. Nessas horas é preciso que a distribuidora esteja presente, ou que haja um sistema de baterias, ou que haja uma outra fonte local.

Mas é factível para o atendimento da carga de irrigação, pois esta pode se moldar à geração. Pode-se irrigar exatamente no momento da geração, com a vantagem que, nos dias chuvosos, quando a geração é mínima, obviamente não há necessidade de irrigação.

Assim, mais uma vez é preciso mudar a legislação, diminuir esses subsídios, e ajustar os preços dos energéticos para induzir o consumidor a escolher a alternativa de menor custo para a sociedade.

7.2. Equilíbrio entre os agentes, satisfação dos diversos e distintos usuários

Seguramente a legislação atual, com os grandes subsídios implícitos e mais os descontos concedidos aos clientes rurais, principalmente aos irrigantes e piscicultores, arcados pelos demais consumidores, não é do interesse da maioria.

As regras de aplicação dos descontos, ao invés de otimizarem de forma eficaz as redes, têm levado ao aumento do carregamento de boa parte dos alimentadores rurais, impondo mais custos a todos os clientes, impondo mais custos à sociedade.

Além disso, não é do interesse da distribuidora os grandes subsídios implícitos que aumentam o risco entre revisões.

Assim, é preciso mudar a legislação, reestabelecer o equilíbrio entre todos os agentes, trazer transparência aos custos e buscar atender o interesse maior que é o da sociedade.

7.3. Atender aos interesses sociais

É aceitável que haja necessidade de subsidiar os produtores rurais, em especial a produção agrícola do país, dando um desconto na energia para a irrigação. E isto é realmente um assunto para o Ministério do Desenvolvimento Regional, para os Ministérios da Agricultura e de Minas e Energia, e para os legisladores.

No entanto, esses subsídios não podem ser abusivos de forma a levar a um aumento dos custos da energia para toda a sociedade. Assim, é preciso que as políticas públicas estejam embasadas em estudos elaborados por especialistas, com predição das consequências de cada medida, principalmente que envolva subsídios.

Além disso, é preciso racionalidade e inteligência na aplicação dos descontos e adequação dos preços dos demais energéticos para que se alcance o objetivo maior de alocação eficiente dos recursos da sociedade. E este é um assunto da competência da ANEEL e do MME.

Caso contrário, não se estará de fato atendendo o interesse social, não se estará promovendo o bem estar social.

7.4. Inserção GFV em Alimentadores com predominância de Irrigação Noturna

Foi processado um conjunto de simulações de fluxo de potência do alimentador JUAU14, cuja carga é predominantemente de irrigação noturna. Dessas simulações extraiu-se as curvas de carga do dia útil, sábado e domingo simulados de cada transformador MT/BT, com suas respectivas curvas de perdas:

- Perdas no circuito BT + ramal
- Perdas no Ferro (núcleo) do Trafo
- Perdas no Cobre (enrolamento) do Trafo

Extraiu-se ainda as curvas de carga compostas dos alimentadores (*bottom up*), a partir das curvas dos clientes acrescidas das curvas de perdas na rede BT e das curvas de perdas na rede MT.

Foram executadas as seguintes simulações:

- Simulação 1A: 10% de Inserção e Insolação Máxima
- Simulação 1B: 10% de Inserção e Insolação Média
- Simulação 1C: 10% de Inserção e Insolação Mínima
- Simulação 2A: 20% de Inserção e Insolação Máxima

- Simulação 2B: 20% de Inserção e Insolação Média
- Simulação 2C: 20% de Inserção e Insolação Mínima
- Simulação 3A: 50% de Inserção e Insolação Máxima
- Simulação 3B: 50% de Inserção e Insolação Média
- Simulação 3C: 50% de Inserção e Insolação Mínima

Os resultados das simulações mostraram que neste tipo de alimentador há um aumento de perdas na maioria das simulações.

Tabela 6

Alimentador JUAU14					
Mercado		Consumo Caso Base		Consumidores	
		kWh	%	Unidades	%
Subgrupo/ Classe	Residencial	76.102	3%	910	30%
	Comercial	104.372	4%	165	5%
	Industrial	9.010	0%	12	0%
	Rural	2.053.150	85%	1.911	63%
	IP		0%		0%
	Cientes BT	2.242.635	93%	2.999	100%
	Cientes MT	162.887	7%	15	0%
	Total	2.405.522	100%	3.014	100%

Tabela 7

Alimentador JUAU14	
Extensão Rede BT - km	133
Extensão Rede MT - km	694
Extensão Total - km	827
Resistência Média circuitos BT Ohm/km	1,84

A energia transportada por este alimentador é majoritariamente rural irrigante, o que explica o comportamento de sua carga. A classe rural representa 85% do da energia consumida pelos seus 1.911 clientes. Há ainda 15 clientes de média tensão, que representam 7% do seu consumo deste alimentador.

É um alimentador muito extenso: 827 km, sendo 133 km de rede BT e 694 km de rede MT.

A tabela a seguir mostra mais alguns dados importantes deste alimentador.

O fluxo máximo apresentado é a soma das cargas máximas de cada transformador. Não é o fluxo máximo coincidente. Foi calculado assim para saber corretamente, em média, o nível de carregamento dos transformadores que definirá o montante de perdas. O resultado dessas cargas máximas na rede de média tensão, com certeza, será menor.

A média do carregamento máximo dos transformadores no Caso Base é de 23%.

Observa-se fluxo reverso em todas as simulações. O valor máximo do fluxo reverso cresce com o nível de inserção e de insolação, sendo que, na média dos transformadores, ultrapassa o carregamento máximo do fluxo direto na simulação S3A, chegando a 42%. Isto implica aumento dos custos de expansão deste tipo de alimentador com esse nível de inserção de microgeração.

Tabela 8

Simulações		Fluxo Trafos - kW						Carregamento Trafo						
		Máximo		Médio Diurno Positivo	Médio Diurno Negativo	Médio Noturno	Médio mensal nos dois sentidos	Capacidade kVA	Máximo Carga %	Máximo Injeção %	Médio Diurno Positivo %	Médio Diurno Negativo %	Médio Noturno %	Médio nos dois sentidos %
		Direto	Reverso											
Simulações	Caso Base	7.051		1.962		2.878	2.429	30.106	23,4%	0%	6,5%	0%	10%	8%
	S1A 10% Máximo	7.052	1.153	1.925	608	2.878	2.611	30.106	23,4%	4%	6,4%	2%	10%	9%
	S1B 10% Médio	7.026	680	1.923	343	2.878	2.488	30.106	23,3%	2%	6,4%	1%	10%	8%
	S1C 10% Mínimo	7.030	157	1.951	77	2.878	2.416	30.106	23,3%	1%	6,5%	0%	10%	8%
	S2A 20% Máximo	7.241	2.894	2.018	1.557	2.878	2.978	30.106	24,1%	10%	6,7%	5%	10%	10%
	S2B 20% Médio	7.107	1.571	1.988	833	2.878	2.638	30.106	23,6%	5%	6,6%	3%	10%	9%
	S2C 20% Mínimo	7.038	357	2.020	165	2.878	2.424	30.106	23,4%	1%	6,7%	1%	10%	8%
	S3A 50% Máximo	7.864	12.657	2.167	6.339	2.878	4.918	30.106	26,1%	42%	7,2%	21%	10%	16%
	S3B 50% Médio	7.302	5.571	2.039	2.824	2.878	3.302	30.106	24,3%	19%	6,8%	9%	10%	11%
	S3C 50% Mínimo	7.039	1.045	2.141	494	2.878	2.467	30.106	23,4%	3%	7,1%	2%	10%	8%
	S1	7.036	663	1.933	343	2.878	2.505	30.106	23,4%	2%	6,4%	1%	10%	8%
	S2	7.128	1.607	2.009	852	2.878	2.680	30.106	23,7%	5%	6,7%	3%	10%	9%
	S3	7.402	6.425	2.116	3.219	2.878	3.562	30.106	24,6%	21%	7,0%	11%	10%	12%
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	0%		-2%		0%	7%	0%	0,0%	4%	0%	2%	0%	1%
	1B 10% Médio	0%		-2%		0%	2%	0%	-0,1%	2%	0%	1%	0%	0%
	1C 10% Mínimo	0%		-1%		0%	-1%	0%	-0,1%	1%	0%	0%	0%	0%
	2A 20% Máximo	3%		3%		0%	23%	0%	0,6%	10%	0%	5%	0%	2%
	2B 20% Médio	1%		1%		0%	9%	0%	0,2%	5%	0%	3%	0%	1%
	2C 20% Mínimo	0%		3%		0%	0%	0%	0,0%	1%	0%	1%	0%	0%
	3A 50% Máximo	12%		10%		0%	102%	0%	2,7%	42%	1%	21%	0%	8%
	3B 50% Médio	4%		4%		0%	36%	0%	0,8%	19%	0%	9%	0%	3%
	3C 50% Mínimo	0%		9%		0%	2%	0%	0,0%	3%	1%	2%	0%	0%
	S1	0%		-1%		0%	3%	0%	0,0%	2%	0%	1%	0%	0%
	S2	1%		2%		0%	10%	0%	0,3%	5%	0%	3%	0%	1%
	S3	5%		8%		0%	47%	0%	1,2%	21%	1%	11%	0%	4%

Tabela 9

Simulações		Fluxo Rede MT					
		Máximo		Médio Diurno Positivo	Médio Diurno Negativo	Médio Noturno	Médio mensal nos dois sentidos
		Direto	Reverso				
Simulações	Caso Base	4.981	-	2.250	-	3.581	3.048
	S1A 10% Máximo	4.981	-	1.479	-	3.581	2.668
	S1B 10% Médio	4.981	-	1.772	-	3.581	2.813
	S1C 10% Mínimo	4.981	-	2.105	-	3.581	2.976
	S2A 20% Máximo	4.981	(1.186)	1.193	(492)	3.581	2.419
	S2B 20% Médio	4.981	(108)	1.224	(23)	3.581	2.528
	S2C 20% Mínimo	4.981	-	1.933	-	3.581	2.891
	S3A 50% Máximo	4.981	(7.862)	1.342	(4.393)	3.581	3.845
	S3B 50% Médio	4.981	(3.392)	1.308	(1.846)	3.581	2.804
	S3C 50% Mínimo	4.981	-	1.400	-	3.581	2.628
	S1	4.981	-	1.785	-	3.581	2.819
	S2	4.981	(431)	1.450	(172)	3.581	2.613
	S3	4.981	(3.751)	1.350	(2.080)	3.581	3.092
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	0%		-34%		0%	-12%
	1B 10% Médio	0%		-21%		0%	-8%
	1C 10% Mínimo	0%		-6%		0%	-2%
	2A 20% Máximo	0%		-47%		0%	-21%
	2B 20% Médio	0%		-46%		0%	-17%
	2C 20% Mínimo	0%		-14%		0%	-5%
	3A 50% Máximo	0%		-40%		0%	26%
	3B 50% Médio	0%		-42%		0%	-8%
	3C 50% Mínimo	0%		-38%		0%	-14%
	S1	0%		-21%		0%	-8%
	S2	0%		-36%		0%	-14%
	S3	0%		-40%		0%	1%

O carregamento médio dos transformadores deste alimentador no Caso Base é de 8% e, aumentou em boa parte das simulações, implicando aumento das perdas com inserção da microgeração.

Obviamente o carregamento noturno, de 10% neste alimentador, não se altera em nenhuma simulação.

A tabela 9 mostra que não há nenhuma redução da demanda máxima da rede MT em nenhuma hipótese de inserção e insolação. Pelo contrário, na simulação S3A verifica-se o acréscimo de fluxo máximo, no sentido negativo, ensejando necessidade de investimento na rede, ou seja, custos em expansão. E nesse caso, o que define o aumento de capacidade na rede é a situação de insolação máxima, nas quais há um aumento de fluxo máximo de quase 60% em relação ao Caso Base com inserção de 50% de microgeração.

O fluxo nos dois sentidos também aumenta na simulação S3A, implicando aumento de perdas.

As tabelas a seguir apresentam as perdas totais deste alimentador. Observa-se que as perdas totais, em kWh, cresceram nas simulações S3A e S3B, sendo os maiores aumentos verificados nos domingos, devido à carga diurna mais baixa nesse dia, chegando a um aumento de mais de 150% na simulação S3A. As maiores perdas desse alimentador são na rede MT, devido à sua extensão. As perdas na baixa tensão aumentaram na maioria das simulações.

Tabela 10

Simulações		PERDAS TOTAIS ALIMENTADOR (REDE MT + TRANSFORMADORES MT/BT + CIRCUITOS BT)																
		Perdas Totais Alimentador período Noturno kWh				Perdas Totais Alimentador com Fluxo Positivo (direção Carga) período Diurno kWh				Perdas Totais Alimentador com Fluxo Negativo (injeção) período Diurno kWh				Perdas Totais Alimentador nos dois sentidos kWh				Perdas Totais Alimentador Total % fluxo alimentador
		DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	
Simulações	Caso Base	9.810	6.677	6.700	263.090	2.998	4.336	2.269	92.989	-	-	-	-	12.808	11.014	8.969	356.079	16,23%
	S1A 10% Máximo	9.810	6.677	6.700	263.090	1.889	2.959	1.410	59.635	185	225	244	6.046	11.885	9.861	8.354	328.771	17,11%
	S1B 10% Médio	9.810	6.677	6.700	263.090	2.186	3.392	1.614	68.745	72	84	96	2.343	12.068	10.153	8.409	334.178	16,50%
	S1C 10% Mínimo	9.810	6.677	6.700	263.090	2.700	4.013	2.011	84.114	13	13	20	434	12.523	10.703	8.732	347.639	16,22%
	S2A 20% Máximo	9.810	6.677	6.700	263.090	1.429	2.005	1.106	44.128	741	565	952	22.408	11.980	9.247	8.758	329.626	18,93%
	S2B 20% Médio	9.810	6.677	6.700	263.090	1.626	2.500	1.217	51.113	209	184	242	6.307	11.645	9.361	8.159	320.509	17,61%
	S2C 20% Mínimo	9.810	6.677	6.700	263.090	2.392	3.634	1.752	74.766	39	28	43	1.138	12.241	10.339	8.496	338.994	16,28%
	S3A 50% Máximo	9.810	6.677	6.700	263.090	1.197	1.362	970	35.610	12.985	9.312	15.107	381.802	23.993	17.351	22.777	680.502	24,58%
	S3B 50% Médio	9.810	6.677	6.700	263.090	1.215	1.492	933	36.421	2.543	1.552	3.186	74.545	13.568	9.721	10.819	374.055	18,53%
	S3C 50% Mínimo	9.810	6.677	6.700	263.090	1.731	2.677	1.224	54.133	109	95	144	3.378	11.651	9.449	8.068	320.601	16,95%
	S1	9.810	6.677	6.700	263.090	2.258	3.455	1.679	70.832	90	107	120	2.941	12.159	10.239	8.498	336.863	16,60%
	S2	9.810	6.677	6.700	263.090	1.816	2.713	1.358	56.669	330	259	412	9.951	11.956	9.649	8.471	329.710	17,53%
S3	9.810	6.677	6.700	263.090	1.381	1.844	1.042	42.055	5.212	3.653	6.146	153.242	16.404	12.174	13.888	458.386	20,59%	
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	0%	0%	0%	0%	-37%	-32%	-38%	-36%					-7%	-10%	-7%	-8%	0,9%
	1B 10% Médio	0%	0%	0%	0%	-27%	-22%	-29%	-26%					-6%	-8%	-6%	-6%	0,3%
	1C 10% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-10%	-7%	-11%	-10%					-2%	-3%	-3%	-2%	0,0%
	2A 20% Máximo	0%	0%	0%	0%	-52%	-54%	-51%	-53%					-6%	-16%	-2%	-7%	2,7%
	2B 20% Médio	0%	0%	0%	0%	-46%	-42%	-46%	-45%					-9%	-15%	-9%	-10%	1,4%
	2C 20% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-20%	-16%	-23%	-20%					-4%	-6%	-5%	-5%	0,1%
	3A 50% Máximo	0%	0%	0%	0%	-60%	-69%	-57%	-62%					87%	58%	154%	91%	8,4%
	3B 50% Médio	0%	0%	0%	0%	-59%	-66%	-59%	-61%					6%	-12%	21%	5%	2,3%
	3C 50% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-42%	-38%	-46%	-42%					-9%	-14%	-10%	-10%	0,7%
	S1	0%	0%	0%	0%	-25%	-20%	-26%	-24%					-5%	-7%	-5%	-5%	0,4%
	S2	0%	0%	0%	0%	-39%	-37%	-40%	-39%					-7%	-12%	-6%	-7%	1,3%
	S3	0%	0%	0%	0%	-54%	-57%	-54%	-55%					28%	11%	55%	29%	4,4%

