



NOTA TÉCNICA

ESTUDOS DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO

Cálculos da TUST - Análise de Sensibilidade

Fevereiro de 2021

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso)



NOTA TÉCNICA

Estudos do Sistema de Transmissão

GOVERNO FEDERAL
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

Ministério de Minas e Energia

Ministro

Bento Albuquerque

Secretário-Executivo do MME

Marisete Fátima Dadald Pereira

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético

Paulo César Magalhães Domingues

Secretário de Energia Elétrica

Rodrigo Limp Nascimento

Secretário de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis

José Mauro Ferreira Coelho

Secretário de Geologia, Mineração e Transformação Mineral

Alexandre Vidigal de Oliveira Alexandre Vidigal de Oliveira

Cálculos da TUST - Análise de Sensibilidade



Empresa de Pesquisa Energética

Empresa pública, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, instituída nos termos da Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004, a EPE tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras.

Coordenação Geral

Erik Eduardo Rego

Presidente

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais

Giovani Vitória Machado

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Erik Eduardo Rego

Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustíveis

Heloisa Borges Bastos Esteves

Diretor de Gestão Corporativa

Angela Livino

Coordenação Executiva

José Marcos Bressane

Equipe Técnica

Leandro Pereira de Andrade
Mariana de Queiroz Andrade
Renato Haddad Simões Machado
Thiago Dourado Martins
Thiago Ivanoski Teixeira

URL: <http://www.epe.gov.br>

Sede

SCN, Qd. 01, Bl. C, nº 85, Sl. 1712/1714
70711-902 - Brasília - DF

Escritório Central

Av. Rio Branco, 01 - 11º Andar
20090-003 - Rio de Janeiro - RJ

Nº EPE-DEE-NT-014/2021-rev0

Data: 05/02/2021

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso)



Contrato

Data de assinatura

Projeto

NOTA TÉCNICA

Área de estudo

Estudos do Sistema de Transmissão

Sub-área de estudo

Metodologia de Cálculo da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST)

Produto (Nota Técnica ou Relatório)

EPE-DEE-NT-014/2021-
rev0

Cálculos da TUST - Análise de Sensibilidade

Revisões

Data

Descrição sucinta

rev0

05/02/2021

Emissão Original

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso)

SUMÁRIO

1. OBJETIVO	7
2. CÁLCULO DA TUST	8
3. PROPOSTAS DE SENSIBILIDADE	12
4. RESULTADOS OBTIDOS	13
4.1 VALORES DA TUST	13
4.2 COMPETITIVIDADE DAS FONTES ENERGÉTICAS	20
4.3 EXPANSÃO INDICATIVA DO SISTEMA DE GERAÇÃO	26
5. CONSISTÊNCIA DOS CENÁRIOS	29
6. CONSIDERAÇÕES FINAIS	31
7. REFERÊNCIAS	33
8. ANEXO - PREMISSAS CONSIDERADAS NOS CÁLCULOS	34

1. OBJETIVO

A remuneração do custo do uso do sistema de transmissão brasileiro pelos agentes geradores e consumidores, que inclui os investimentos, a operação e a manutenção das instalações de transmissão, é regulada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

Conforme as diretrizes da Lei nº 9.427/1996, o procedimento de cálculo do rateio destes custos pelos agentes deve possibilitar uma sinalização de uso eficiente do sistema, de forma a induzir, por exemplo, os agentes geradores a instalarem as novas plantas em pontos mais adequados, inclusive sob o ponto de vista da transmissão.

O cálculo das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) para cada um dos pontos da rede é efetuado pela aplicação da Metodologia Nodal. A tarifa total resultante tem uma componente locacional, que permite diferenciar os diferentes pontos quanto à sua atratividade sob o ponto de vista do uso efetivo da rede, e outra componente denominada "selo", que complementa a remuneração do custo total do uso do sistema por rateio médio entre os agentes, sem distinção de seu ponto de conexão.

Cumprir notar que o procedimento para a aplicação da Metodologia Nodal requer o estabelecimento de condicionantes (por exemplo, despacho de geração), bem como de valores para certos parâmetros de cálculo (variáveis de entrada), os quais podem exercer impacto significativo nos resultados obtidos, alterando as parcelas locacional e selo acima citadas e, portanto, podendo levar a uma sinalização inadequada para o uso eficiente da rede de transmissão.

Dentro desse contexto, e tomando como referência os agentes geradores, a presente nota técnica tem por objetivo apresentar uma análise de sensibilidade por meio da qual se procurou avaliar o impacto dos procedimentos atualmente adotados no cálculo da TUST dos geradores. Adicionalmente, procurou-se exemplificar o consequente impacto na competitividade de algumas fontes de geração em pontos diferenciados do Sistema Interligado Nacional (SIN), avaliando-se, ao final, os efeitos na expansão indicativa do sistema de geração.

2. CÁLCULO DA TUST

Os procedimentos para o cálculo da TUST vêm sendo aperfeiçoados ao longo dos anos. Estes procedimentos foram inicialmente regulados pela Resolução nº 281/1999, seguida pelas Resoluções Normativas nº 117/2004 e nº 267/2007, sendo estas duas últimas com regras específicas para o cálculo da TUST-Geração.

Atualmente os cálculos são feitos com base nos procedimentos estabelecidos na Resolução Normativa nº 559/2013, de 28/06/2013, mantendo o conceito de tarifas nodais e a formulação estabelecida na Resolução nº 281/1999.

A seguir é efetuada uma breve conceituação da metodologia adotada, visando introduzir alguns parâmetros cuja análise de sensibilidade é objeto deste documento.

Os cálculos são efetuados a partir do Programa Nodal disponibilizado pela ANEEL, através do qual são estabelecidos os encargos de cada usuário (TUSTⁱ), relativo ao ponto da rede de transmissão ao qual está conectado. A TUST de cada usuário, é composta por duas parcelas:

$$TUST^i = \pi_{loc}^i + \pi_{selo} \quad (\text{R\$/kW.mês})$$

sendo:

- π_{loc}^i , conhecida como componente locacional, que permite diferenciar os diferentes pontos quanto à sua atratividade e uso eficiente da rede, e
- π_{selo} , denominada "selo", que permite complementar a remuneração do custo total do uso do sistema por rateio médio entre os agentes, sem distinção de seu ponto de conexão.

Para cada ponto da rede calcula-se um valor de TUST-Geração e de TUST-Carga, cada qual com suas componentes locacional e selo. Por outro lado, é estabelecido o valor total a ser arrecadado pela aplicação dessas tarifas de modo a remunerar os investimentos, os custos de O&M da rede de transmissão e outros encargos. Ou seja, a somatória dos produtos dessas tarifas pelos montantes de geração e/ou carga conectado em cada ponto deve produzir o valor da Receita Anual Permitida (RAP) a ser arrecadada dos agentes. Para tanto, inicialmente é estabelecido um rateio entre os segmentos de geração e carga (50/50%).

A parcela π_{loc}^i tem analogia com o cálculo do custo marginal de expansão da transmissão já que, para a determinação do π_{loc}^i em um ponto, o Programa Nodal calcula os custos associados ao incremento de uma unidade (por exemplo, 1 MW) na geração ou na demanda nesse ponto.

Influem neste cálculo, dentre outros elementos, a topologia da rede, os parâmetros elétricos e os custos associados aos componentes do sistema de transmissão, a localização e valores das fontes

de geração e cargas, e os carregamentos nos diversos elos da rede elétrica, os quais são relativizados frente às capacidades das instalações por meio de fatores de ponderação¹.

O procedimento de cálculo se inicia pela parcela locacional. A diferença entre o valor total previsto para a RAP e aquele possível de ser recuperado pela parcela locacional define a parcela selo, a qual é rateada entre os agentes, sem distinção de sua localização na rede elétrica, conforme já mencionado.

Assim, a parcela π_{selo} corresponde a uma componente de ajuste, que assegura a arrecadação da RAP total. Portanto, à medida que os condicionantes de cálculo levem a uma redução da componente locacional, o valor da parcela selo resulta inerentemente maior, para a mesma RAP a ser recuperada.

Alguns dos fatores que exercem influência importante sobre o cálculo da componente locacional, e que foram avaliados na presente nota técnica, são a seguir abordados.

Despacho de Geração

O processo de cálculo da TUST é efetuado a partir de um único caso de fluxo de potência previamente resolvido pelo Programa Nodal. Visando obter o balanço carga-geração de cada subsistema (ou submercado) em que é dividido o Sistema Interligado Nacional (SIN), o procedimento atualmente empregado considera o despacho de cada gerador de forma proporcional à sua capacidade instalada (despacho proporcional), sendo os subsistemas tratados de forma independente. Para completar o balanço entre a carga e a geração, são considerados os intercâmbios entre os subsistemas.

Em decorrência desse procedimento, as linhas de interligação entre os subsistemas tendem a apresentar um carregamento relativamente reduzido. Como consequência desse efeito e da aplicação dos fatores de ponderação, resulta que a componente locacional da TUST não captura o

¹ A solução é obtida através da construção da matriz de sensibilidade que relaciona os fluxos de potência nas diferentes instalações com a potência injetada em cada barra do sistema. Esta matriz de sensibilidade é obtida a partir da matriz de impedâncias calculada como parte do processo de solução do fluxo de potência linear.

Cada sensibilidade é dada por:

$$\beta_{Lb} = \frac{dF_L}{dI_b}$$

onde: β_{Lb} é o fluxo incremental resultante na instalação L devido ao incremento da demanda ou da geração na barra b; F_L é o fluxo de potência na instalação L; e I_b é a potência injetada ou retirada na barra b.

Através destes coeficientes determinam-se os custos associados a uma unidade de incremento na demanda ou na geração em cada barra do sistema de acordo com:

$$\pi_b = \sum_{L=1}^{\text{Linhas}} \beta_{Lb} \times Cust_L \times Carr_L$$

onde: π_b é a tarifa nodal da barra b; $Cust_L$ é o custo unitário da instalação L = custo anualizado/ Cap_L , sendo Cap_L o limite de carregamento da instalação L; e $Carr_L$ é o fator de ponderação da matriz de sensibilidade em função do carregamento unitário da instalação L, sendo o carregamento unitário dado por F_L / Cap_L (ver Gráfico 1).

uso efetivo dessas instalações e, assim, os custos a elas associados tendem a ser predominantemente remunerados pela parcela selo da tarifa.

Por um lado, esse critério de rateio pode muitas vezes ser justificado pelo fato de que todos os usuários do sistema são beneficiados pelas linhas de interligação. Por outro, o mesmo critério pode ser questionado pelo fato de que a hipótese de despacho proporcional das usinas não necessariamente conduz ao cenário mais provável de intercâmbios decorrente da análise energética. Ou seja, outros valores de fluxos nas interligações, resultantes da sazonalidade das fontes energéticas renováveis do país, poderiam levar a valores diferentes de TUST.

A análise de sensibilidade do impacto de diferentes condições de despacho das usinas sobre os valores da TUST, no entanto, não pode ser efetuada na versão do Programa Nodal hoje disponibilizada pela ANEEL, pois não possibilita ao usuário simular outra condição que não o mencionado despacho proporcional.

Subsistemas ou Submercados Energéticos

Para efeitos de simulação e de estabelecimento do despacho proporcional das usinas, o procedimento usual de cálculo da TUST considera, como referência, quatro subsistemas ou submercados energéticos: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte.

Tendo em vista as considerações anteriormente feitas quanto ao despacho proporcional das usinas e seu impacto no carregamento das interligações, procurou-se avaliar a hipótese de se considerar um subsistema ou submercado único para a simulação e cálculo das tarifas. Nessa hipótese, no processo de se estabelecer o balanço carga-geração desse subsistema único, ainda que se mantenha o despacho proporcional das usinas, os mesmos elos anteriormente designados como interligações poderão resultar com carregamentos maiores.

Como fundamentação para se reduzir o número de subsistemas (passando de quatro para dois ou, no limite, um único subsistema como na hipótese de sensibilidade analisada), tem-se o fato de que a expansão do SIN leva a se ter os subsistemas regionais cada vez mais interligados no horizonte de longo prazo. Por outro lado, cabe discutir se a subdivisão do sistema para os cálculos que produzem as tarifas de uso da rede elétrica precisa necessariamente ser a mesma considerada na análise energética (na qual se busca definir os valores de CMO dos submercados, visando a comercialização de energia).

Fator de Ponderação

Conforme anteriormente descrito, no cálculo da componente locacional da TUST aplica-se um fator de ponderação sobre os valores da matriz de sensibilidade (que relaciona os fluxos de potência nas diferentes instalações com a potência injetada em cada barra do sistema), sendo este fator função

do carregamento unitário das instalações (ou fator de carregamento, igual ao fluxo passante/limite de carregamento).

O Gráfico 1a ilustra a condição usualmente considerada, onde o fator de ponderação é proporcional ao fator de carregamento, variando entre 0 e 1. Quanto maior esse fator de ponderação, resulta maior a recuperação dos custos associados às linhas de transmissão influenciadas por uma determinada barra do sistema, a depender dos valores da matriz de sensibilidade para a barra em questão.