Tabela 11

Simulações		PERDAS TOTAIS ALIMENTADOR													
		Perda Ferro kWh	Perda Cobre kWh	Perda Trafo kWh	Perda Circuito kWh	Perda Circuito+Cobre kWh	Perda Rede MT kWh	Perda Total kWh	Perda Ferro % Fluxo Alimentador	Perda Cobre % Fluxo Alimentador	Perda Trafo % Fluxo Alimentador	Perda Circuito % Fluxo Alimentador	Perda Circuito+Cobre % Fluxo Alimentador	Perda Rede MT % Fluxo Alimentador	Perda Total % Fluxo Alimentador
Simulações	Caso Base	34.172	9.414	43.586	28.152	37.566	284.341	356.079	1,56%	0,43%	1,99%	1,28%	1,71%	12,96%	16,23%
	S1A 10% Máximo	35.491	10.401	45.892	30.204	40.605	252.675	328.771	1,85%	0,54%	2,39%	1,57%	2,11%	13,15%	17,11%
	S1B 10% Médio	35.006	9.472	44.477	27.800	37.272	261.901	334.178	1,73%	0,47%	2,20%	1,37%	1,84%	12,93%	16,50%
	S1C 10% Mínimo	34.430	9.231	43.660	27.470	36.700	276.509	347.639	1,61%	0,43%	2,04%	1,28%	1,71%	12,90%	16,22%
	S2A 20% Máximo	37.278	12.418	49.696	37.661	50.079	242.269	329.626	2,14%	0,71%	2,85%	2,16%	2,88%	13,91%	18,93%
	S2B 20% Médio	36.065	9.933	45.998	29.544	39.477	244.967	320.509	1,98%	0,55%	2,53%	1,62%	2,17%	13,46%	17,61%
	S2C 20% Mínimo	34.748	9.164	43.911	27.283	36.447	267.799	338.994	1,67%	0,44%	2,11%	1,31%	1,75%	12,86%	16,28%
	S3A 50% Máximo	44.660	21.563	66.222	64.512	86.075	549.768	680.502	1,61%	0,78%	2,39%	2,33%	3,11%	19,86%	24,58%
	S3B 50% Médio	39.795	12.003	51.798	35.391	47.393	286.867	374.055	1,97%	0,59%	2,57%	1,75%	2,35%	14,21%	18,53%
	S3C 50% Mínimo	35.727	9.090	44.817	27.199	36.289	248.585	320.601	1,89%	0,48%	2,37%	1,44%	1,92%	13,14%	16,95%
	S1	34.975	9.701	44.677	28.491	38.192	263.695	336.863	1,72%	0,48%	2,20%	1,40%	1,88%	12,99%	16,60%
	S2	36.030	10.505	46.535	31.496	42.001	251.678	329.710	1,92%	0,56%	2,47%	1,67%	2,23%	13,38%	17,53%
S3	40.060	14.218	54.279	42.367	56.586	361.740	458.386	1,80%	0,64%	2,44%	1,90%	2,54%	16,25%	20,59%	
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	4%	10%	5%	7%	8%	-11%	-8%	0,29%	0,11%	0,40%	0,29%	0,40%	0,19%	0,89%
	1B 10% Médio	2%	1%	2%	-1%	-1%	-8%	-6%	0,17%	0,04%	0,21%	0,09%	0,13%	-0,02%	0,28%
	1C 10% Mínimo	1%	-2%	0%	-2%	-2%	-3%	-2%	0,05%	0,00%	0,05%	0,00%	0,00%	-0,05%	0,00%
	2A 20% Máximo	9%	32%	14%	34%	33%	-15%	-7%	0,58%	0,28%	0,87%	0,88%	1,16%	0,95%	2,70%
	2B 20% Médio	6%	6%	6%	5%	5%	-14%	-10%	0,42%	0,12%	0,54%	0,34%	0,46%	0,50%	1,38%
	2C 20% Mínimo	2%	-3%	1%	-3%	-3%	-6%	-5%	0,11%	0,01%	0,12%	0,03%	0,04%	-0,09%	0,06%
	3A 50% Máximo	31%	129%	52%	129%	129%	93%	91%	0,06%	0,35%	0,41%	1,05%	1,40%	6,90%	8,36%
	3B 50% Médio	16%	27%	19%	26%	26%	1%	5%	0,41%	0,17%	0,58%	0,47%	0,64%	1,25%	2,30%
	3C 50% Mínimo	5%	-3%	3%	-3%	-3%	-13%	-10%	0,33%	0,05%	0,38%	0,15%	0,21%	0,18%	0,72%
	S1	2%	3%	3%	1%	2%	-7%	-5%	0,17%	0,05%	0,21%	0,12%	0,17%	0,03%	0,37%
	S2	5%	12%	7%	12%	12%	-11%	-7%	0,36%	0,13%	0,49%	0,39%	0,52%	0,42%	1,30%
	S3	17%	51%	25%	50%	51%	27%	29%	0,24%	0,21%	0,45%	0,62%	0,83%	3,29%	4,36%

Tabela 12

Simulações		FLUXO DE ENERGIA REDE MT (MERCADO MT + MERCADO BT + PERDAS MT + PERDAS BT)															
		Fluxo período Noturno kWh				Fluxo Positivo (direção Carga) período Diurno kWh				Fluxo Negativo (invertido) período Diurno kWh				Fluxo total nos dois sentidos kWh			
		DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês
Simulações	Caso Base	50.126	41.031	40.439	1.409.863	25.872	31.887	21.551	784.624	-	-	-	-	75.997	72.918	61.990	2.194.488
	S1A 10% Máximo	50.126	41.031	40.439	1.409.863	16.711	23.320	12.102	511.322	-	-	-	-	66.836	64.351	52.541	1.921.186
	S1B 10% Médio	50.126	41.031	40.439	1.409.863	20.197	26.638	15.619	615.228	-	-	-	-	70.323	67.669	56.058	2.025.092
	S1C 10% Mínimo	50.126	41.031	40.439	1.409.863	24.148	30.314	19.723	733.142	-	-	-	-	74.274	71.345	60.161	2.143.006
	S2A 20% Máximo	50.126	41.031	40.439	1.409.863	7.909	12.798	5.193	248.147	2.826	396	4.984	83.425	60.861	54.226	50.616	1.741.436
	S2B 20% Médio	50.126	41.031	40.439	1.409.863	13.306	20.136	8.671	410.145	-	-	87	437	63.431	61.167	49.197	1.820.445
	S2C 20% Mínimo	50.126	41.031	40.439	1.409.863	22.085	28.431	17.611	671.901	-	-	-	-	72.210	69.462	58.050	2.081.764
	S3A 50% Máximo	50.126	41.031	40.439	1.409.863	3.425	4.490	2.028	101.081	42.638	33.326	47.600	1.257.399	96.189	78.847	90.066	2.768.344
	S3B 50% Médio	50.126	41.031	40.439	1.409.863	5.175	7.500	3.246	157.230	15.518	9.417	18.825	451.569	70.819	57.948	62.510	2.018.663
	S3C 50% Mínimo	50.126	41.031	40.439	1.409.863	15.682	22.504	11.161	481.973	-	-	-	-	65.808	63.535	51.600	1.891.836
	S1	50.126	41.031	40.439	1.409.863	20.352	26.757	15.815	619.898	-	-	-	-	70.478	67.788	56.253	2.029.761
	S2	50.126	41.031	40.439	1.409.863	14.433	20.455	10.492	443.398	942	132	1.690	27.954	65.501	61.618	52.621	1.881.215
	S3	50.126	41.031	40.439	1.409.863	8.094	11.498	5.478	246.762	19.385	14.248	22.142	569.656	77.605	66.777	68.059	2.226.281
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	0%	0%	0%	0%	-35%	-27%	-44%	-35%					-12%	-12%	-15%	-12%
	1B 10% Médio	0%	0%	0%	0%	-22%	-16%	-28%	-22%					-7%	-7%	-10%	-8%
	1C 10% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-7%	-5%	-8%	-7%					-2%	-2%	-3%	-2%
	2A 20% Máximo	0%	0%	0%	0%	-69%	-60%	-76%	-68%					-20%	-26%	-18%	-21%
	2B 20% Médio	0%	0%	0%	0%	-49%	-37%	-60%	-48%					-17%	-16%	-21%	-17%
	2C 20% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-15%	-11%	-18%	-14%					-5%	-5%	-6%	-5%
	3A 50% Máximo	0%	0%	0%	0%	-87%	-86%	-91%	-87%					27%	8%	45%	26%
	3B 50% Médio	0%	0%	0%	0%	-80%	-76%	-85%	-80%					-7%	-21%	1%	-8%
	3C 50% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-39%	-29%	-48%	-39%					-13%	-13%	-17%	-14%
	S1	0%	0%	0%	0%	-21%	-16%	-27%	-21%					-7%	-7%	-9%	-8%
	S2	0%	0%	0%	0%	-44%	-36%	-51%	-43%					-14%	-15%	-15%	-14%
	S3	0%	0%	0%	0%	-69%	-64%	-75%	-69%					2%	-8%	10%	1%

Tabela 13

Simulações		PERDAS REDE MT																			
		Perdas rede MT período Noturno kWh				Perdas rede MT com Fluxo Positivo (direção Carga) período Diurno kWh				Perdas Rede MT com Fluxo Negativo (injeção) período Diurno kWh				Perdas Rede MT nos dois sentidos kWh				Perdas Rede MT período Noturno % fluxo trafo	Perdas com Fluxo Positivo período Diurno % fluxo trafo	Perdas com Fluxo Negativo período Diurno % fluxo trafo	Perdas Rede MT Total % fluxo trafo
		DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês				
Simulações	Caso Base	8.289	5.482	5.534	220.854	1.996	3.302	1.412	63.487	-	-	-	-	10.284	8.784	6.946	284.341	15,66%	8,09%	0,00%	12,96%
	S1A 10% Máximo	8.289	5.482	5.534	220.854	965	1.929	576	31.821	-	-	-	-	9.253	7.411	6.111	252.675	15,66%	6,22%	0,00%	13,15%
	S1B 10% Médio	8.289	5.482	5.534	220.854	1.261	2.376	791	41.047	-	-	-	-	9.549	7.858	6.325	261.901	15,66%	6,67%	0,00%	12,93%
	S1C 10% Mínimo	8.289	5.482	5.534	220.854	1.738	2.997	1.182	55.655	-	-	-	-	10.027	8.479	6.717	276.509	15,66%	7,59%	0,00%	12,90%
	S2A 20% Máximo	8.289	5.482	5.534	220.854	512	992	274	16.570	161	35	289	4.846	8.962	6.508	6.097	242.269	15,66%	6,68%	5,81%	13,91%
	S2B 20% Médio	8.289	5.482	5.534	220.854	724	1.509	412	24.083	-	-	6	30	9.013	6.990	5.952	244.967	15,66%	5,87%	6,82%	13,46%
	S2C 20% Mínimo	8.289	5.482	5.534	220.854	1.452	2.639	942	46.945	-	-	-	-	9.740	8.121	6.477	267.799	15,66%	6,99%	0,00%	12,86%
	S3A 50% Máximo	8.289	5.482	5.534	220.854	235	347	111	6.986	10.997	7.536	12.861	321.928	19.521	13.364	18.506	549.768	15,66%	6,91%	25,60%	19,86%
	S3B 50% Médio	8.289	5.482	5.534	220.854	348	575	173	10.702	1.904	988	2.457	55.311	10.541	7.045	8.165	286.867	15,66%	6,81%	12,25%	14,21%
	S3C 50% Mínimo	8.289	5.482	5.534	220.854	835	1.729	479	27.731	-	-	-	-	9.123	7.211	6.013	248.585	15,66%	5,75%	0,00%	13,14%
	S1	8.289	5.482	5.534	220.854	1.321	2.434	850	42.841	-	-	-	-	9.610	7.916	6.384	263.695	15,66%	6,83%	0,00%	13,00%
	S2	8.289	5.482	5.534	220.854	896	1.713	542	29.199	54	12	98	1.625	9.238	7.207	6.175	251.678	15,66%	6,51%	5,81%	13,41%
	S3	8.289	5.482	5.534	220.854	472	884	254	15.139	4.301	2.841	5.106	125.746	13.062	9.207	10.895	361.740	15,66%	6,49%	22,07%	15,74%
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	0%	0%	0%	0%	-52%	-42%	-59%	-50%					-10%	-16%	-12%	-11%	0,00%	-1,87%	0,00%	0,19%
	1B 10% Médio	0%	0%	0%	0%	-37%	-28%	-44%	-35%					-7%	-11%	-9%	-8%	0,00%	-1,42%	0,00%	-0,02%
	1C 10% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-13%	-9%	-16%	-12%					-3%	-3%	-3%	-3%	0,00%	-0,50%	0,00%	-0,05%
	2A 20% Máximo	0%	0%	0%	0%	-74%	-70%	-81%	-74%					-13%	-26%	-12%	-15%	0,00%	-1,41%	5,81%	0,95%
	2B 20% Médio	0%	0%	0%	0%	-64%	-54%	-71%	-62%					-12%	-20%	-14%	-14%	0,00%	-2,22%	6,82%	0,50%
	2C 20% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-27%	-20%	-33%	-26%					-5%	-8%	-7%	-6%	0,00%	-1,10%	0,00%	-0,09%
	3A 50% Máximo	0%	0%	0%	0%	-88%	-89%	-92%	-89%					90%	52%	166%	93%	0,00%	-1,18%	25,60%	6,90%
	3B 50% Médio	0%	0%	0%	0%	-83%	-83%	-88%	-83%					2%	-20%	18%	1%	0,00%	-1,28%	12,25%	1,25%
	3C 50% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-58%	-48%	-66%	-56%					-11%	-18%	-13%	-13%	0,00%	-2,34%	0,00%	0,18%
	S1	0%	0%	0%	0%	-34%	-26%	-40%	-33%					-7%	-10%	-8%	-7%	0,00%	-1,26%	0,00%	0,04%
S2	0%	0%	0%	0%	-55%	-48%	-62%	-54%					-10%	-18%	-11%	-11%	0,00%	-1,58%	5,81%	0,45%	
S3	0%	0%	0%	0%	-76%	-73%	-82%	-76%					27%	5%	57%	27%	0,00%	-1,60%	22,07%	2,78%	

A tabela 12 mostra os fluxos de energia na rede MT nos seguintes períodos:

- Noturno, que obviamente é constante em todas as simulações;
- Diurno com fluxo direto, que reduz, quanto maior a inserção e o nível de insolação;
- Diurno com fluxo reverso, que aparece em todas as simulações de insolação máxima e média e, ainda, em valores bem pequenos na simulação S3C.

A tabela 13 mostra as perdas na rede MT.

Obviamente as perdas não variam no período noturno com a inserção da Micro GD, e claro, reduzem no período diurno nas horas com fluxo direto ou positivo - direção da carga, em todas as simulações.

Nas horas diurnas com fluxo reverso também se incorre em perdas. Isto acontece nas simulações de insolação máxima e média, com inserção de 20% e 50% de microgeração.

Devido ao fluxo reverso, as perdas, em kWh, aumentam nas simulações S3A e S3B, sendo que nas simulações S3A praticamente dobra.

A tabela 14, a seguir, apresenta o fluxo de energia da curva somada de todos os transformadores MT/BT no período noturno, no período diurno no sentido da carga, e no período diurno no sentido reverso. Nessa soma fluxo negativo de um transformador é compensado por fluxo positivo de outro transformador. Esta tabela corresponde ao que se verá nos gráficos apresentados mais adiante. É diferente das informações da tabela 8, na qual apresenta-se a média dos valores e índices das curvas dos transformadores individuais.

A soma do fluxo dos transformadores mais as perdas na rede MT, mais a demanda dos clientes MT, define o fluxo dos alimentadores na saída da subestação. O balanço, porém, não é direto, pois trata-se de fluxo nos dois sentidos, e a injeção diurna dos transformadores é, no todo ou em parte, absorvida pelos clientes de média tensão, não aparecendo no fluxo do tronco do alimentador.

Por sua vez, o fluxo dos transformadores é a soma da energia consumida ou injetada pelos clientes de baixa tensão mais as perdas nesse nível. Vale a mesma observação sobre o balanço: parte da injeção da microgeração é absorvida pelos demais clientes de BT, sem chegar ao transformador, mas apenas a injeção que exceder, se exceder. Destes transformadores especificamente parte uma grande injeção para a rede MT.

O fluxo direto no sentido da carga, positivo, reduz em todas as simulações, como deveria ser.

O fluxo reverso da curva somada de todos os transformadores deste alimentador aparece nas simulações de insolação máxima e média com 20% e 50% de inserção de microgeração. Uma enorme reversão acontece na simulação S3A.

O fluxo total dos transformadores nos dois sentidos aumenta em 56% na simulação S3A.