Cumprir notar que o Programa Nodal faculta ao usuário, para fins de exercício, a utilização de outros tipos de ponderação na determinação da componente locacional das tarifas, pelos quais é possível atribuir uma importância maior ou menor a essa parcela.

O Gráfico 1b indica uma condição alternativa, avaliada na presente nota técnica, em que o fator de ponderação é constante e igual a 1,0 independentemente do carregamento da instalação, ou seja, não há atenuação da influência definida pela matriz de sensibilidade sobre os custos a serem recuperados. Nesse caso, a componente locacional da TUST resulta maximizada.

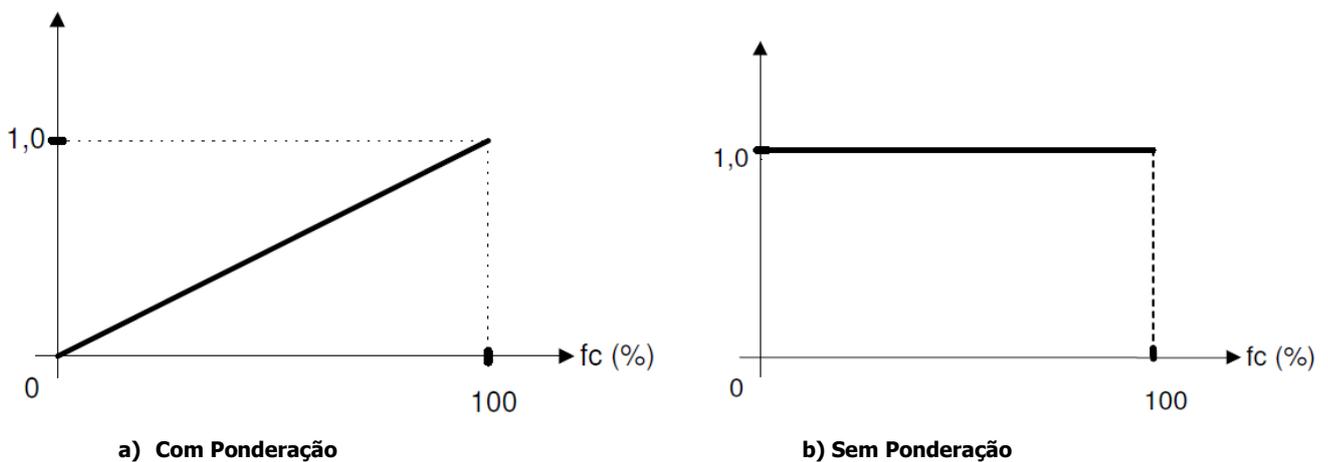


Gráfico 1 – Fator de Ponderação em Função do Fator de Carregamento

3. PROPOSTAS DE SENSIBILIDADE

Para a avaliação do impacto dos procedimentos adotados no cálculo da TUST descritos no capítulo anterior, foram analisados os seguintes casos:

- **Caso 1:** caso de referência do Programa Nodal, caracterizado pela aplicação dos procedimentos atuais para o cálculo da TUST (*despacho proporcional / quatro submercados energéticos / fator de ponderação conforme o Gráfico 1a*).
- **Caso 2:** caso de referência modificado, considerando um único subsistema ou submercado energético, o que leva a um despacho proporcional considerando toda a carga e geração do sistema de forma unificada (*vale notar que essa condição leva a uma exportação de energia das regiões Norte e Nordeste, dado que há uma significativa capacidade instalada de geração nestas regiões, superior às cargas destas regiões, e que a maior da carga do sistema se encontra nas regiões Sul e Sudeste/Centro-Oeste*).
- **Caso 3:** caso de referência modificado, considerando a maximização forçada da parcela locacional, utilizando o fator de ponderação ilustrado no Gráfico 1b.
- **Caso 4:** caso de referência modificado, combinando as condições dos Casos 2 e 3, ou seja, considerando um único submercado energético e a maximização forçada da parcela locacional.

4. RESULTADOS OBTIDOS

São apresentados a seguir os resultados obtidos para a TUST considerando cada uma das hipóteses de cálculo descritas no capítulo anterior. O foco dessa análise foi dado para a TUST-Geração.

Adicionalmente, procurou-se exemplificar o conseqüente impacto sobre a competitividade de algumas fontes de geração situadas em diferentes subsistemas do Sistema Interligado Nacional (SIN), avaliando-se, ao final, os efeitos na expansão indicativa do sistema de geração.

Para a estimativa das tarifas apresentadas nesta Nota Técnica foram consideradas as informações disponibilizadas pela ANEEL à ocasião da emissão da Resolução Homologatória nº 2.726/2020, que estabeleceu os valores de TUST do ciclo tarifário 2020-2021. No Anexo deste documento são descritas as principais premissas e referências para os cálculos.

4.1 VALORES DA TUST

Os Gráficos 2 a 5 e a Figura 1 ilustram os resultados obtidos para a distribuição da TUST-Geração no SIN para cada um dos casos descritos anteriormente. Comparando os resultados obtidos, as seguintes observações gerais podem ser feitas:

- No Caso 1 (Gráfico 2-i), ocorre concentração das tarifas em torno dos valores médios, não sendo observadas grandes diferenças entre os submercados (Gráfico 3-i), o que é indicativo de predominância da contribuição da parcela selo (Gráfico 4-i).
- Pontualmente, em decorrência do despacho proporcional por subsistema, são verificadas tarifas mais elevadas em regiões do submercado SE/CO atendidas por sistemas com caráter radial e de uso exclusivo, como é o caso dos estados do Acre, Rondônia e Mato Grosso (Gráfico 5-i, Figura 1-i).
- Já no Caso 2 (Gráfico 2-ii), nota-se claro deslocamento das tarifas em relação à tarifa média do sistema, concentrando-se os resultados das regiões Sul e SE/CO predominantemente abaixo dessa média, em contraposição aos das regiões Nordeste e Norte que se situam acima.
- Ou seja, as tarifas das regiões Nordeste e Norte aumentam consideravelmente em relação ao observado no Caso 1, enquanto as tarifas das regiões SE/CO e Sul diminuem (Gráfico 3-ii), refletindo sinal locacional forte (Gráfico 4-ii) que sinaliza maior atratividade de geração em pontos mais próximos aos principais centros de carga do sistema.
- Ainda quanto ao Caso 2, com todas as usinas consideradas em único subsistema, as usinas das regiões Norte/Nordeste tendem a ser mais despachadas que no Caso 1 e, como consequência, há aumento dos intercâmbios direcionados para as regiões SE/CO e Sul (maiores detalhes no Capítulo 5), e maior uso das linhas de longa distância das interligações, o que se reflete nas tarifas das regiões Norte/Nordeste (Gráfico 5-ii, Figura 1-ii).