Tabela 14

Simulações		FLUXO DE ENERGIA NOS TRANSFORMADORES MT/BT															
		Fluxo período Noturno kWh				Fluxo Positivo (direção Carga) período Diurno kWh				Fluxo Negativo (invertido) período Diurno kWh				Fluxo total no trafo nos dois sentidos kWh			
		DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês
Simulações	Caso Base	37.352	31.335	30.788	1.057.651	23.058	26.958	19.102	691.451	-	-	-	-	60.409	58.294	49.889	1.749.102
	S1A 10% Máximo	37.352	31.335	30.788	1.057.651	14.905	19.673	10.449	448.711	-	-	-	-	52.257	51.008	41.237	1.506.362
	S1B 10% Médio	37.352	31.335	30.788	1.057.651	18.104	22.578	13.765	543.792	-	-	-	-	55.456	53.913	44.552	1.601.442
	S1C 10% Mínimo	37.352	31.335	30.788	1.057.651	21.587	25.673	17.494	647.581	-	-	-	-	58.939	57.008	48.282	1.705.232
	S2A 20% Máximo	37.352	31.335	30.788	1.057.651	6.640	10.056	4.359	204.884	3.100	503	5.850	93.764	47.092	41.895	40.997	1.356.298
	S2B 20% Médio	37.352	31.335	30.788	1.057.651	11.731	16.872	7.289	355.424	-	-	219	1.093	49.083	48.207	38.295	1.414.168
	S2C 20% Mínimo	37.352	31.335	30.788	1.057.651	19.804	24.126	15.612	594.774	-	-	-	-	57.156	55.462	46.399	1.652.425
	S3A 50% Máximo	37.352	31.335	30.788	1.057.651	2.603	3.249	1.635	76.482	54.053	42.157	61.690	1.600.303	94.008	76.741	94.113	2.734.436
	S3B 50% Médio	37.352	31.335	30.788	1.057.651	4.170	5.466	2.669	124.085	17.683	10.890	22.145	518.830	59.205	47.692	55.601	1.700.566
	S3C 50% Mínimo	37.352	31.335	30.788	1.057.651	14.002	19.043	9.594	423.233	-	-	-	-	51.354	50.379	40.382	1.480.884
	S1	37.352	31.335	30.788	1.057.651	18.199	22.641	13.903	546.694	-	-	-	-	55.551	53.977	44.690	1.604.345
	S2	37.352	31.335	30.788	1.057.651	12.725	17.018	9.087	385.027	1.033	168	2.023	31.619	51.110	48.521	41.897	1.474.297
	S3	37.352	31.335	30.788	1.057.651	6.925	9.253	4.633	207.933	23.912	17.682	27.945	706.378	68.189	58.270	63.365	1.971.962
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	0%	0%	0%	0%	-35%	-27%	-45%	-35%					-13%	-12%	-17%	-14%
	1B 10% Médio	0%	0%	0%	0%	-21%	-16%	-28%	-21%					-8%	-8%	-11%	-8%
	1C 10% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-6%	-5%	-8%	-6%					-2%	-2%	-3%	-3%
	2A 20% Máximo	0%	0%	0%	0%	-71%	-63%	-77%	-70%					-22%	-28%	-18%	-22%
	2B 20% Médio	0%	0%	0%	0%	-49%	-37%	-62%	-49%					-19%	-17%	-23%	-19%
	2C 20% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-14%	-11%	-18%	-14%					-5%	-5%	-7%	-6%
	3A 50% Máximo	0%	0%	0%	0%	-89%	-88%	-91%	-89%					56%	32%	89%	56%
	3B 50% Médio	0%	0%	0%	0%	-82%	-80%	-86%	-82%					-2%	-18%	11%	-3%
	3C 50% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-39%	-29%	-50%	-39%					-15%	-14%	-19%	-15%
	S1	0%	0%	0%	0%	-21%	-16%	-27%	-21%					-8%	-7%	-10%	-8%
S2	0%	0%	0%	0%	-45%	-37%	-52%	-44%					-15%	-17%	-16%	-16%	
S3	0%	0%	0%	0%	-70%	-66%	-76%	-70%					13%	0%	27%	13%	

A tabela 15, a seguir, apresenta as perdas totais na baixa tensão em cada simulação e nos mesmos períodos característicos do dia.

Como era de se esperar as perdas noturnas, em kWh, não se alteram, bem como o fluxo no transformador.

Observa-se a existência de perdas no fluxo reverso em todas as simulações. As perdas totais, em kWh, aumentaram na maioria das simulações devido ao fluxo reverso e ao aumento do carregamento médio nos dois sentidos. Somente nas simulações S1B, S1C e S2C houve pequena redução de perdas com inserção da microgeração.

O percentual de perdas, por sua vez, reduziu em todas as simulações.

Observa-se que o percentual de perdas é calculado dividindo-se as perdas, em kWh, pelo fluxo de energia passante, que aumentou na maioria das simulações. Como tem uma parcela de perdas que é constante - Perdas no Ferro, pode acontecer, dependendo do peso dessa parcela fixa, de o numerador aumentar menos que o denominador, reduzindo assim o percentual. O contrário também pode acontecer: as perdas totais na BT podem ter reduzido, por conta do fluxo que também reduziu, porém, devido à perda constante no Ferro, o numerador pode reduzir menos que o denominador, aumentando o percentual de perdas.

Tabela 15

Simulações		PERDAS TOTAIS BT (TRANSFORMADORES + CIRCUITOS)																			
		Perdas Total (Circuito+Cobre+Ferro) período Noturno kWh				Perdas Totais (Circuito+Cobre+Ferro) com Fluxo Positivo (direção Carga) período Diurno kWh				Perdas Totais (Circuito+Cobre+Ferro) com Fluxo Negativo (injeção) período Diurno kWh				Perdas Totais (Circuito+Cobre+Ferro) nos dois sentidos kWh				Perdas Fio período Noturno % fluxo trafo	Perdas com Fluxo Positivo período Diurno % fluxo trafo	Perdas com Fluxo Negativo período Diurno % fluxo trafo	Perdas Mensal Total % fluxo trafo
		DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês				
Simulações	Caso Base	1.522	1.195	1.165	42.236	1.002	1.034	857	29.502					2.524	2.229	2.023	71.738	3,99%	4,27%	0,00%	4,10%
	S1A 10% Máximo	1.522	1.195	1.165	42.236	925	1.030	834	27.814	185	225	244	6.046	2.631	2.450	2.243	76.096	3,99%	4,38%	3,24%	4,05%
	S1B 10% Médio	1.522	1.195	1.165	42.236	925	1.016	823	27.698	72	84	96	2.343	2.519	2.296	2.084	72.277	3,99%	4,34%	2,47%	4,03%
	S1C 10% Mínimo	1.522	1.195	1.165	42.236	962	1.016	829	28.460	13	13	20	434	2.497	2.224	2.015	71.130	3,99%	4,28%	2,56%	4,09%
	S2A 20% Máximo	1.522	1.195	1.165	42.236	917	1.013	832	27.559	580	531	663	17.562	3.018	2.739	2.660	87.357	3,99%	4,60%	3,60%	4,07%
	S2B 20% Médio	1.522	1.195	1.165	42.236	902	991	806	27.029	209	184	236	6.277	2.633	2.371	2.207	75.542	3,99%	4,52%	2,58%	3,98%
	S2C 20% Mínimo	1.522	1.195	1.165	42.236	940	994	810	27.821	39	28	43	1.138	2.501	2.218	2.019	71.195	3,99%	4,34%	2,45%	4,08%
	S3A 50% Máximo	1.522	1.195	1.165	42.236	963	1.015	859	28.625	1.988	1.776	2.246	59.874	4.472	3.986	4.271	130.735	3,99%	5,97%	2,99%	3,69%
	S3B 50% Médio	1.522	1.195	1.165	42.236	867	917	759	25.719	638	564	729	19.233	3.027	2.677	2.654	87.188	3,99%	5,56%	2,24%	3,67%
	S3C 50% Mínimo	1.522	1.195	1.165	42.236	897	947	746	26.402	109	95	144	3.378	2.528	2.238	2.055	72.016	3,99%	4,62%	2,29%	4,05%
	S1	1.522	1.195	1.165	42.236	937	1.021	829	27.991	90	107	120	2.941	2.549	2.323	2.114	73.168	3,99%	4,33%	2,75%	4,06%
	S2	1.522	1.195	1.165	42.236	920	999	816	27.470	276	248	314	8.325	2.717	2.442	2.296	78.031	3,99%	4,49%	2,88%	4,04%
	S3	1.522	1.195	1.165	42.236	909	960	788	26.915	912	812	1.040	27.495	3.342	2.967	2.993	96.646	3,99%	5,38%	2,51%	3,80%
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	0%	0%	0%	0%	-8%	0%	-3%	-6%					4%	10%	11%	6%	0,00%	0,11%	3,24%	-0,05%
	1B 10% Médio	0%	0%	0%	0%	-8%	-2%	-4%	-6%					0%	3%	3%	1%	0,00%	0,07%	2,47%	-0,07%
	1C 10% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-4%	-2%	-3%	-4%					-1%	0%	0%	-1%	0,00%	0,02%	2,56%	-0,01%
	2A 20% Máximo	0%	0%	0%	0%	-9%	-2%	-3%	-7%					20%	23%	32%	22%	0,00%	0,33%	3,60%	-0,03%
	2B 20% Médio	0%	0%	0%	0%	-10%	-4%	-6%	-8%					4%	6%	9%	5%	0,00%	0,25%	2,58%	-0,12%
	2C 20% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-6%	-4%	-5%	-6%					-1%	-1%	0%	-1%	0,00%	0,07%	2,45%	-0,02%
	3A 50% Máximo	0%	0%	0%	0%	-4%	-2%	0%	-3%					77%	79%	111%	82%	0,00%	1,70%	2,99%	-0,41%
	3B 50% Médio	0%	0%	0%	0%	-14%	-11%	-11%	-13%					20%	20%	31%	22%	0,00%	1,30%	2,24%	-0,43%
	3C 50% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-11%	-8%	-13%	-11%					0%	0%	2%	0%	0,00%	0,36%	2,29%	-0,05%
	S1	0%	0%	0%	0%	-6%	-1%	-3%	-5%					1%	4%	5%	2%	0,00%	0,07%	2,75%	-0,04%
	S2	0%	0%	0%	0%	-8%	-3%	-5%	-7%					8%	10%	13%	9%	0,00%	0,22%	2,88%	-0,06%
	S3	0%	0%	0%	0%	-9%	-7%	-8%	-9%					32%	33%	48%	35%	0,00%	1,12%	2,51%	-0,30%

Tabela 16

Simulações		PERDAS CIRCUITOS BT																			
		Perdas período Noturno kWh				Perdas com Fluxo Positivo (direção Carga) período Diurno kWh				Perdas com Fluxo Negativo (invertido) período Diurno kWh				Perdas Totais nos circuitos nos dois sentidos kWh				Perdas período Noturno % fluxo trafo	Perdas com Fluxo Positivo período Diurno % fluxo trafo	Perdas com Fluxo Negativo período Diurno % fluxo trafo	Perdas Totais nos circuitos nos dois sentidos % fluxo trafo
		DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês				
Simulações	Caso Base	745	474	447	19.501	302	347	175	8.651					1.047	820	622	28.152	1,84%	1,25%	0,00%	1,61%
	S1A 10% Máximo	745	474	447	19.501	228	337	144	6.959	112	147	153	3.745	1.085	958	744	30.204	1,84%	1,10%	2,01%	1,61%
	S1B 10% Médio	745	474	447	19.501	237	334	145	7.137	35	44	48	1.162	1.017	853	640	27.800	1,84%	1,12%	1,22%	1,55%
	S1C 10% Mínimo	745	474	447	19.501	272	335	157	7.897	2	2	3	72	1.019	811	608	27.470	1,84%	1,19%	0,42%	1,58%
	S2A 20% Máximo	745	474	447	19.501	205	308	127	6.267	391	363	451	11.894	1.341	1.144	1.025	37.661	1,84%	1,05%	2,44%	1,76%
	S2B 20% Médio	745	474	447	19.501	216	310	129	6.522	117	104	133	3.521	1.078	888	709	29.544	1,84%	1,09%	1,45%	1,56%
	S2C 20% Mínimo	745	474	447	19.501	260	321	147	7.541	9	5	9	242	1.013	800	603	27.283	1,84%	1,18%	0,52%	1,56%
	S3A 50% Máximo	745	474	447	19.501	217	292	125	6.425	1.278	1.140	1.464	38.587	2.240	1.905	2.037	64.512	1,84%	1,34%	1,93%	1,82%
	S3B 50% Médio	745	474	447	19.501	208	274	120	6.132	323	279	378	9.758	1.276	1.027	946	35.391	1,84%	1,33%	1,14%	1,49%
	S3C 50% Mínimo	745	474	447	19.501	246	305	138	7.130	20	15	21	569	1.010	794	606	27.199	1,84%	1,25%	0,39%	1,53%
	S1	745	474	447	19.501	245	336	149	7.331	50	65	68	1.660	1.040	874	664	28.491	1,84%	1,13%	1,22%	1,58%
	S2	745	474	447	19.501	227	313	134	6.777	172	157	197	5.219	1.144	944	779	31.496	1,84%	1,10%	1,47%	1,63%
	S3	745	474	447	19.501	224	290	128	6.562	540	478	621	16.305	1.509	1.242	1.196	42.367	1,84%	1,30%	1,15%	1,61%
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	0%	0%	0%	0%	-25%	-3%	-17%	-20%					4%	17%	20%	7%	0,00%	-0,16%	2,01%	0,00%
	1B 10% Médio	0%	0%	0%	0%	-22%	-4%	-17%	-18%					-3%	4%	3%	-1%	0,00%	-0,13%	1,22%	-0,06%
	1C 10% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-10%	-3%	-10%	-9%					-3%	-1%	-2%	-2%	0,00%	-0,06%	0,42%	-0,03%
	2A 20% Máximo	0%	0%	0%	0%	-32%	-11%	-27%	-28%					28%	39%	65%	34%	0,00%	-0,20%	2,44%	0,15%
	2B 20% Médio	0%	0%	0%	0%	-28%	-10%	-26%	-25%					3%	8%	14%	5%	0,00%	-0,16%	1,45%	-0,05%
	2C 20% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-14%	-7%	-16%	-13%					-3%	-2%	-3%	-3%	0,00%	-0,08%	0,52%	-0,05%
	3A 50% Máximo	0%	0%	0%	0%	-28%	-16%	-28%	-26%					114%	132%	228%	129%	0,00%	0,09%	1,93%	0,21%
	3B 50% Médio	0%	0%	0%	0%	-31%	-21%	-31%	-29%					22%	25%	52%	26%	0,00%	0,08%	1,14%	-0,12%
	3C 50% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-19%	-12%	-21%	-18%					-4%	-3%	-3%	-3%	0,00%	0,00%	0,39%	-0,08%
	S1	0%	0%	0%	0%	-19%	-3%	-15%	-15%					-1%	7%	7%	1%	0,00%	-0,12%	1,22%	-0,03%
S2	0%	0%	0%	0%	-25%	-10%	-23%	-22%					9%	15%	25%	12%	0,00%	-0,15%	1,47%	0,02%	
S3	0%	0%	0%	0%	-26%	-16%	-27%	-24%					44%	51%	92%	50%	0,00%	0,05%	1,15%	0,00%	

A tabela 16 apresenta as perdas nos circuitos de baixa tensão.

As perdas nos circuitos, em kWh, aumentaram em todas as simulações de insolação máxima e nas simulações S2B e S3B. Na simulação S3A, o aumento chega a quase 130%.

Aparecem perdas no fluxo reverso em todas as simulações, apesar de serem pequenas nas simulações de insolação mínima.

A tabela 17 a seguir apresenta as Perdas no Ferro que deveriam ser constantes em kWh. Algum detalhe no software Open DSS leva à pequenas variações, mas os gráficos mais à frente mostram uma curva praticamente plana.

Os percentuais de Perdas no Ferro aumentam nas simulações de insolação mínima e diminuem na insolação máxima.

Sendo esse numerador constante, o percentual de Perda no Ferro aumenta quando o denominador diminui e reduz quando o denominador aumenta, que é o que acontece no conjunto desses transformadores: o fluxo da curva somada de todos dos transformadores, nos dois sentidos, diminui em todas as simulações de insolação mínima.

Observa-se que a Perda no Ferro representa no Caso Base 48% das perdas totais da BT e 78% das perdas dos transformadores. Isto é muito comum no meio rural, devido à alta capacidade dos transformadores.

Na tabela 17 o que se vê como “Perdas no Ferro com o Fluxo Negativo”, não significa que essas perdas dependem desse fluxo, mas apenas que são as perdas no Ferro nas horas em que o fluxo está negativo.