- Destaca-se que, dentro do submercado SE/CO, os estados do Acre, Rondônia e Mato Grosso continuam apresentando tarifas mais elevadas em função do caráter radial e de uso exclusivo do sistema local, porém, elas se tornam inferiores às tarifas dos submercados Norte e Nordeste pelos motivos anteriormente citados (Gráfico 5-ii, Figura 1-ii).
- No Caso 3 (Gráfico 2-iii), constata-se significativa dispersão dos resultados, porém, de uma forma geral, a relatividade entre as tarifas dos submercados não é alterada (Gráfico 3-iii), permanecendo a predominância da contribuição da parcela selo (Gráfico 4-iii), apesar da maximização forçada da parcela locacional.
- De forma análoga ao Caso 1, verifica-se elevação das tarifas em regiões atendidas por sistemas com caráter radial e de uso exclusivo, como é o caso dos estados do Acre, Rondônia e Mato Grosso (Gráfico 5-iii, Figura 1-iii).
- Já no Caso 4 (Gráfico 2-iv), verifica-se uma combinação dos efeitos individuais identificados para os Casos 2 e 3, acentuando-se, em alguns pontos, as constatações anteriores relativas a esses dois casos.

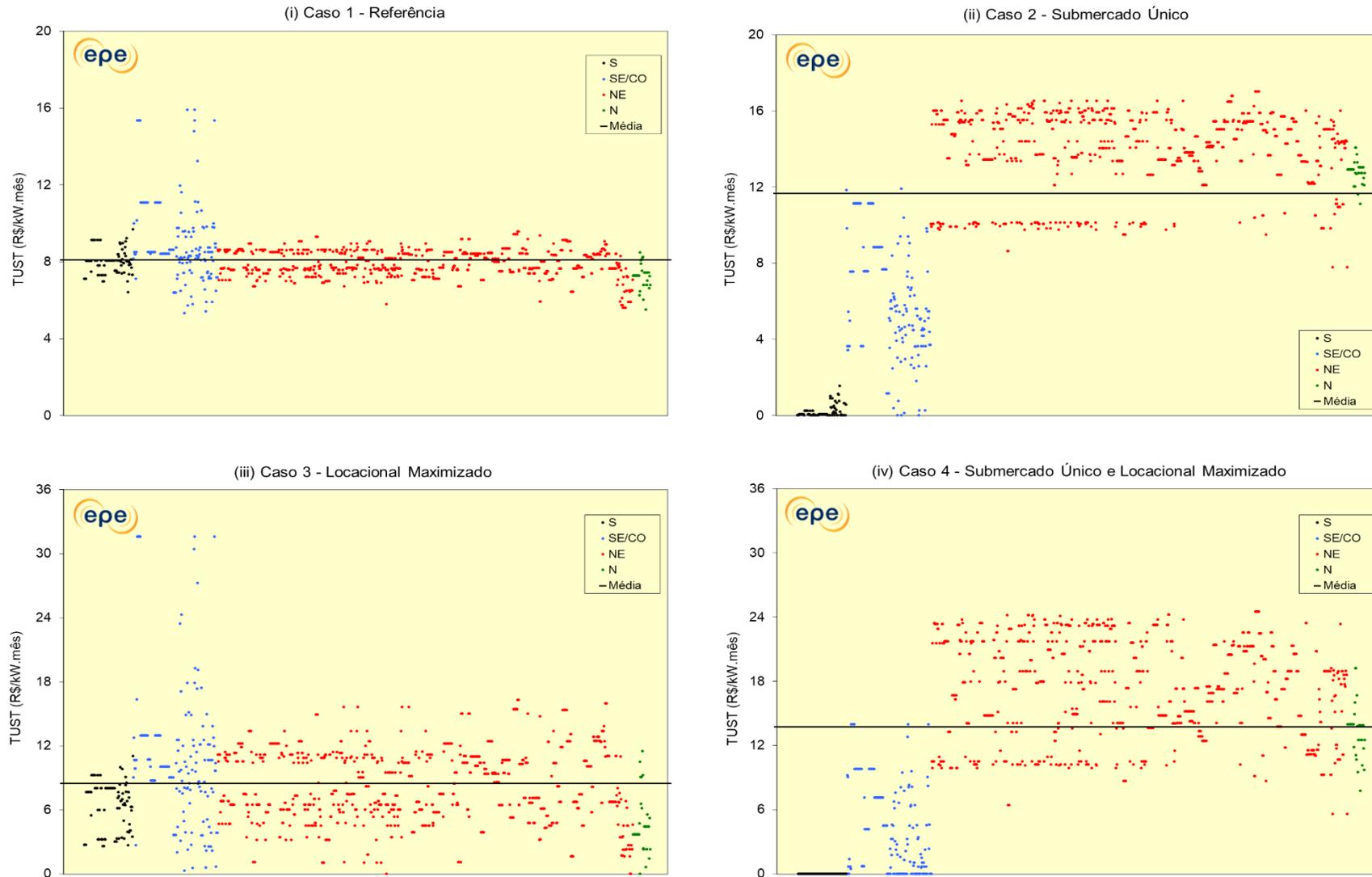


Gráfico 2 – TUST, Ciclo 2028-2029

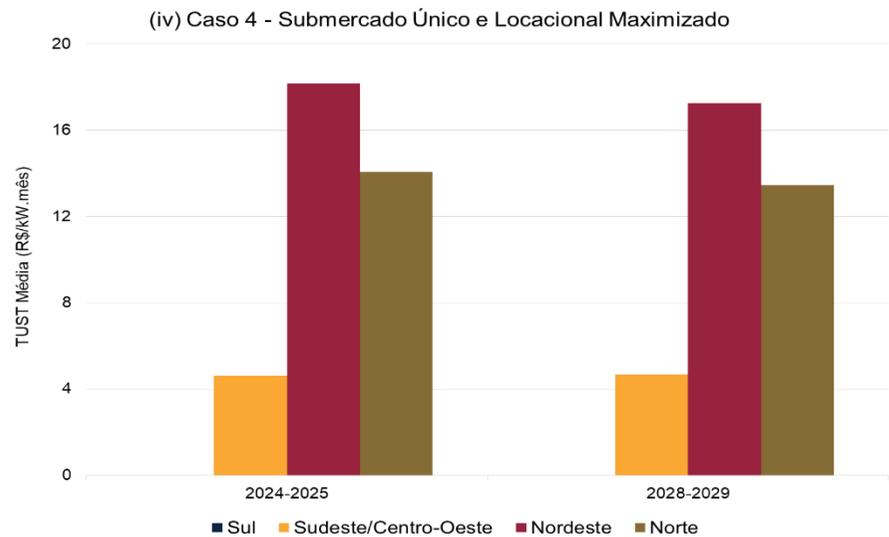
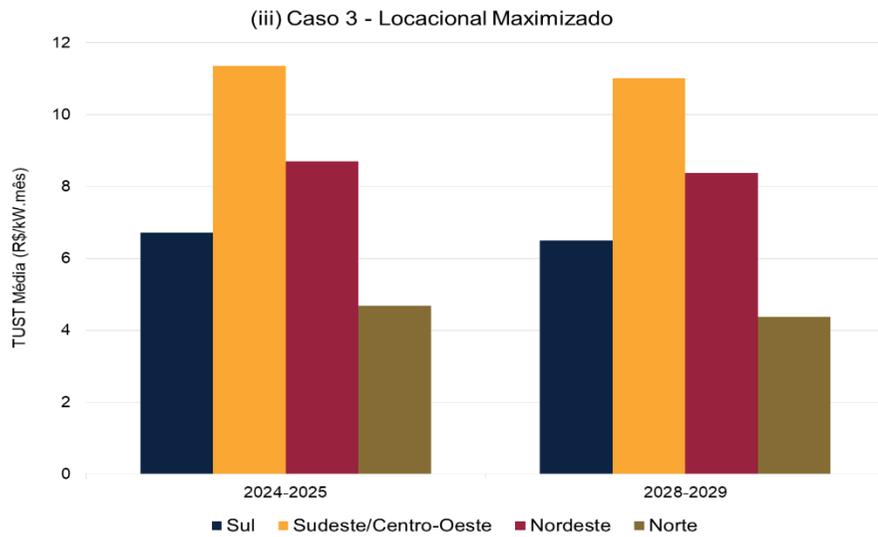
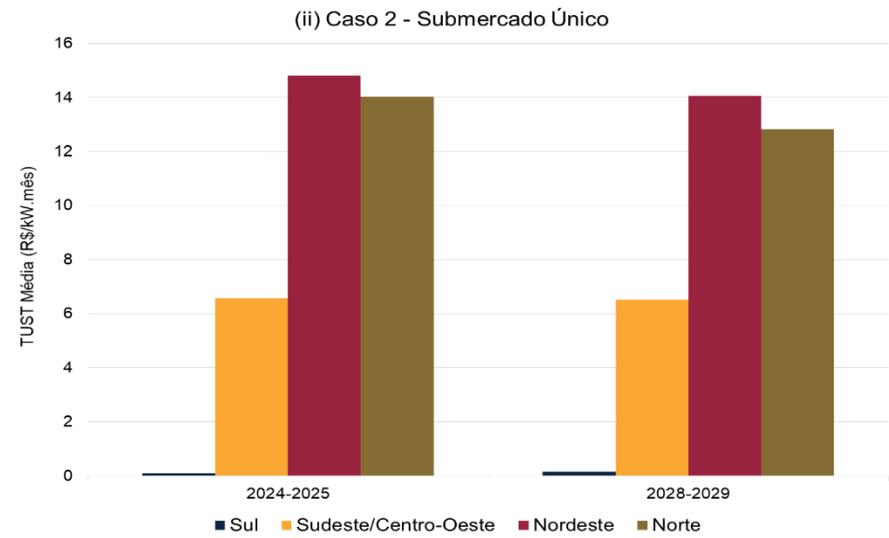
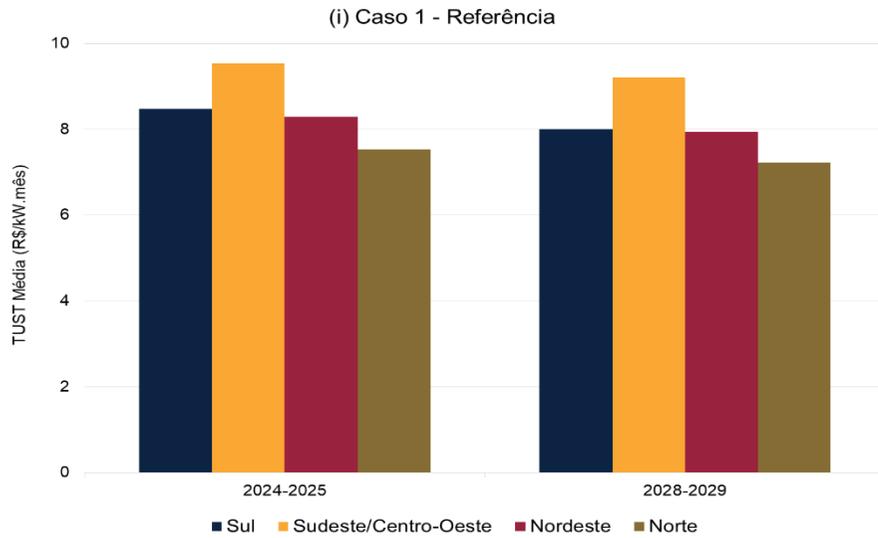


Gráfico 3 – TUST Média por Submercado

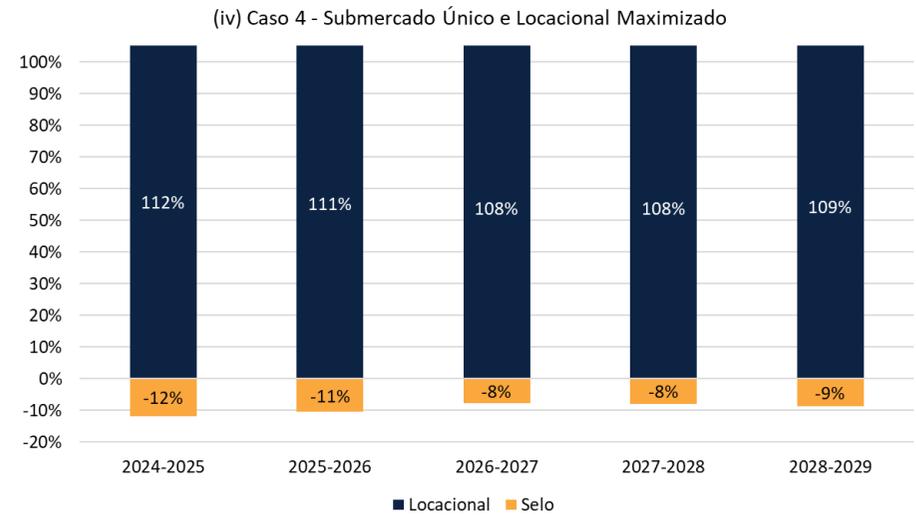
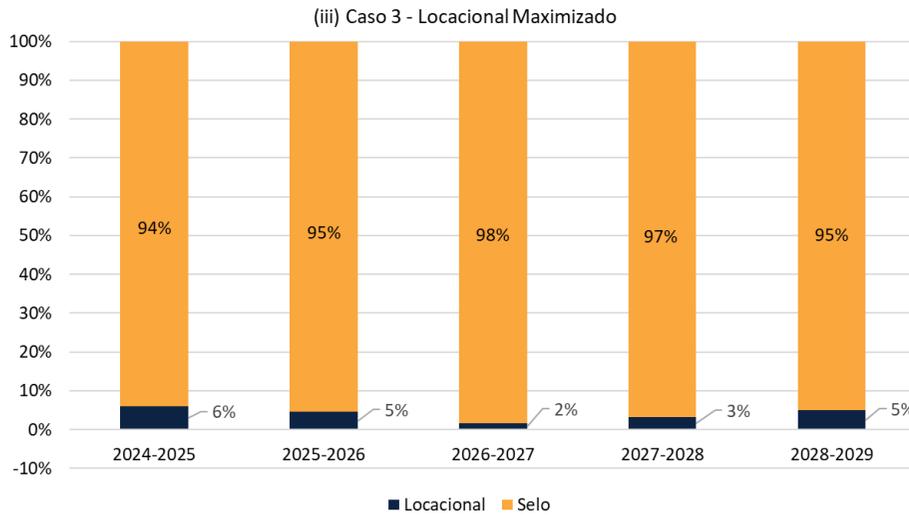
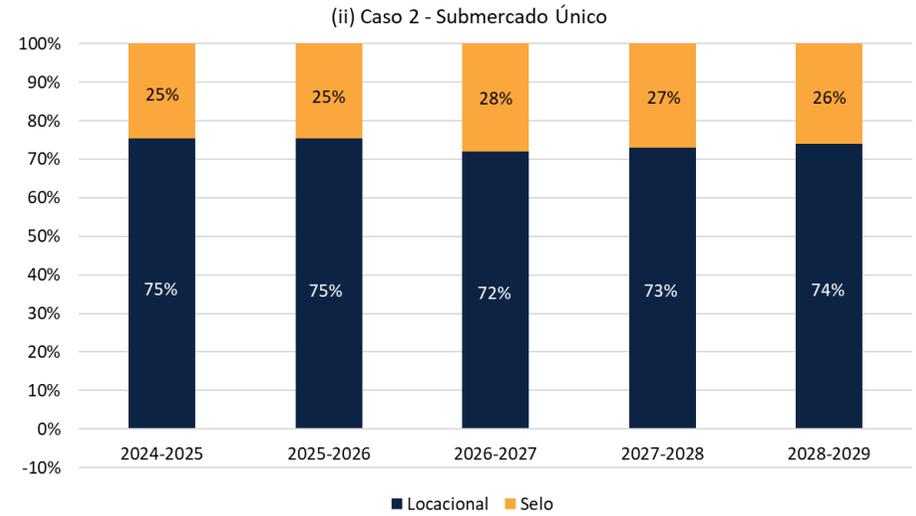
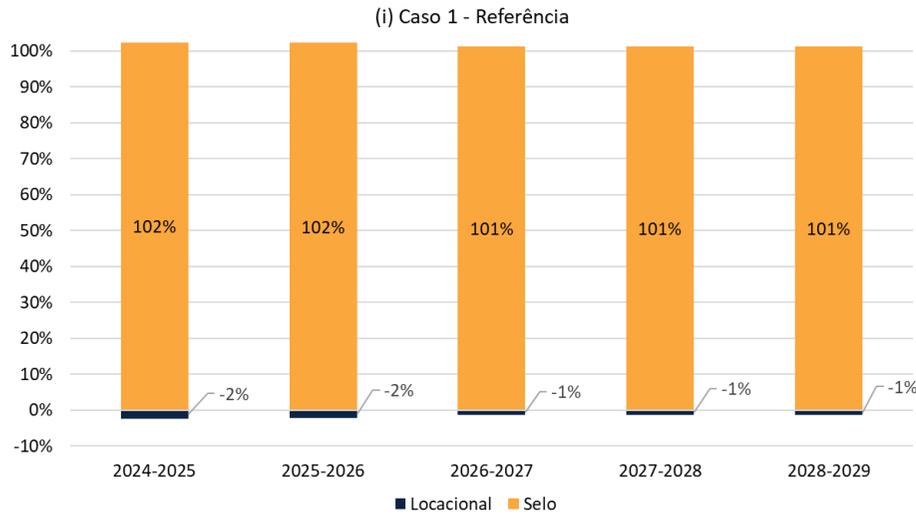