Tabela 17

Simulações		TRANSFORMADORES MT/BT - PERDAS NO FERRO																			
		Perdas no Ferro período Noturno kWh				Perdas no Ferro com Fluxo Positivo (direção Carga) período Diurno kWh				Perdas no Ferro com Fluxo Negativo (invertido) período Diurno kWh				Perdas Totais no Ferro nos dois sentidos kWh				Perdas Ferro período Noturno % fluxo trafo	Perdas Ferro Fluxo Positivo período Diurno % fluxo trafo	Perdas Ferro Fluxo Negativo período Diurno % fluxo trafo	Perdas Ferro Total % fluxo trafo
		DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês				
Simulações	Caso Base	527	562	560	16.150	603	571	622	18.022					1.130	1.133	1.182	34.172	1,53%	2,61%	0,00%	1,95%
	S1A 10% Máximo	527	562	560	16.150	620	582	637	18.500	28	28	30	841	1.175	1.173	1.227	35.491	1,53%	2,91%	0,45%	1,89%
	S1B 10% Médio	527	562	560	16.150	609	572	624	18.157	22	24	27	699	1.158	1.158	1.211	35.006	1,53%	2,84%	0,74%	1,95%
	S1C 10% Mínimo	527	562	560	16.150	601	568	616	17.949	10	10	15	331	1.139	1.141	1.191	34.430	1,53%	2,70%	1,95%	1,98%
	S2A 20% Máximo	527	562	560	16.150	642	606	658	19.159	66	59	71	1.969	1.235	1.228	1.289	37.278	1,53%	3,20%	0,40%	1,74%
	S2B 20% Médio	527	562	560	16.150	613	581	629	18.306	54	48	59	1.610	1.194	1.191	1.248	36.065	1,53%	3,06%	0,66%	1,90%
	S2C 20% Mínimo	527	562	560	16.150	595	566	611	17.779	28	21	32	819	1.149	1.150	1.202	34.748	1,53%	2,77%	1,76%	1,99%
	S3A 50% Máximo	527	562	560	16.150	678	634	693	20.186	277	257	298	8.323	1.482	1.453	1.550	44.660	1,53%	4,21%	0,42%	1,26%
	S3B 50% Médio	527	562	560	16.150	594	558	600	17.660	198	185	218	5.985	1.319	1.306	1.378	39.795	1,53%	3,82%	0,70%	1,67%
	S3C 50% Mínimo	527	562	560	16.150	573	543	560	16.977	82	74	115	2.599	1.182	1.180	1.236	35.727	1,53%	2,97%	1,76%	2,01%
	S1	527	562	560	16.150	610	574	626	18.202	20	21	24	624	1.157	1.157	1.210	34.975	1,53%	2,82%	1,04%	1,94%
	S2	527	562	560	16.150	617	584	632	18.414	49	43	54	1.466	1.193	1.189	1.246	36.030	1,53%	3,01%	0,94%	1,88%
	S3	527	562	560	16.150	615	578	618	18.275	186	172	210	5.636	1.328	1.313	1.388	40.060	1,53%	3,67%	0,96%	1,65%
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	0%	0%	0%	0%	3%	2%	2%	3%					4%	3%	4%	4%	0,00%	0,30%	0,45%	-0,07%
	1B 10% Médio	0%	0%	0%	0%	1%	0%	0%	1%					3%	2%	2%	2%	0,00%	0,24%	0,74%	0,00%
	1C 10% Mínimo	0%	0%	0%	0%	0%	0%	-1%	0%					1%	1%	1%	1%	0,00%	0,09%	1,95%	0,03%
	2A 20% Máximo	0%	0%	0%	0%	6%	6%	6%	6%					9%	8%	9%	9%	0,00%	0,59%	0,40%	-0,22%
	2B 20% Médio	0%	0%	0%	0%	2%	2%	1%	2%					6%	5%	6%	6%	0,00%	0,45%	0,66%	-0,05%
	2C 20% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-1%	-1%	-2%	-1%					2%	1%	2%	2%	0,00%	0,17%	1,76%	0,04%
	3A 50% Máximo	0%	0%	0%	0%	12%	11%	11%	12%					31%	28%	31%	31%	0,00%	1,60%	0,42%	-0,69%
	3B 50% Médio	0%	0%	0%	0%	-2%	-2%	-4%	-2%					17%	15%	17%	16%	0,00%	1,21%	0,70%	-0,28%
	3C 50% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-5%	-5%	-10%	-6%					5%	4%	5%	5%	0,00%	0,37%	1,76%	0,06%
	S1	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%					2%	2%	2%	2%	0,00%	0,21%	1,04%	-0,01%
	S2	0%	0%	0%	0%	2%	2%	2%	2%					6%	5%	5%	5%	0,00%	0,40%	0,94%	-0,08%
	S3	0%	0%	0%	0%	2%	1%	-1%	1%					18%	16%	17%	17%	0,00%	1,06%	0,96%	-0,30%

Tabela 18

Simulações		TRANSFORMADORES MT/BT - PERDAS NO COBRE																			
		Perdas no Cobre período Noturno kWh				Perdas no Cobre com Fluxo Positivo (direção Carga) período Diurno kWh				Perdas no Cobre com Fluxo Negativo (invertido) período Diurno kWh				Perdas Totais no Cobre nos dois sentidos kWh				Perdas Cobre período Noturno % fluxo trafo	Perdas Cobre Fluxo Positivo período Diurno % fluxo trafo	Perdas Cobre Fluxo Negativo período Diurno % fluxo trafo	Perdas Cobre Total % fluxo trafo
		DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês				
Simulações	Caso Base	250	159	158	6.586	97	116	61	2.829					347	276	219	9.414	0,62%	0,41%	0,00%	0,54%
	S1A 10% Máximo	250	159	158	6.586	77	111	53	2.356	45	50	61	1.460	372	320	272	10.401	0,62%	0,37%	0,78%	0,55%
	S1B 10% Médio	250	159	158	6.586	79	110	53	2.404	15	16	21	482	344	285	233	9.472	0,62%	0,38%	0,51%	0,53%
	S1C 10% Mínimo	250	159	158	6.586	89	112	56	2.613	1	1	1	31	340	272	216	9.231	0,62%	0,39%	0,18%	0,53%
	S2A 20% Máximo	250	159	158	6.586	70	99	47	2.133	122	109	141	3.699	443	367	347	12.418	0,62%	0,36%	0,76%	0,58%
	S2B 20% Médio	250	159	158	6.586	73	100	48	2.201	38	33	45	1.146	361	292	251	9.933	0,62%	0,37%	0,47%	0,52%
	S2C 20% Mínimo	250	159	158	6.586	85	107	53	2.501	3	2	3	77	338	268	214	9.164	0,62%	0,39%	0,17%	0,53%
	S3A 50% Máximo	250	159	158	6.586	68	90	41	2.014	432	379	484	12.963	750	628	684	21.563	0,62%	0,42%	0,65%	0,61%
	S3B 50% Médio	250	159	158	6.586	65	85	39	1.927	117	99	132	3.490	432	343	330	12.003	0,62%	0,42%	0,41%	0,50%
	S3C 50% Mínimo	250	159	158	6.586	78	99	47	2.295	7	6	8	210	335	264	213	9.090	0,62%	0,40%	0,14%	0,51%
	S1	250	159	158	6.586	82	111	54	2.458	20	22	28	658	352	292	240	9.701	0,62%	0,38%	0,49%	0,54%
	S2	250	159	158	6.586	76	102	49	2.279	54	48	63	1.641	380	309	271	10.505	0,62%	0,37%	0,46%	0,54%
	S3	250	159	158	6.586	70	91	42	2.079	185	161	208	5.554	506	412	409	14.218	0,62%	0,41%	0,40%	0,54%
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	0%	0%	0%	0%	-21%	-5%	-13%	-17%					7%	16%	24%	10%	0,00%	-0,04%	0,78%	0,02%
	1B 10% Médio	0%	0%	0%	0%	-18%	-5%	-12%	-15%					-1%	3%	6%	1%	0,00%	-0,03%	0,51%	-0,01%
	1C 10% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-9%	-4%	-7%	-8%					-2%	-1%	-1%	-2%	0,00%	-0,02%	0,18%	-0,01%
	2A 20% Máximo	0%	0%	0%	0%	-28%	-15%	-22%	-25%					28%	33%	58%	32%	0,00%	-0,05%	0,76%	0,04%
	2B 20% Médio	0%	0%	0%	0%	-25%	-14%	-21%	-22%					4%	6%	15%	6%	0,00%	-0,04%	0,47%	-0,02%
	2C 20% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-12%	-8%	-13%	-12%					-3%	-3%	-2%	-3%	0,00%	-0,02%	0,16%	-0,01%
	3A 50% Máximo	0%	0%	0%	0%	-30%	-23%	-33%	-29%					116%	128%	212%	129%	0,00%	0,01%	0,65%	0,07%
	3B 50% Médio	0%	0%	0%	0%	-33%	-27%	-35%	-32%					24%	25%	51%	27%	0,00%	0,01%	0,41%	-0,03%
	3C 50% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-20%	-15%	-22%	-19%					-3%	-4%	-3%	-3%	0,00%	-0,01%	0,14%	-0,03%
	S1	0%	0%	0%	0%	-16%	-5%	-11%	-13%					1%	6%	10%	3%	0,00%	-0,03%	0,49%	0,00%
S2	0%	0%	0%	0%	-22%	-12%	-19%	-19%					10%	12%	23%	12%	0,00%	-0,04%	0,46%	0,00%	
S3	0%	0%	0%	0%	-27%	-22%	-30%	-27%					46%	49%	87%	51%	0,00%	0,00%	0,40%	0,00%	

A tabela 18 apresenta as Perdas no Cobre do transformador.

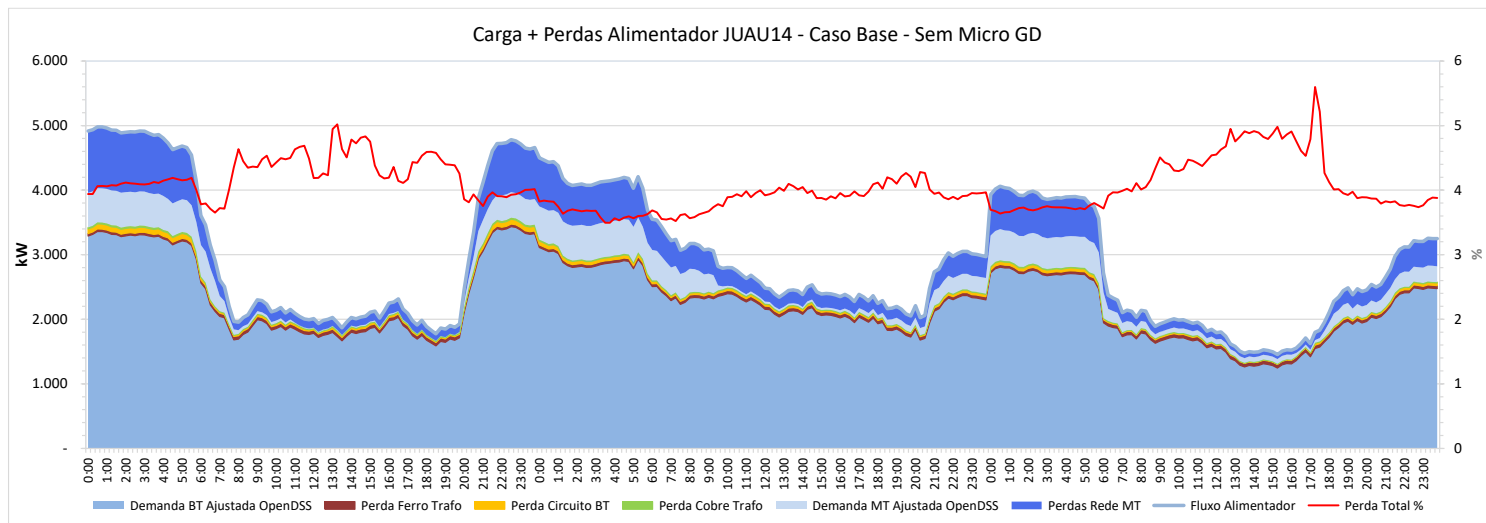
Verifica-se redução de perdas no Cobre no fluxo positivo diurno e o aparecimento de perdas com o fluxo inverso em todas as simulações.

Como aparece fluxo reverso em transformadores individuais em praticamente todas as simulações, se incorre, conseqüentemente, em perdas no Cobre associadas a este carregamento, apesar de serem muito pequenas nas simulações com insolação mínima.

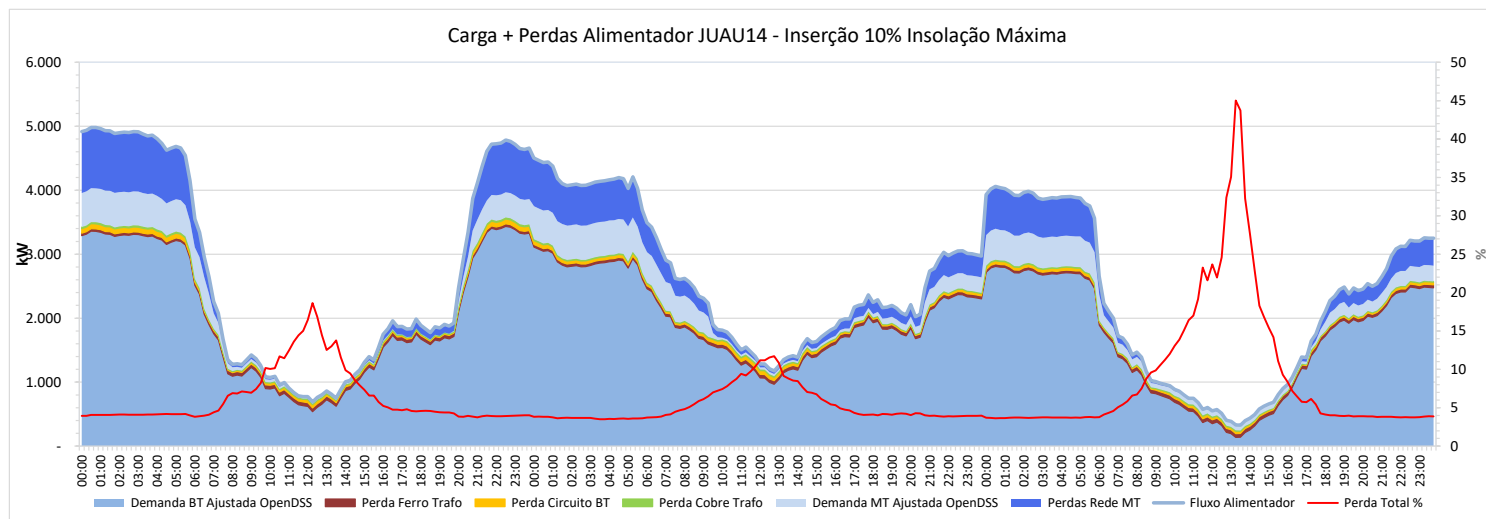
As Perdas mensais no Cobre do transformador, em kWh, aumentam em todas as simulações de insolação média e máxima, chegando a quase 130% de crescimento na simulação S3A.

A seguir apresentam-se as curvas de carga de fluxo passante nos transformadores e na rede MT em cada simulação, bem como as perdas de cada segmento de sistema.

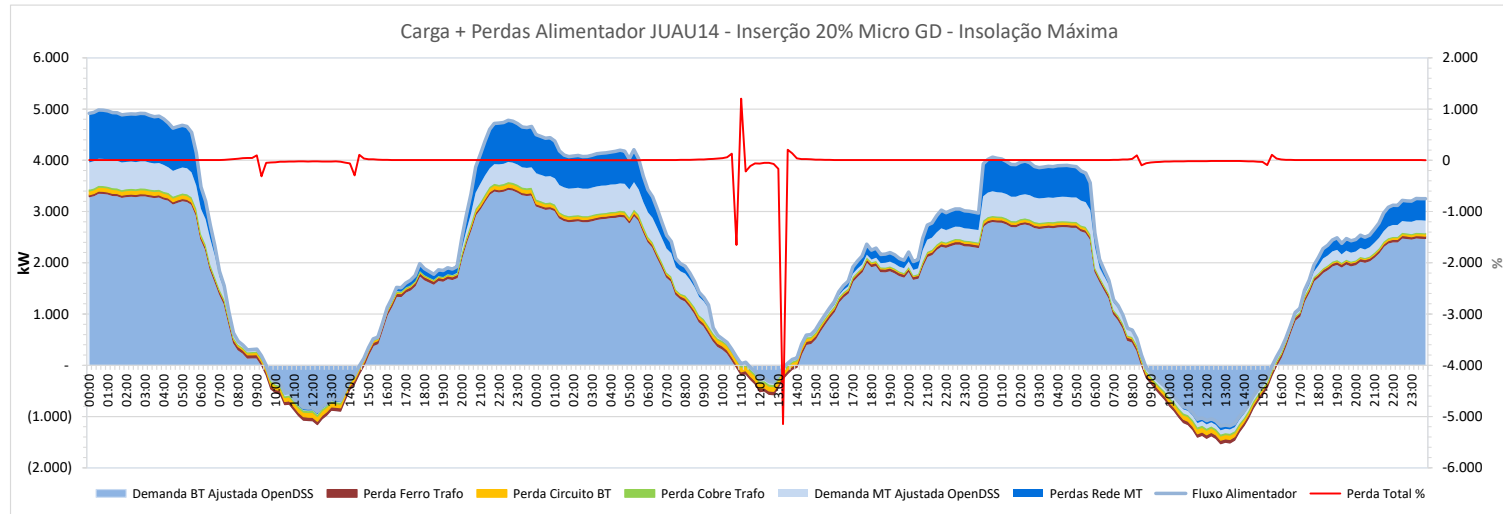
O gráfico ao lado mostra a curva de carga do alimentador JUAU14, com 93% de carga de baixa tensão, sendo 85% rural. É um gráfico do tipo “empilhado” sobrepondo mercado e perdas.



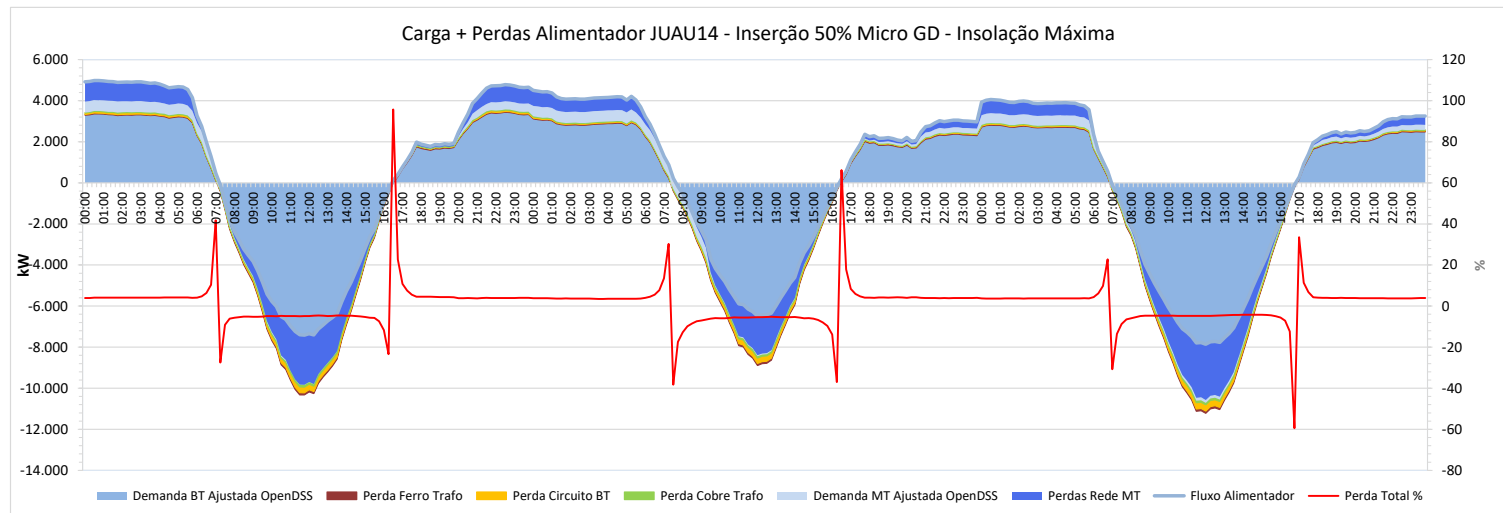
Com apenas 10% de inserção de micro GD se observa redução da carga diurna, principalmente no domingo nos dias de pleno sol tanto na rede BT quanto na MT.



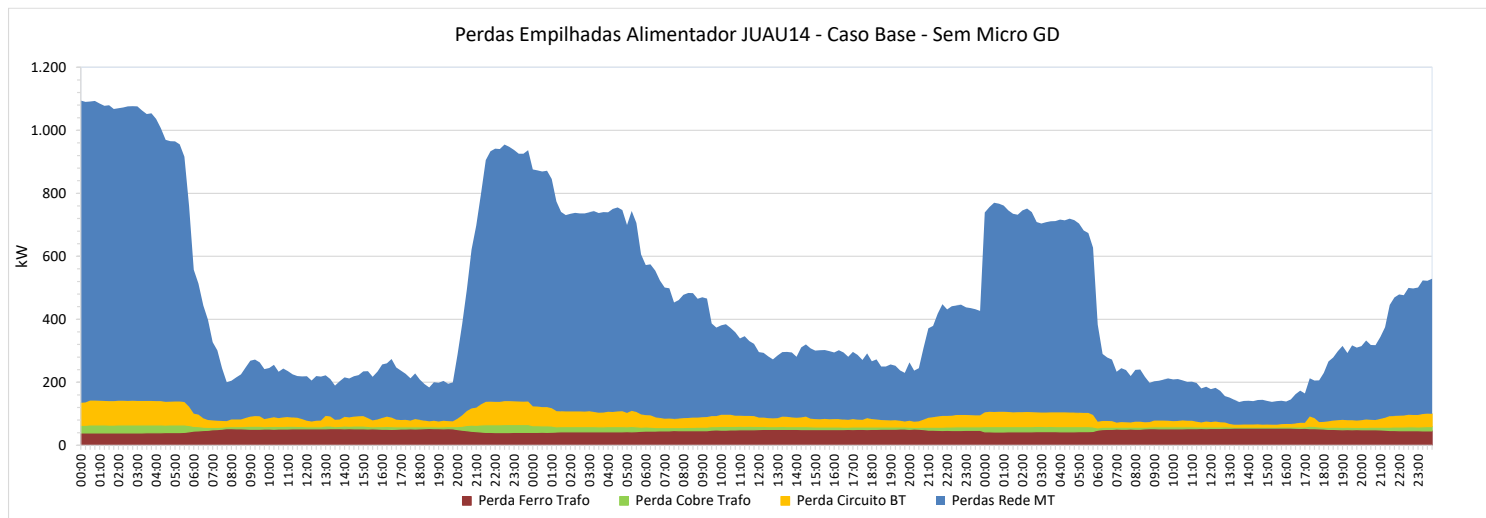
Com a inserção de 20%, nos dias de pleno sol já se incorre em fluxo em todos os dias, tanto na rede BT, quanto MT.



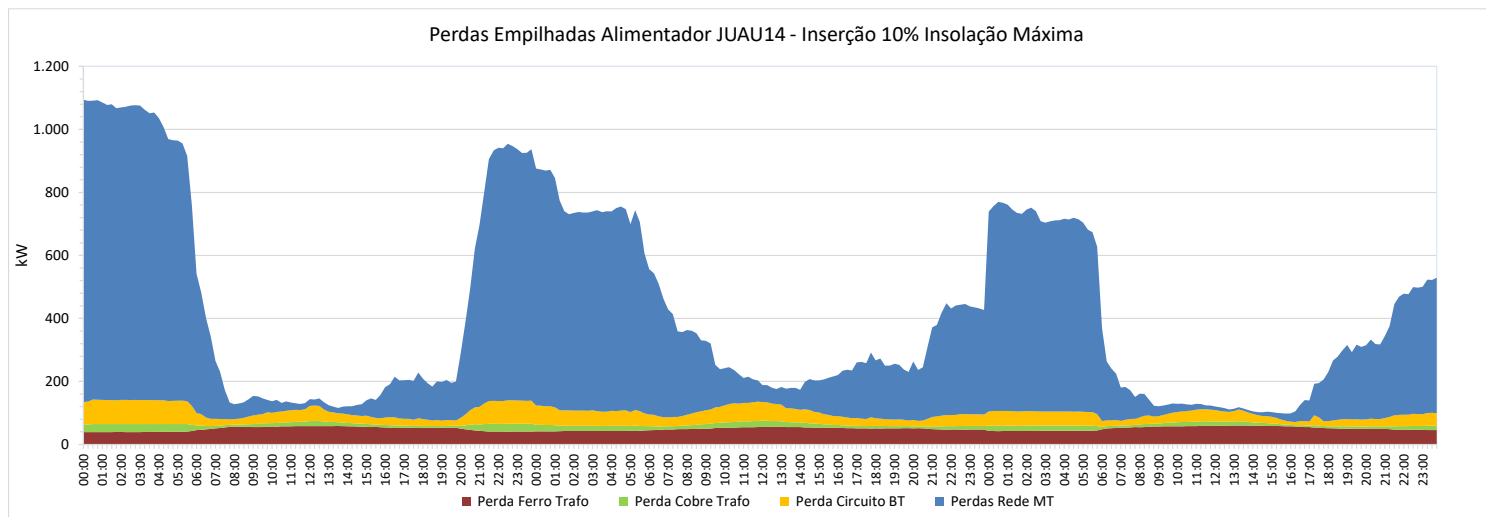
Com 50% de inserção de Micro GD, nos dias de pleno sol verifica-se um enorme fluxo reverso, equivalente ao dobro do fluxo máximo direto com grande aumento das perdas e necessidade de investimentos. Haveria de se dobrar a capacidade da rede.



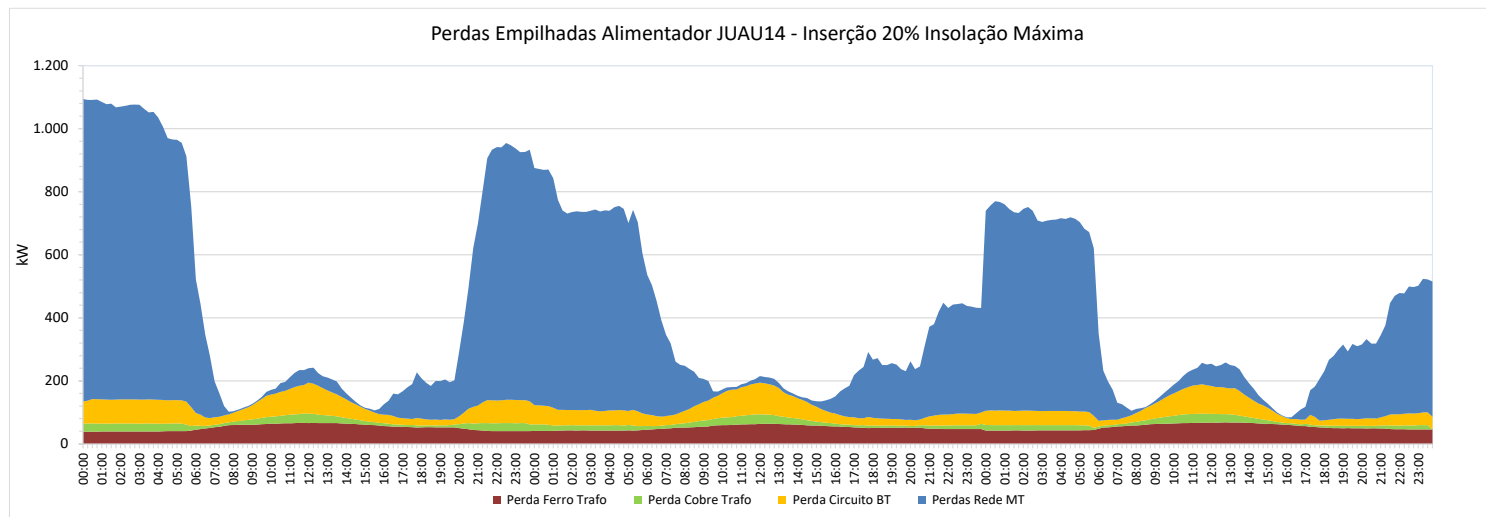
Ao lado têm-se as curvas de todas as perdas, do Caso Base, do alimentador: as Perdas no Ferro (constantes), as Perdas no Cobre, nos circuitos de BT e na rede MT (variáveis com a corrente). Observa-se as curvas de perdas no fio acompanhando o formato da carga.



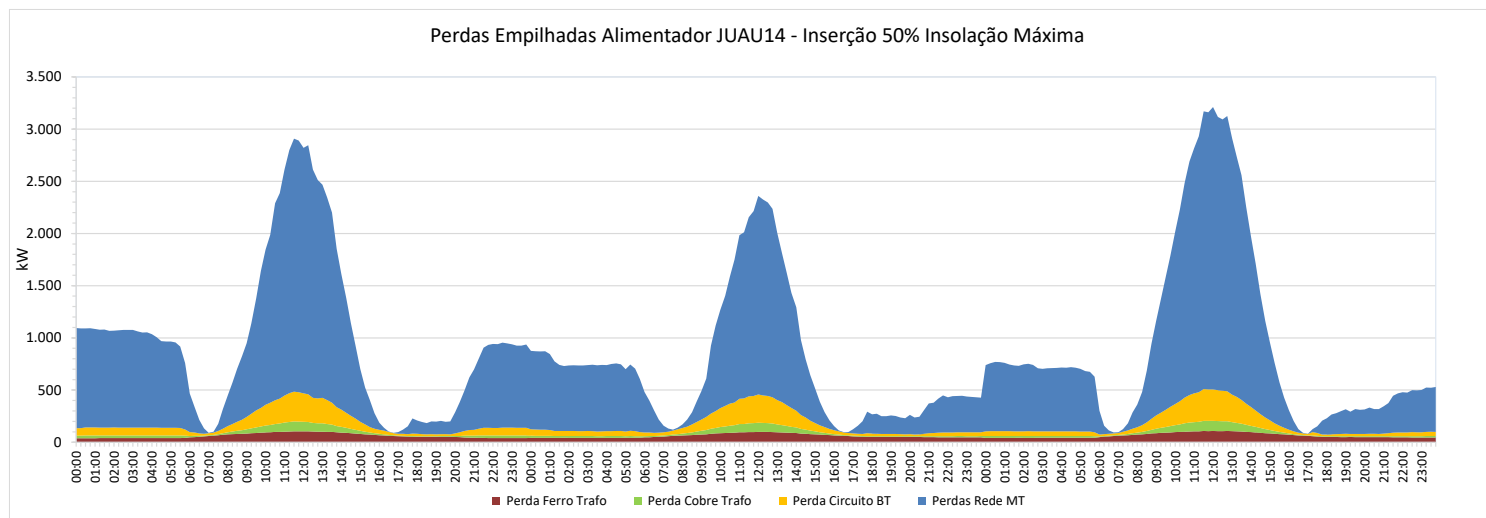
Com 10% de inserção, nos dias de pleno sol, já se verifica aumento nas perdas na BT no período diurno, porém há redução das perdas na rede MT.



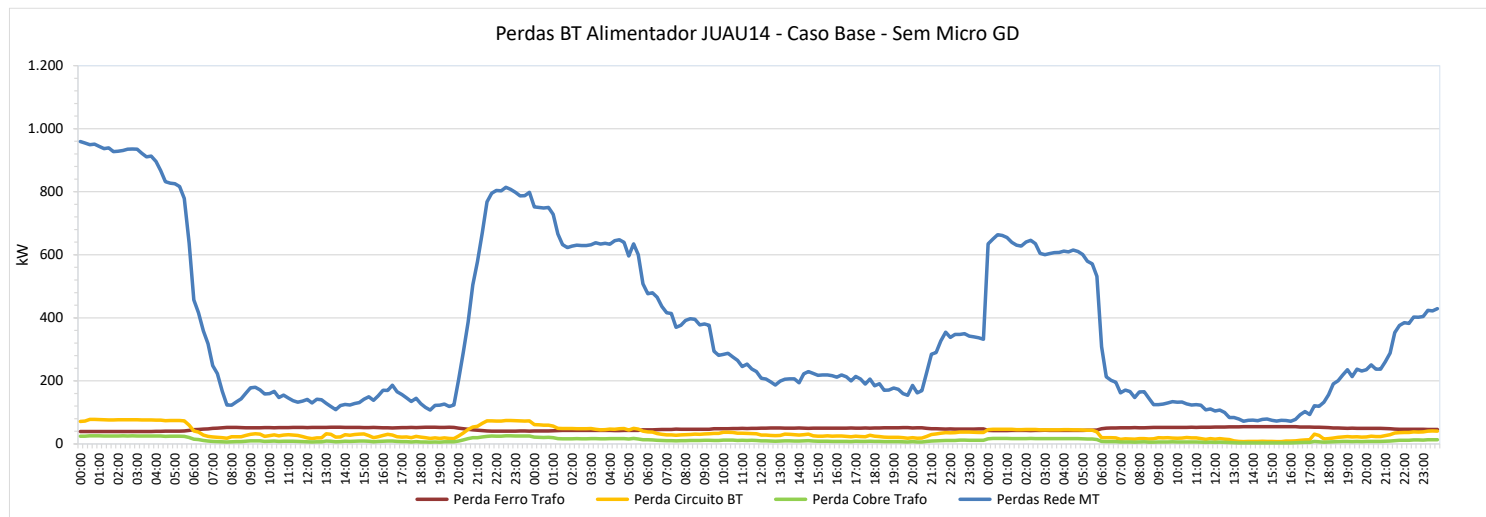
Na Simulação S2A – inserção de 20% e insolação máxima – as perdas diurnas na baixa tensão aumentam ainda mais, como também há uma maior redução das perdas na rede MT.