Gráfico 4 – Parcelas da TUST

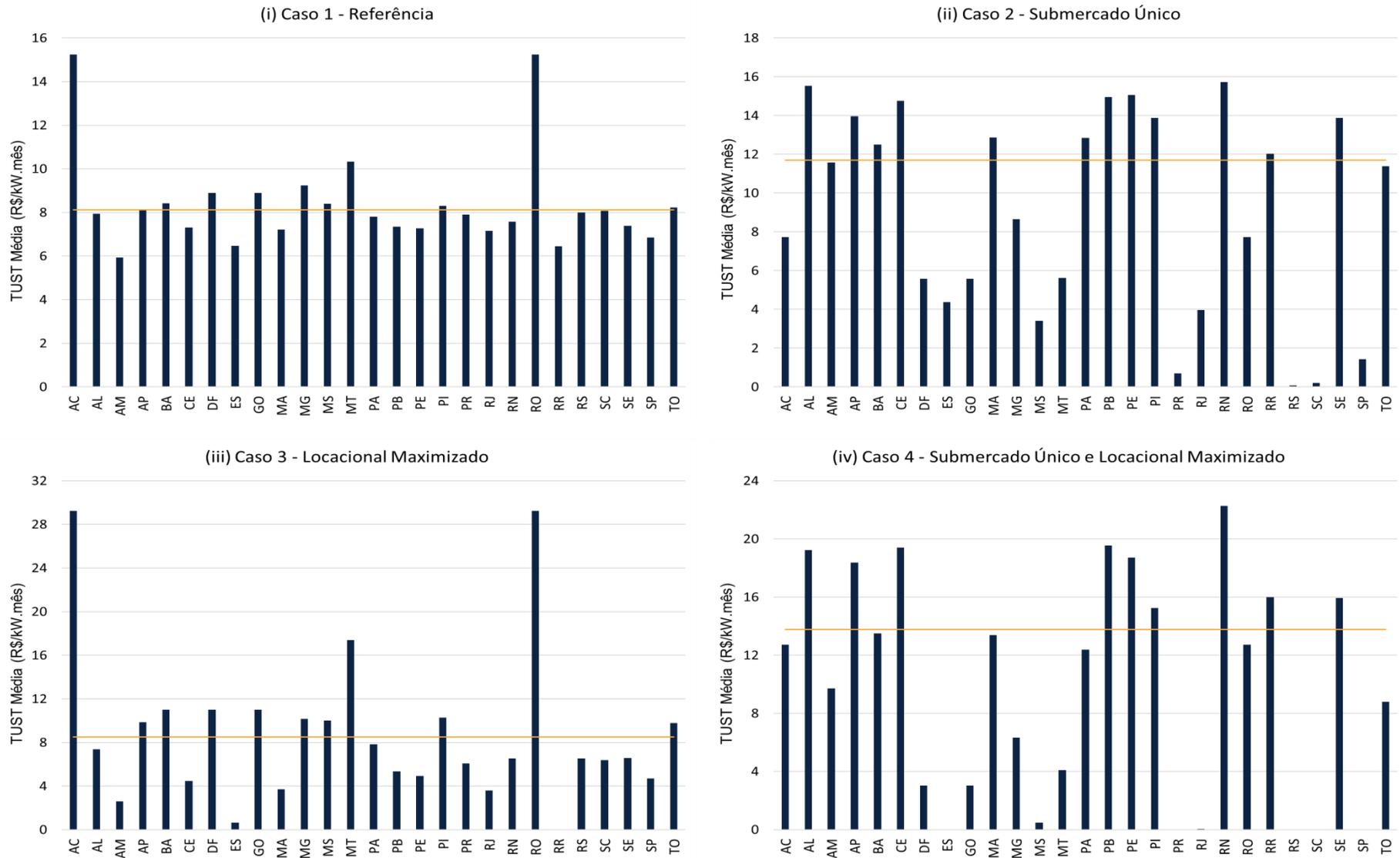


Gráfico 5 – TUST Média por Estado, Ciclo 2028-2029

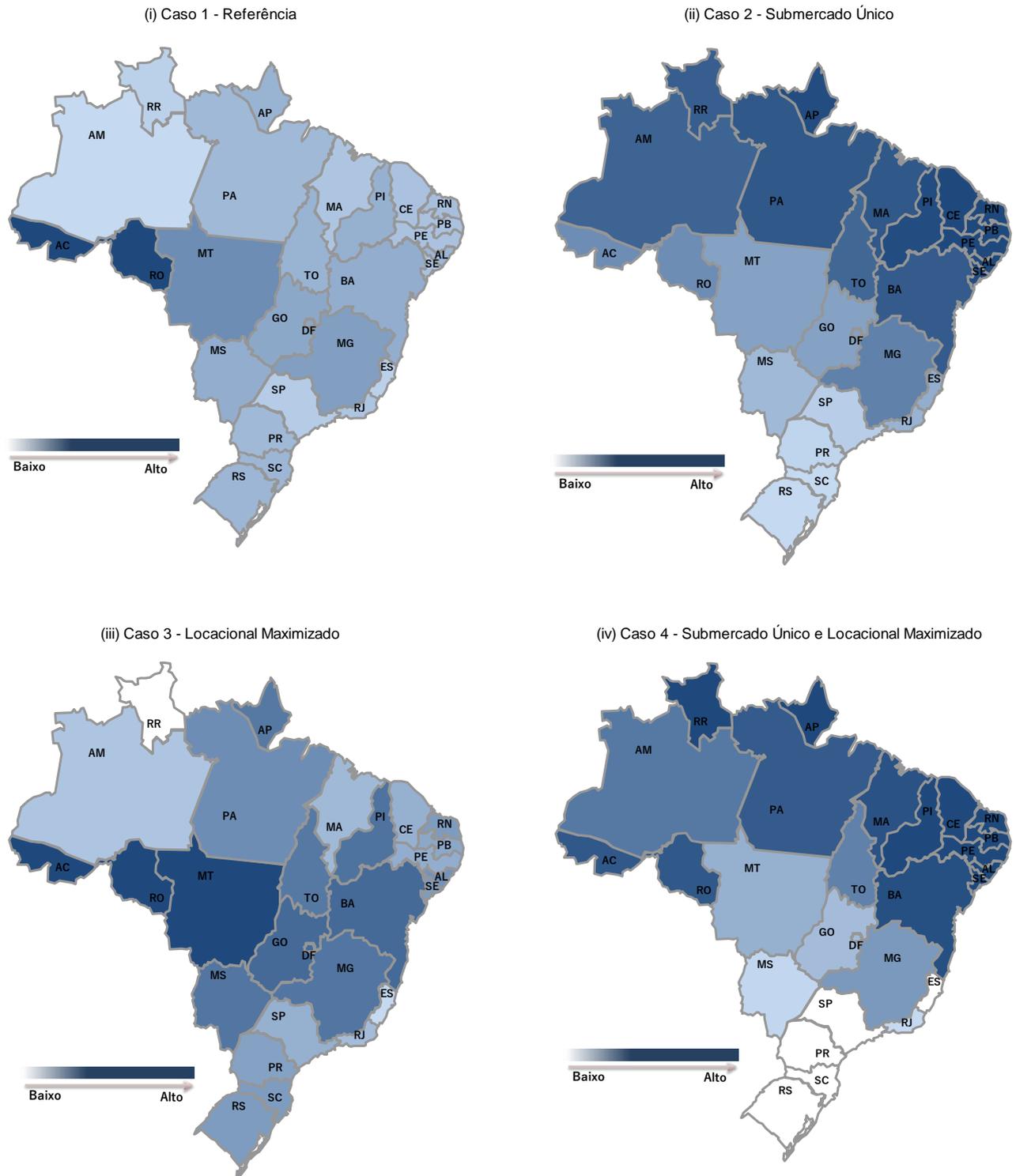


Figura 1 – Mapa de Calor da TUST, Ciclo 2028-2029

4.2 COMPETITIVIDADE DAS FONTES ENERGÉTICAS

Além dos resultados apresentados no item anterior, procurou-se analisar, para os quatro casos de sensibilidade estudados, o impacto da TUST na competitividade de usinas padrão, envolvendo as fontes eólica, solar fotovoltaica, PCH e térmica a gás natural, em diferentes submercados e estados do Brasil, conforme a seguir:

- Cinco usinas eólicas localizadas em três subsistemas diferentes (Nordeste, SE/CO e Sul).
- Três usinas solares fotovoltaicas localizadas em dois subsistemas (Nordeste e SE/CO).
- Três pequenas centrais hidrelétricas localizadas em dois subsistemas distintos (SE/CO e Sul).
- Quatro usinas térmicas a gás natural localizadas em subsistemas distintos (Norte, Nordeste, SE/CO e Sul), sendo avaliados dois tipos diferentes de configurações:
 - Usina termelétrica a GNL, 100% flexível, com despacho antecipado e CVU = R\$ 300/MWh.
 - Usina termelétrica a GN (Gás Nacional), 50% flexível (inflexibilidade sazonalidade, concentrando no 2º semestre), sem despacho antecipado e CVU = R\$ 200/MWh.