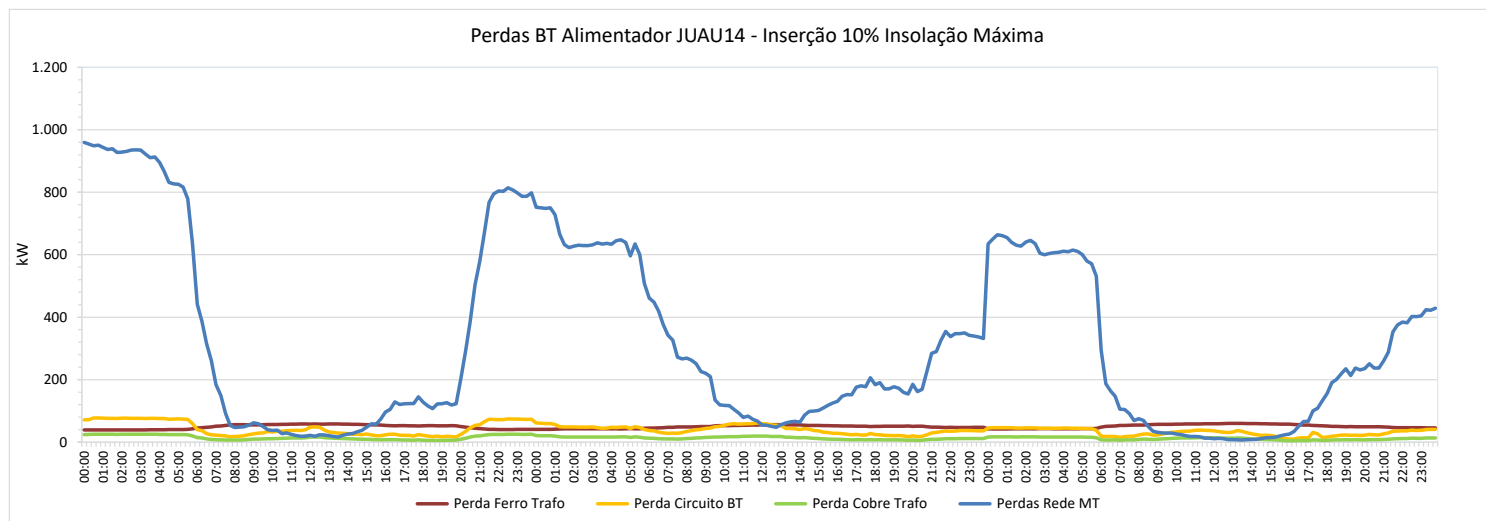
Na Simulação S3A, com a grande inversão de fluxo e aumento do carregamento da rede no período diurno, há um enorme aumento das perdas no fio. Perda máxima de potência no fluxo reverso mais que o triplo da perda máxima no fluxo direto no domingo.



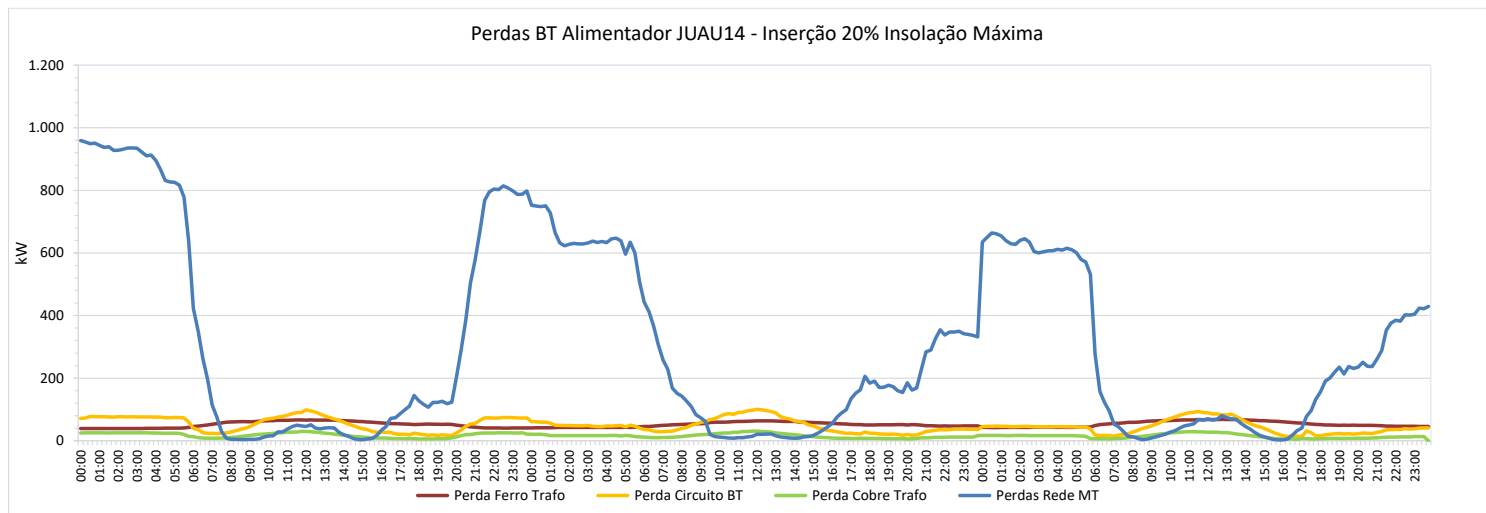
As curvas a seguir mostram as mesmas perdas em um formato independente, sem “empilhamento”. Percebe-se um pouco melhor como todas as perdas nos fios acompanham a carga, sendo a maior delas, neste alimentador, a perda na rede MT.



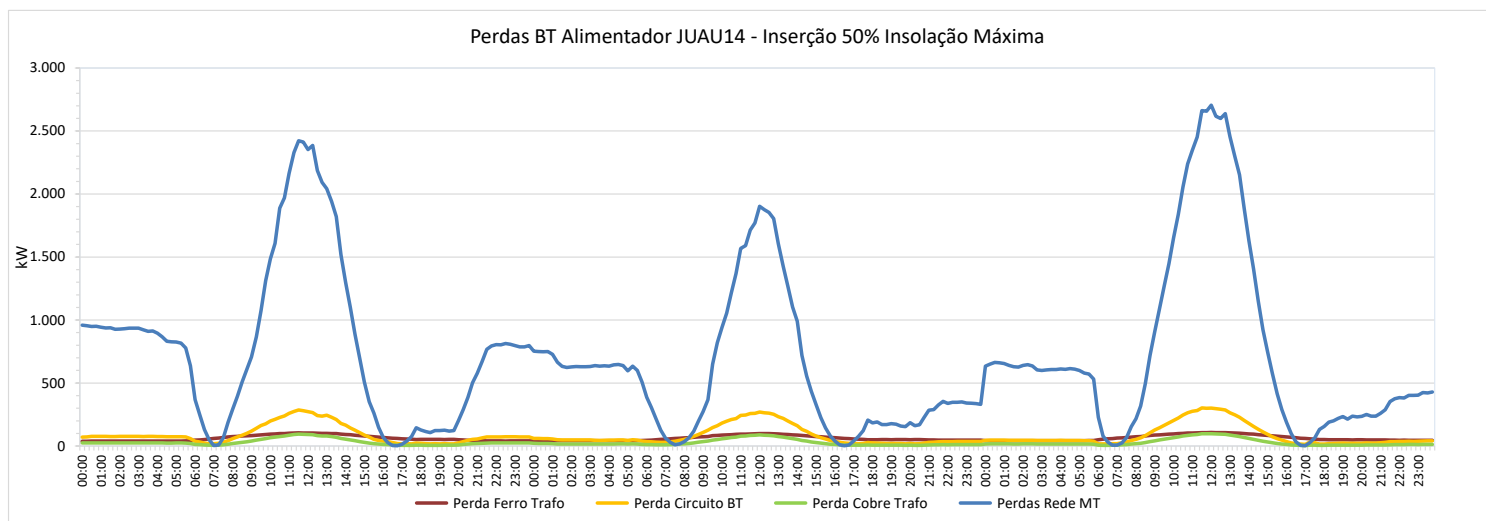
Observa-se novamente como na Simulação S1A as perdas no Cobre e nos circuitos BT aumentam ligeiramente durante o dia com inserção de apenas 10% de Micro GD na condição de pleno sol. Percebe-se melhor como há redução das perdas diurnas na rede MT.



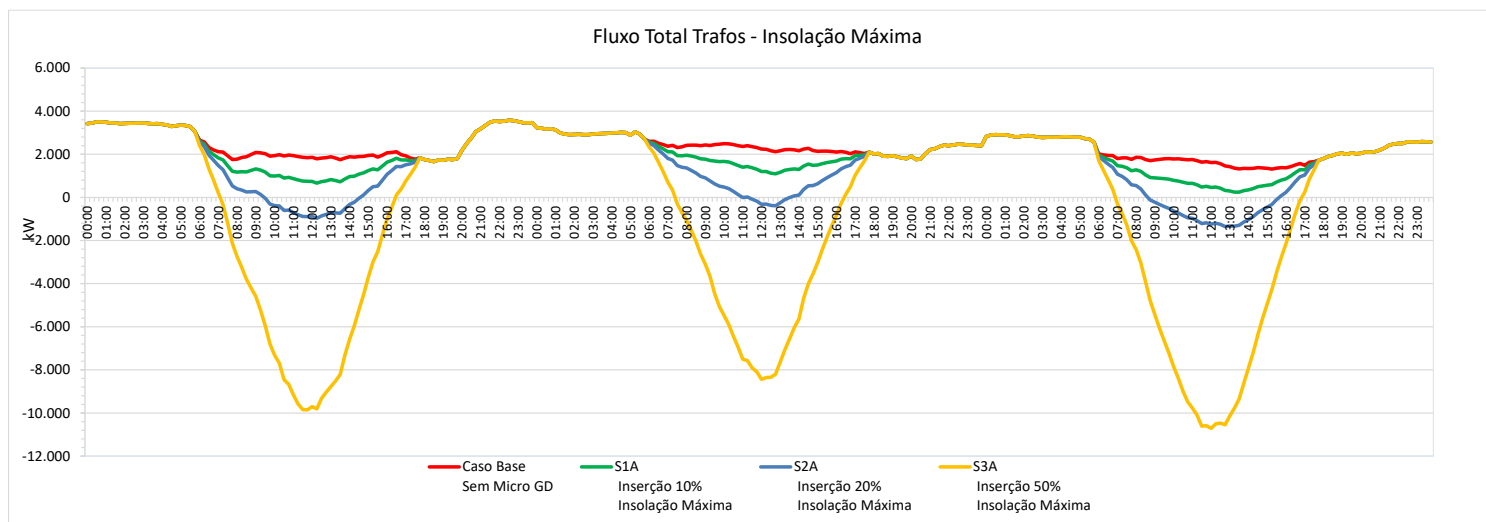
Na Simulação S2A, as perdas na rede MT reduzem ainda mais, apesar de se observar, por volta do meio-dia, perdas no fluxo reverso. As perdas diurnas na BT aumentam ainda mais nesta simulação



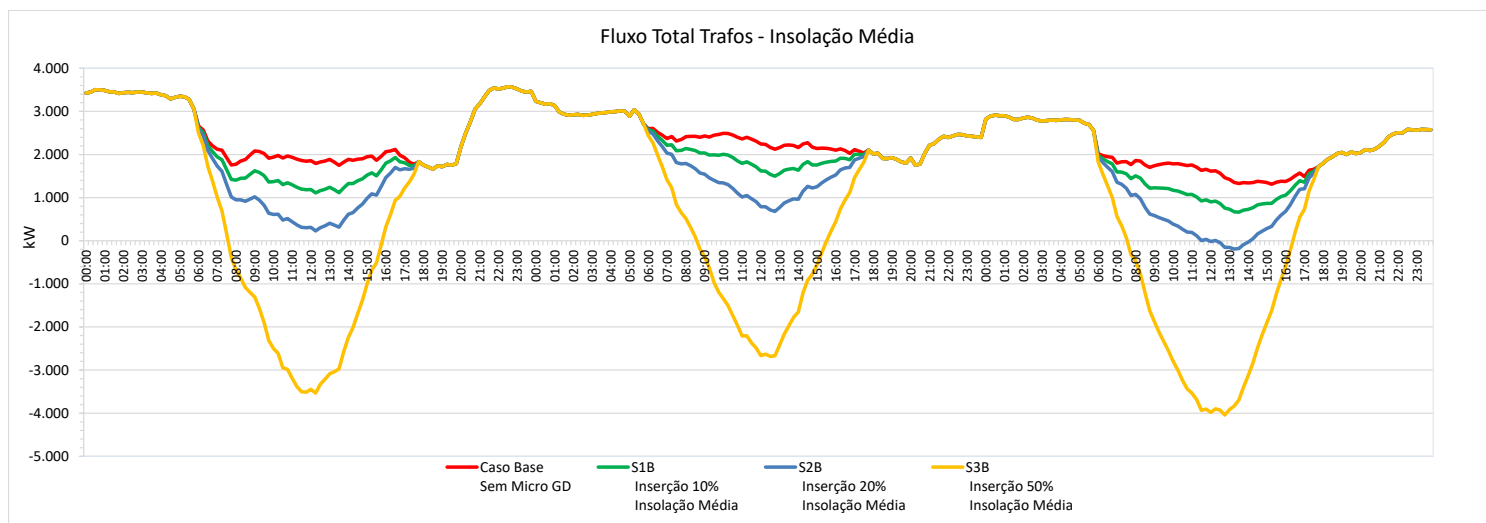
O gráfico ao lado mostra mais uma vez o aumento vertiginoso das perdas diurnas no fluxo reverso da simulação S3A – 50% de inserção e com insolação máxima.



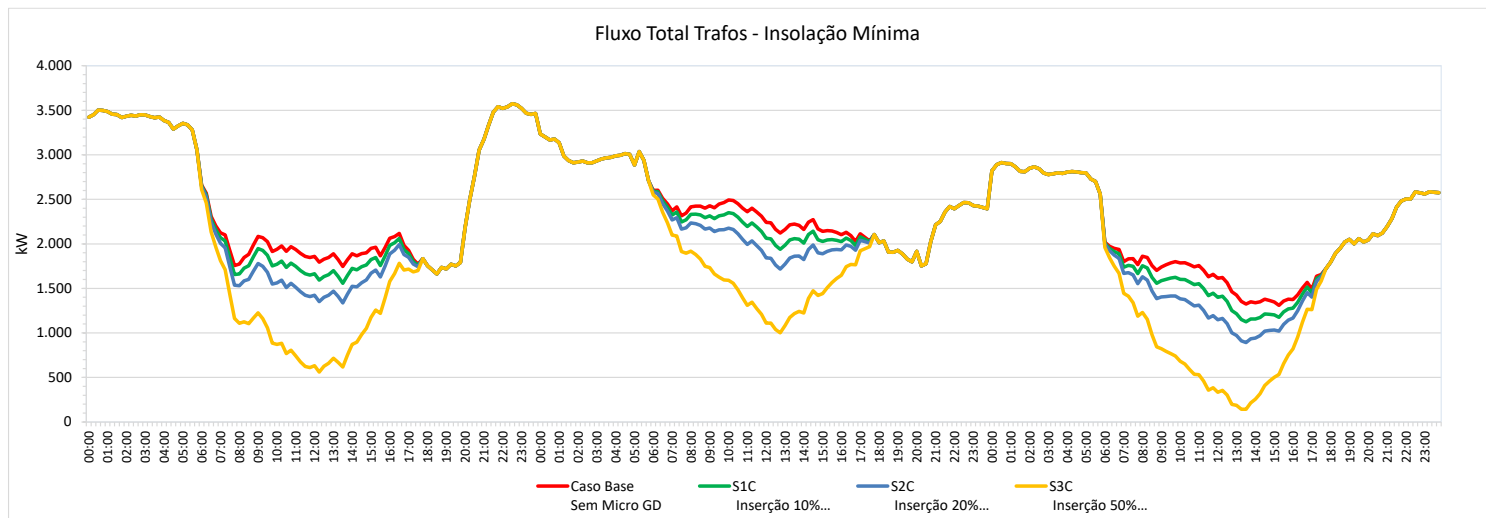
Este gráfico mostra o fluxo original do conjunto dos transformadores e em cada hipótese de inserção na condição de geração máxima. Já aparece fluxo reverso com 20% de inserção de microgeração. Há aumento do carregamento máximo em na simulação S3A.



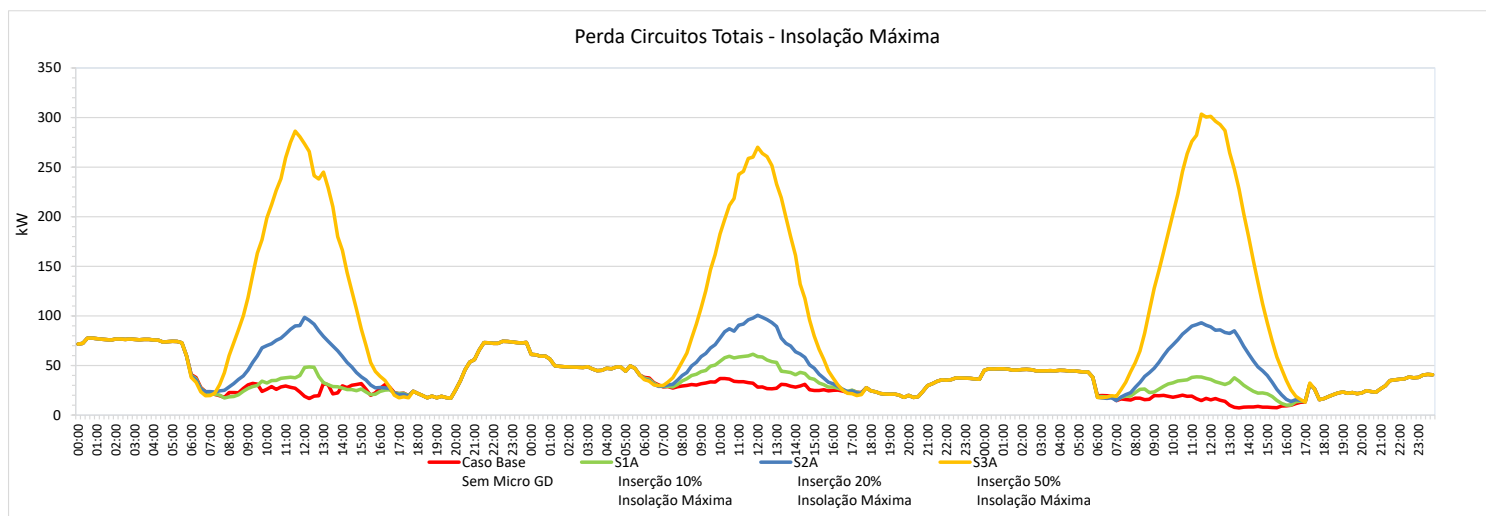
Com a insolação média há evidentemente um menor fluxo reverso na inserção de 50% de microgeração, mas praticamente se iguala ao fluxo direto no dia útil e ultrapassa-o no domingo. Não há mais fluxo reverso com 20% de inserção.



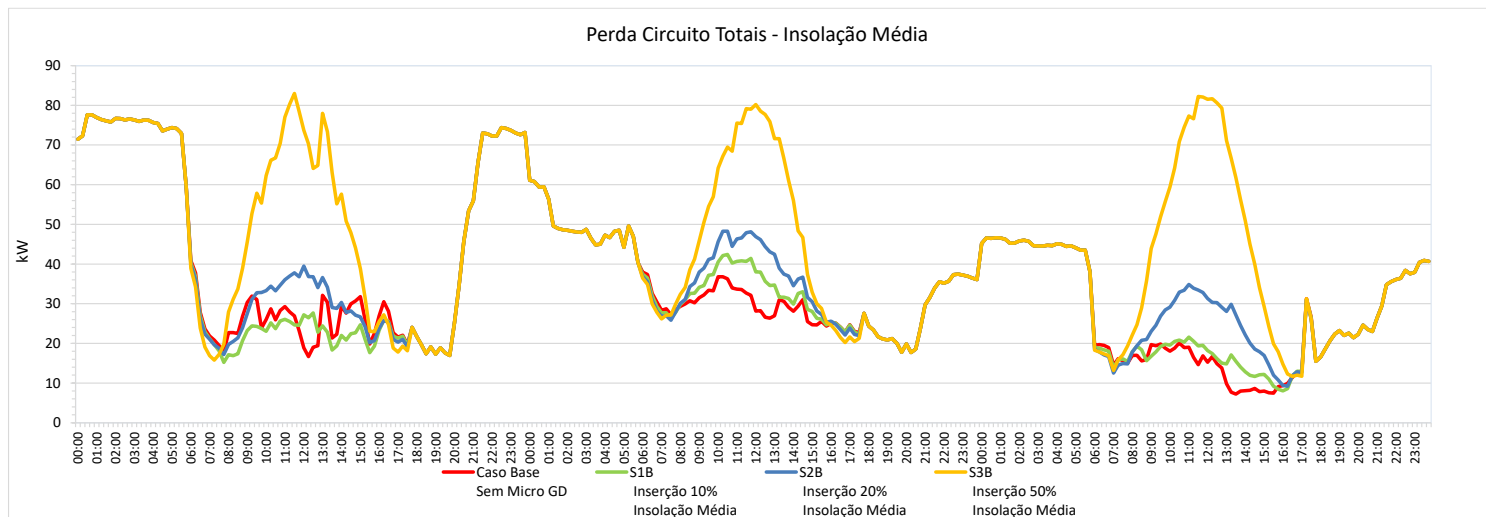
Na condição de geração mínima – dias nublados, em todas as hipóteses de inserção praticamente não há fluxo reverso na rede. Nessas condições haverá redução de perdas de energia.



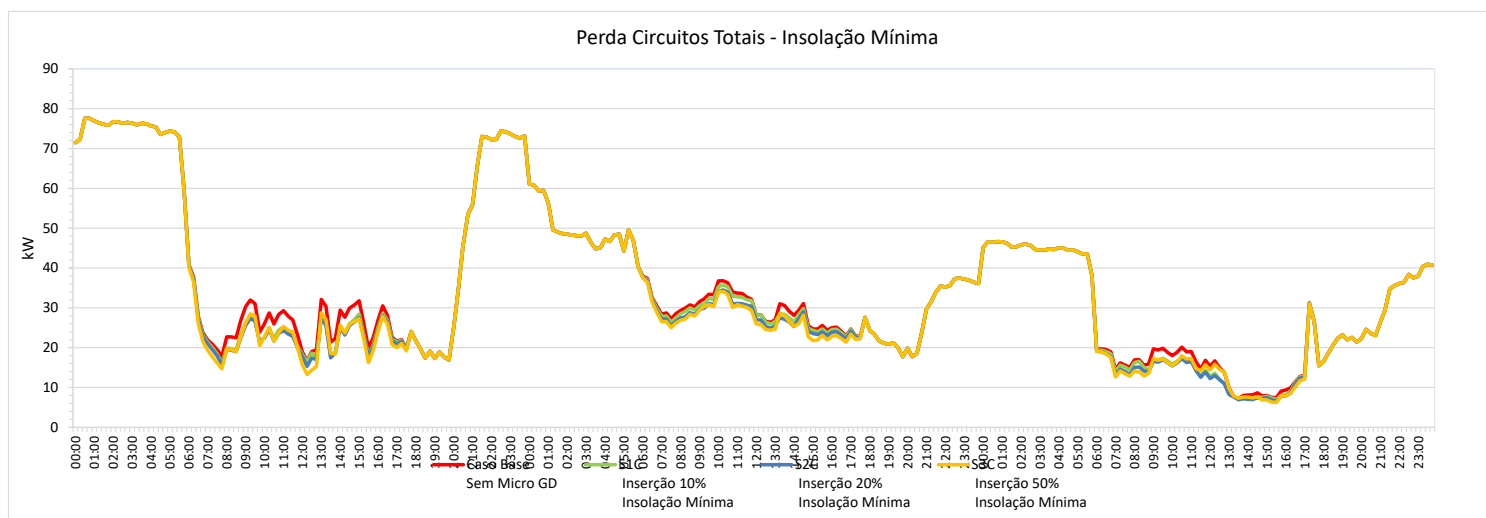
Este gráfico compara as perdas nos circuitos BT com insolação máxima. Observa-se que as perdas diurnas aumentam em todos os dias em todas as hipóteses de inserção de Micro GD.



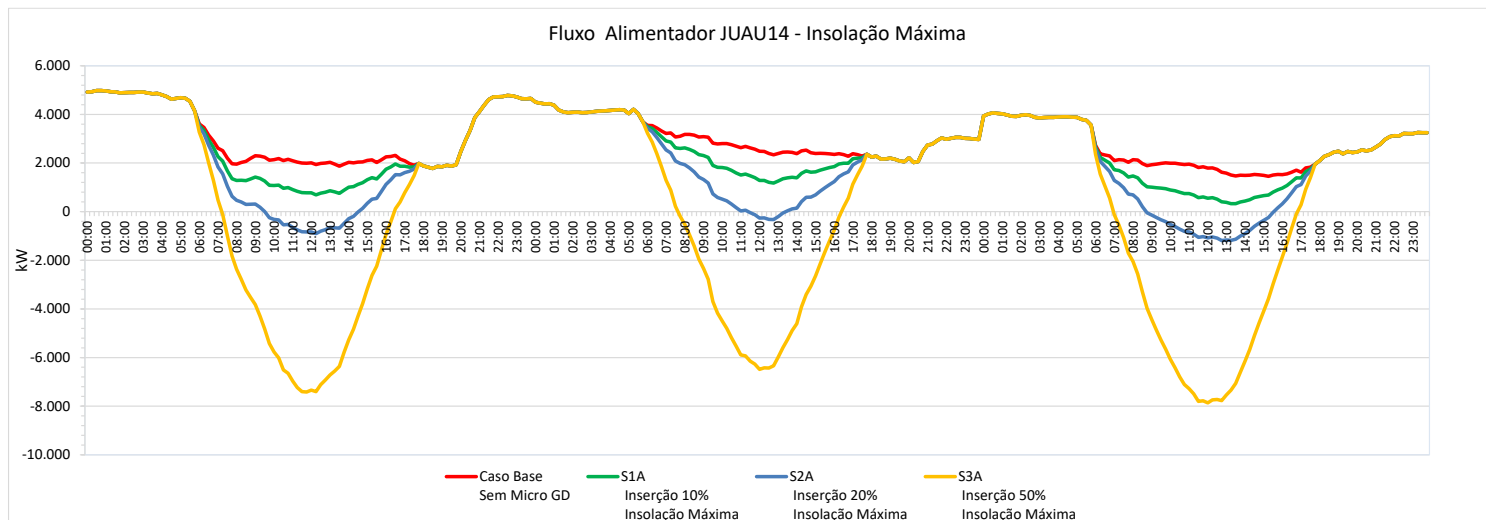
Com insolação média, as perdas aumentam nos sábados e domingos em todas as hipóteses de inserção. Só não se verifica aumento no dia útil da simulação S1A



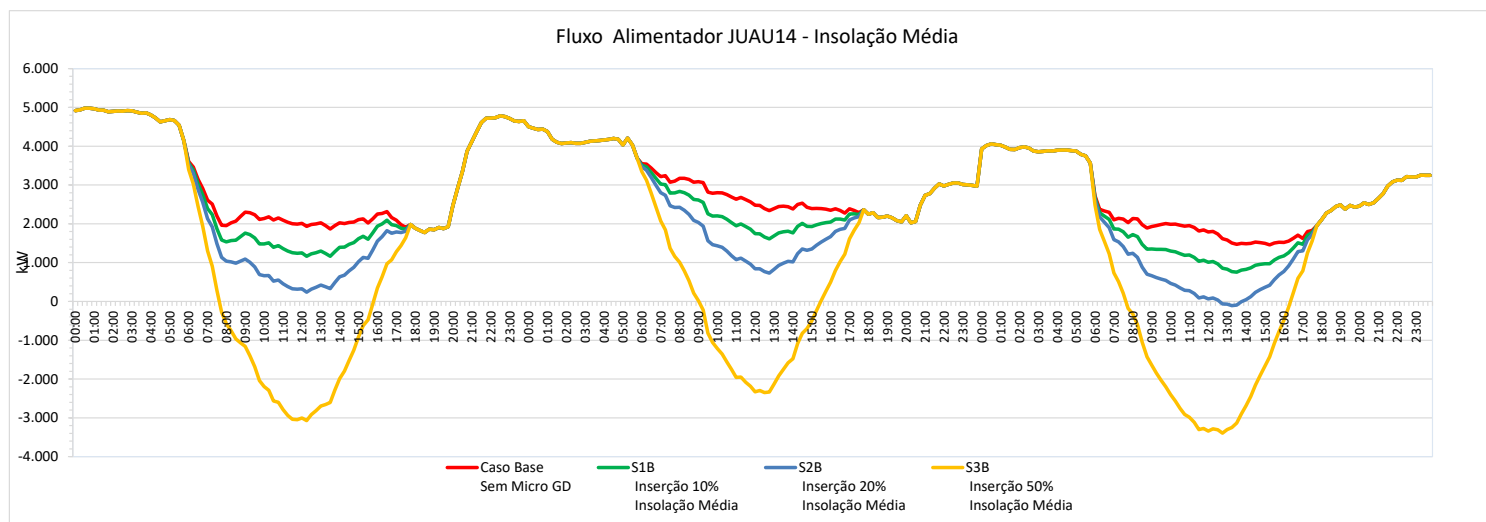
Com a insolação mínima, as perdas reduzem ligeiramente em todas as hipóteses de inserção de Micro GD.



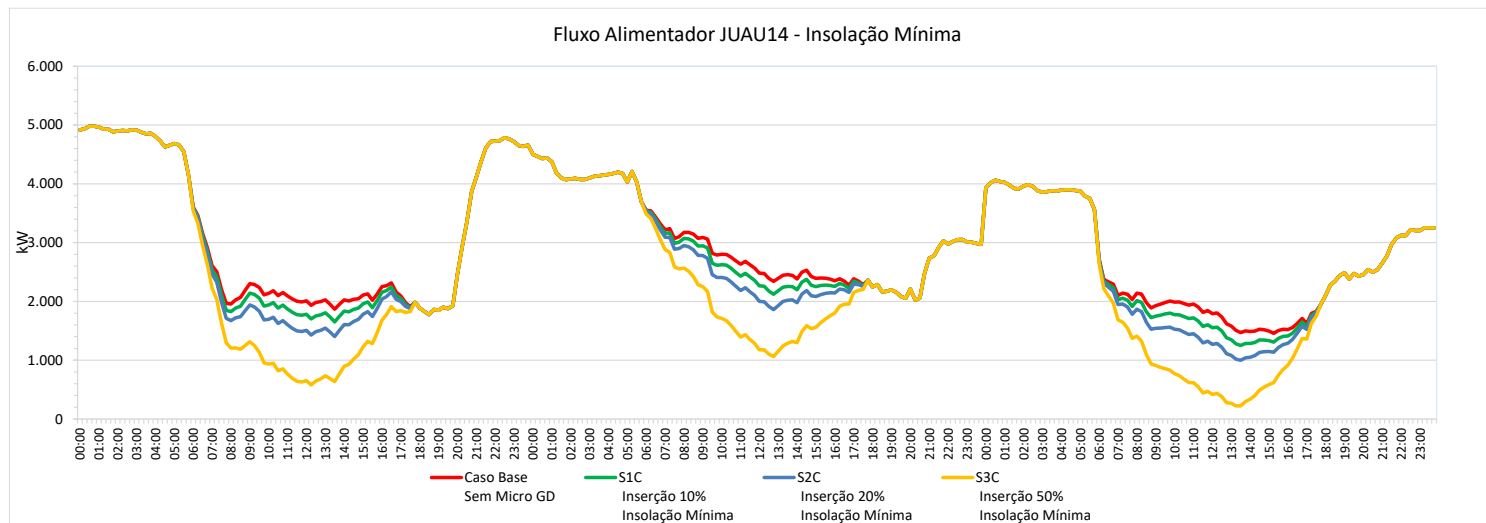
As curvas ao lado representam o fluxo total do alimentador nas hipóteses de inserção da Micro GD na condição de insolação máxima. Há pequeno fluxo reverso na simulação S2A e um grande fluxo reverso, na simulação S3A, em todos os dias.



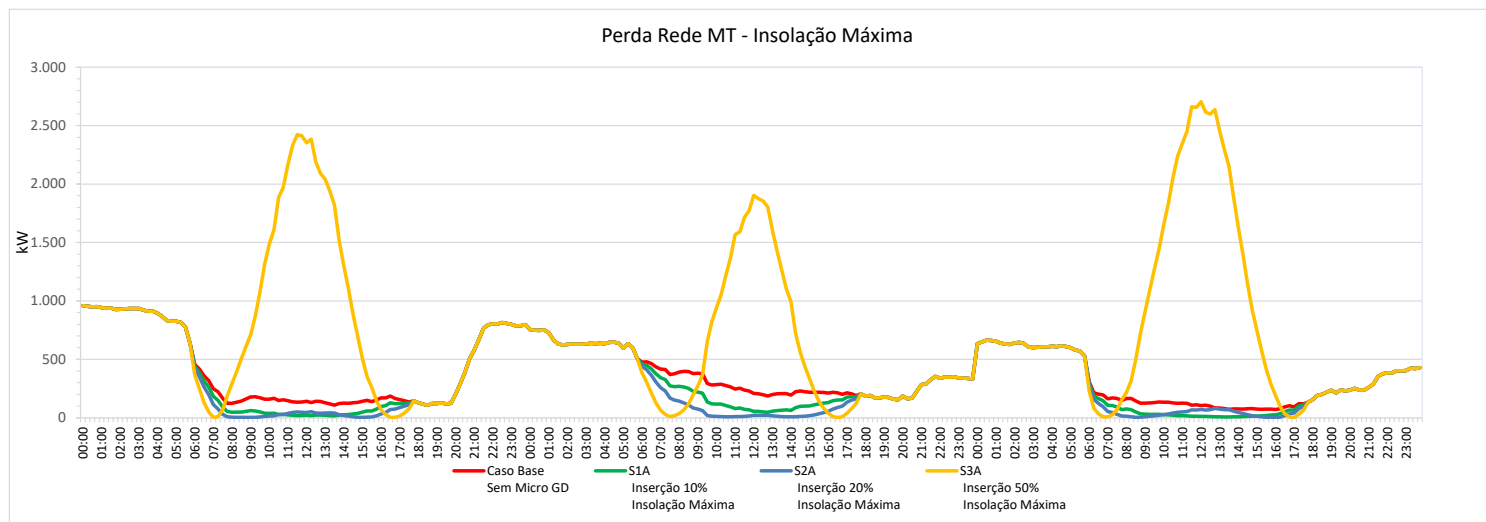
As curvas de carga do alimentador na condição de insolação média continuam com fluxo reverso com 50% de inserção de microgeração.



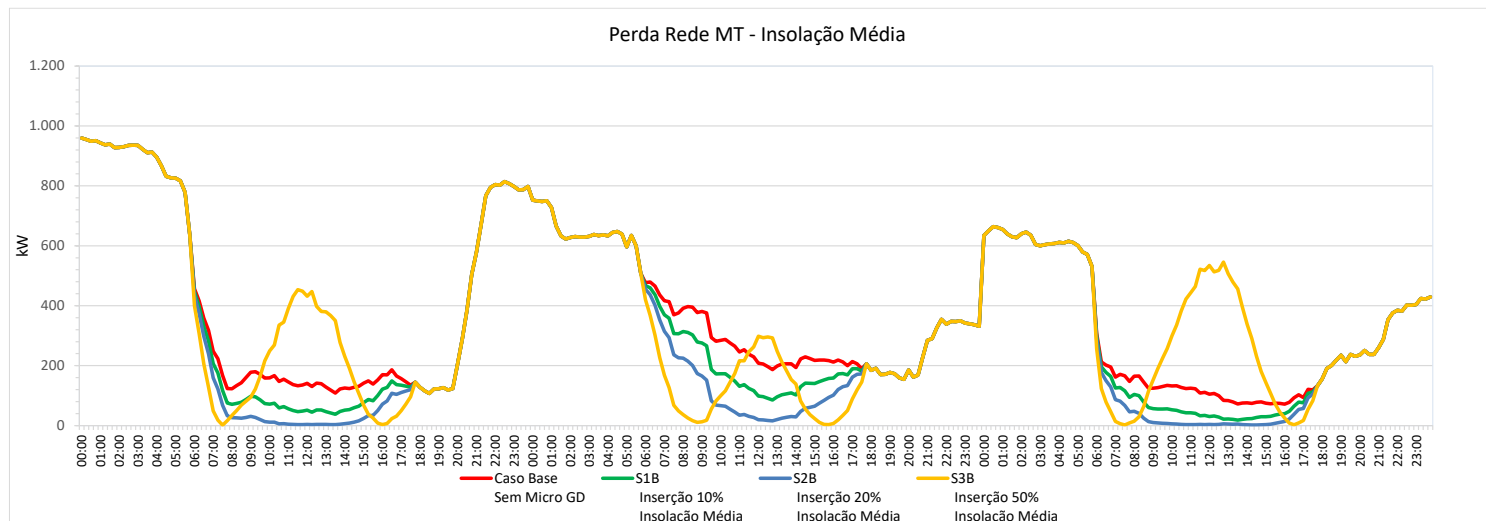
Não há fluxo reverso na rede MT com geração mínima em nenhuma hipótese de inserção de microgeração.



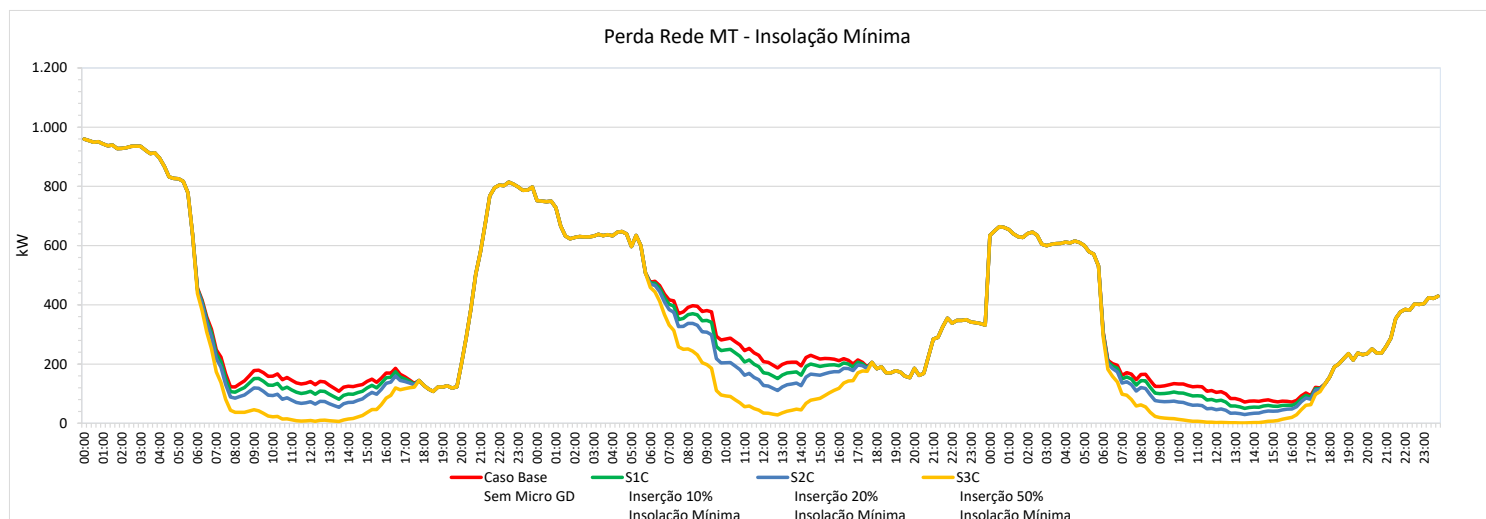
Neste alimentador, as perdas na rede MT reduzem nas simulações S1A e S2A e aumentam significativamente na inserção de 50% de Micro GD nos dias de pleno sol.



Com insolação média as perdas na rede MT continuam aumentando na inserção 50% de micro GD, e isto ocorre no dia útil e domingo. Há redução de perdas com 10% e 20% de inserção na insolação média.



Com a insolação mínima, se verifica uma redução de perdas.



8. Proposta

O aumento da disponibilidade e o barateamento de sistemas de geração solar, assim como a introdução crescente de geração solar centralizada e MMGD solar nos últimos anos, reforçam a necessidade de se repensar e ampliar o leque de soluções para a irrigação com bombas elétricas.

Como mostrado, o custo da geração fotovoltaica é bem menor que o fornecimento de energia elétrica no meio rural. Logo, é de interesse da sociedade que a irrigação use ao máximo essa fonte, que é bem mais barata que levar energia elétrica dos grandes centros de geração até a área rural por rede elétrica.

O sistema de geração fotovoltaica custa em média 500 R\$/MWh, enquanto o irrigante de baixa tensão paga apenas 210 R\$/MWh (tarifa subgrupo B2), que é menos da metade do que ele paga pelo fornecimento de energia elétrica e apenas 20% do custo desse fornecimento pela distribuidora, que é mais de 1.100 R\$/MWh. Logo, o custo da GFV é menos da metade do custo do fornecimento de energia elétrica pela distribuidora – 500 R\$/MWh contra mais de 1.100 R\$/MWh.

Para que o irrigante se interesse pela GFV é necessário que mude a legislação reduzindo os descontos para irrigação até o limite em que essa fonte passe a ser competitiva para estes clientes. Há inclusive a possibilidade de transferir parte dos subsídios para a instalação de GFV destinada à irrigação.

Com isto a sociedade reduzirá os custos com a expansão do fornecimento de energia, independente da fonte.

Para que isto seja realmente uma substituição do fornecimento de energia elétrica via cabo para geração local, no caso da GFV, é necessário um valor mais próximo do custo de uso da rede, caso contrário a sociedade continuará tendo de investir intensamente em rede para atender esses clientes.

Observa-se que para haver redução de custos efetivos é necessário que haja uma transição de um fornecimento para o outro pois, a rede que está instalada precisa continuar sendo utilizada para não se incorrer em dois problemas:

- a) Perda de receita das distribuidoras entre revisões;
- b) Repasse de custos da rede existente, que ficaria subutilizada com migração da irrigação para GFV para os demais consumidores.

Observa-se, no entanto, que esses valores são pequenos, pois as tarifas são atualmente extremamente subsidiadas, ou seja, a receita atual advinda desses clientes é pequena, sendo que 80% do custo já é pago pelo demais consumidores via CDE e, principalmente, via subsídio cruzado implícito.

De toda maneira, o ideal é que essa capacidade da rede atualmente ocupada pelos irrigantes, seja paulatinamente substituída por consumo rural de outras atividades que não podem ser prescindidas da rede, por não terem como se moldar à geração fotovoltaica.

Vale ressaltar que essa substituição irá reduzir as tarifas dos demais consumidores.

Uma nova legislação deveria então, reduzir os descontos paulatinamente, e se for o caso, dar subsídios, via baixos financiamentos, por exemplo, para GFV destinada à irrigação somente para os novos pontos de irrigação ou novos clientes. Isto são exemplos, há que se estudar melhor as possíveis formas de viabilizar essa transição sem impor prejuízos às distribuidoras e demais usuários da rede de distribuição.

A redução dos descontos também é necessária para que o consumidor irrigante tenha interesse comprar bombas eficientes e dar manutenção rotineira no sistema para que este opere com maior rendimento possível, consumindo o mínimo energia, e isto só acontecerá se a redução de fatura for maior que os custos adicionais de aquisição e manutenção do sistema de bombeamento.

Por fim, a aplicação de menores subsídios é de interesse da maioria dos consumidores que hoje arcam com um peso grande de TUSD Encargos em suas tarifas, além dos subsídios implícitos.

Além da redução dos descontos, é necessário que todas as tarifas sejam aderentes aos custos para que os subsídios deixem de ser "implícitos" e passem a ser transparentes para a sociedade. Mesmo que se mantenha a atual tarifa de aplicação, é necessário que se publiquem tarifas plenas aderentes aos custos e descontos compatíveis com os reais subsídios.

Fazendo isto, haverá eliminação dos riscos da distribuidora entre revisões, pois todos os reais subsídios serão cobertos pela CDE, e os clientes das áreas de concessão com presença grande de clientes rurais, principalmente irrigantes, serão menos penalizados. Além de dar transparência a esses custos impostos aos demais consumidores para toda sociedade.

Se as tarifas de uso da rede estiverem aderentes aos custos, ou pelo menos com os menores descontos, de forma a tornar a GFV fortemente competitiva com o fornecimento pela distribuidora e, ainda assim, o cliente quiser continuar conectado à rede, é uma decisão dele, mas o sinal terá sido dado adequadamente.

Independentemente dessa migração, as regras de aplicação dos subsídios tarifários para irrigação precisam estar sob a regulação da ANEEL, passando a ser definidas em resoluções normativas, por quem é especialista em custos e tarifas, para poderem ser alteradas com mais agilidade, quando necessário, conforme as alterações do comportamento das redes e dos demais custos de fornecimento.

Está muito claro que as redes com predominância de carga de irrigação não estão otimizadas. O carregamento máximo poderia ser bem mais baixo se a irrigação estivesse distribuída ao longo do dia.

O comportamento da carga desses alimentadores com presença massiva de irrigantes, mal distribuído ao longo do dia, aumentando o carregamento máximo, impõe maiores perdas de energia nos alimentadores, que são os mais extensos do sistema de distribuição. Vale repetir que é geração, que tem um custo ambiental, sendo desperdiçada por mal uso da rede.

O outro problema do comportamento atual dessas redes são as grandes rampas de carga que dificultam a sua operação, dando mais uma razão para que se modifique essa regra na aplicação desses subsídios.

Assim, primeira mudança é eliminar a obrigatoriedade do desconto se dar estritamente no período noturno. Os horários do desconto podem ser acordados com a distribuidora, que distribuirá essa demanda de irrigação buscando ao máximo a otimização da rede de distribuição, de forma a reduzir os custos de sua expansão. Os descontos podem também ser diferentes por períodos horários, definidos pelo regulador (atendendo o desconto médio definido em Lei), compatíveis com os custos regionais ou locais. Muitos consumidores rurais poderão ser atendidos, sem nenhum investimento adicional, somente com essa alteração. A carga maior noturna dos irrigantes pode até ajudar a melhorar o carregamento da maioria das redes de 69 kV e A2, porém as redes de maior custo na cadeia do sistema é a rede de distribuição, principalmente quando se trata de rede rural, de grandes extensões. Esta é, portanto, a primeira que deve ter seu uso otimizado.

Associado a isto, reitera-se a necessidade de sinalização horária regional das demais tarifas, para orientar os demais consumidores a demandarem nos horários efetivamente de menor custo, que realmente induzam ao melhor aproveitamento da capacidade disponível de rede.

É verdade que na CEMIG D, a maioria das redes de alta tensão está mais carregada no posto tarifário de Ponta e no período diurno e, portanto, os custos de uso da rede de distribuição são menores na madrugada, porque há poucas redes com carregamento maior nesse horário. Porém, os alimentadores que atendem aos clientes rurais irrigantes têm carregamento maior à noite, e é esse segmento do sistema que representa a maior parcela no Custo de Uso da Rede de Distribuição. Assim, volta-se à questão da necessidade do cálculo dos custos de uso locais e aplicação de tarifas regionais, pelo menos no que refere ao sinal horário. O cálculo dos custos locais, mesmo que não se apliquem tarifas maiores e menores por região, é uma necessidade premente, pois é preciso conhecer esses custos, que mostrarão o quanto as redes de cada nível pesam em cada hora do dia, e qual o resultado no custo horário final (conjunto de todas as redes envolvidas no atendimento dos clientes de cada subgrupo tarifário). Além disso, esse cálculo é crucial, pois é urgente a aplicação de sinalização horária regional.

Com a massiva introdução de geração solar tanto na alta tensão quanto na média e baixa tensão, em breve (já é o caso em algumas regiões da CEMIG D) o período diurno poderá ser o de menor carregamento das redes, tornando a justificativa para restringir o consumo ao período noturno com menos sentido ainda. Isso reforça a necessidade de este tipo de regramento estar no âmbito da ANEEL, pois o sistema é dinâmico e sofrerá grande alteração nos próximos anos.

Os meios de que se dispõe para atingir estes objetivos são o aprimoramento da regulação e a melhoria técnica das instalações, aumentando a eficiência dos equipamentos de bombeamento e demais instalações de irrigação.

Finaliza-se repetindo a seguinte argumentação: é aceitável que haja necessidade de subsidiar os produtores rurais, em especial a produção agrícola do país, dando um desconto na energia para a irrigação, no entanto, esses subsídios não podem ser abusivos de forma a levar a um aumento dos custos da energia para toda a sociedade. Assim, é preciso que as políticas públicas estejam embasadas em estudos elaborados por especialistas, com predição das consequências de cada medida, principalmente das que envolvam subsídios.

REFERÊNCIAS

ANEEL. 2010. *Resolução normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010 - Estabelece as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica de forma atualizada e consolidada.* s.l. : ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, 2010.

CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS, FUPAI/EFFICIENTIA. 2005. *Eficiência energética em sistemas de bombeamento.* Rio de Janeiro : Eletrobrás, 2005. p. 272.

ESCHER. 2018. Campanha de medidas e tipologia da carga das redes e consumidores. Elaborado para a Quarta Revisão Tarifária Periódica da Cemig Distribuição S.A - CEMIG-D. *Escher Consultoria e Engenharia.* 2018.

Galdino, Marco Antonio e Lima, J.H. G. 2002. PRODEEM – programa nacional de eletrificação rural baseado em energia solar fotovoltaica, *. IX Congresso Brasileiro de Energia.* 2002.

Galdino, Marco Antonio e Pinho, João Tavares. 2014. *Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos.* Rio de Janeiro : CEPEL-CRESESB, 2014.

Gama, Paulo Henrique Ramalho Pereira, et al. 2013. *Geração Fotovoltaica de Energia no Brasil.* s.l. : Cigre Brasil - Grupo de Trabalho C6, 2013.

Varella, Fabiana Karla de Oliveira Martins, Cavaliero, Carla Kazue Nakao e Silva, Ennio Peres da. 2011. Sistemas fotovoltaicos no Brasil: estimativa do índice de nacionalização. [ed.] Sociedade Brasileira de Planejamento Energético. *Revista Brasileira de Planejamento Energético.* 2011, Vol. 17, 2.