Cabe destacar que os preços de energia associados a cada fonte foram calculados com base na metodologia da Tarifa de Equilíbrio² (TEQ) para as fontes renováveis e do Índice Custo Benefício (ICB) para as UTEs a gás natural.

As premissas de custos (CAPEX e O&M) utilizadas de cada fonte energética foram calculadas com base em valores próximos aos observados atualmente no mercado, enquanto as premissas de Fator de Capacidade (FC) correspondente à localidade do projeto tiveram por base os dados de habilitação técnica dos leilões de energia.

Análises Realizadas

Anteriormente à avaliação locacional referida, foi efetuada uma avaliação específica para o caso das fontes renováveis no sentido de determinar a efetiva participação do encargo da TUST no preço final da sua energia, considerando ou não o desconto de 50% na tarifa fio ao qual esse tipo de fonte tem direito atualmente (Caso 0 = Caso 1, porém, com desconto de 50% na TUST). Os resultados obtidos são apresentados nas Tabelas 1 a 3 a seguir.

² A Tarifa de Equilíbrio - TEQ pode ser definida como o valor da energia, que ao compor a receita de venda do empreendimento ao longo do horizonte de análise, iguala o valor presente do investimento ao valor presente do fluxo do resultado líquido do empreendimento.

Tabela 1 – Impacto da TUST no Preço Final – Empreendimentos Eólicos

Usina - UF	Caso 0 (Situação atual, desconto 50%)				Caso 1 (Referência)			
	Preço	TUST	Participação TUST no preço		Preço	TUST	Participação TUST no preço	
	(R\$/MWh)	(R\$/kW.mês)	(R\$/MWh)	%	(R\$/MWh)	(R\$/kW.mês)	(R\$/MWh)	%
EOL - BA	140,61	4,38	12,74	9,1%	153,35	8,76	25,48	16,6%
EOL - CE	144,16	3,83	11,56	8,0%	155,71	7,66	23,11	14,8%
EOL - RN	130,12	3,97	10,78	8,3%	140,90	7,94	21,56	15,3%
EOL - RS	163,57	4,24	14,39	8,8%	177,95	8,48	28,77	16,2%
EOL - RJ	194,41	3,78	15,40	7,9%	209,76	7,55	30,75	14,7%

Tabela 2 – Impacto da TUST no Preço Final – Empreendimentos Solar Fotovoltaicos

Usina - UF	Caso 0 (Situação atual, desconto 50%)				Caso 1 (Referência)			
	Preço	TUST	Participação TUST no preço		Preço	TUST	Participação TUST no preço	
	(R\$/MWh)	(R\$/kW.mês)	(R\$/MWh)	%	(R\$/MWh)	(R\$/kW.mês)	(R\$/MWh)	%
UFV - MG	163,38	4,83	21,75	13,3%	185,13	9,66	43,50	23,5%
UFV - PB	164,22	3,84	17,87	10,9%	182,09	7,68	35,74	19,6%
UFV - CE	164,17	3,83	17,82	10,9%	181,99	7,66	35,64	19,6%

Tabela 3 – Impacto da TUST no Preço Final – Pequenas Centrais Hidrelétricas

Usina - UF	Caso 0 (Situação atual, desconto 50%)				Caso 1 (Referência)			
	Preço	TUST	Participação TUST no preço		Preço	TUST	Participação TUST no preço	
	(R\$/MWh)	(R\$/kW.mês)	(R\$/MWh)	%	(R\$/MWh)	(R\$/kW.mês)	(R\$/MWh)	%
PCH - MT	217,18	5,29	13,54	6,2%	230,69	10,57	27,05	11,7%
PCH - SC	247,67	4,27	12,57	5,1%	260,22	8,53	25,12	9,7%
PCH - MG	235,71	4,83	13,46	5,7%	249,18	9,66	26,93	10,8%

Em seguida, o impacto das diferentes hipóteses de cálculo da TUST foi avaliado, comparando os resultados com aquele obtido no Caso 1, o qual corresponde ao processo atualmente considerado na aplicação da Metodologia Nodal. Esta análise também abrangeu as usinas térmicas a gás natural, não consideradas na avaliação anterior por não terem direito ao desconto de 50% na TUST. Os resultados são mostrados nas tabelas a seguir.

Tabela 4 – Impacto da TUST no Preço Final dos Projetos Eólicos – Comparação dos Casos 1 a 4

Usina	CASO 1		CASO 2		CASO 3		CASO 4	
	TEQ (R\$/MWh)	TUST (R\$/kW.mês)	Dif da TEQ ref. Caso 1 (R\$/MWh)	TUST (R\$/kW.mês)	Dif da TEQ ref. Caso 1 (R\$/MWh)	TUST (R\$/kW.mês)	Dif da TEQ ref. Caso 1 (R\$/MWh)	TUST (R\$/kW.mês)
EOL-BA	153,35	8,76	12,36	13,01	6,57	11,02	15,24	14,00
EOL-CE	155,71	7,66	24,82	15,89	-7,45	5,19	39,90	20,89
EOL-RN	140,90	7,94	23,67	16,66	-2,83	6,90	42,54	23,61
EOL-RS	177,95	8,48	-28,67	0,03	-5,66	6,81	-28,77	0,00
EOL-RJ	209,76	7,55	-14,13	4,08	-17,10	3,35	-30,66	0,02

Tabela 5 – Impacto da TUST no Preço Final dos Projetos Solar Fotovoltaicos – Comparação dos Casos 1 a 4

Usina	CASO 1		CASO 2		CASO 3		CASO 4	
	TEQ (R\$/MWh)	TUST (R\$/kW.mês)	Dif da TEQ ref. Caso 1 (R\$/MWh)	TUST (R\$/kW.mês)	Dif da TEQ ref. Caso 1 (R\$/MWh)	TUST (R\$/kW.mês)	Dif da TEQ ref. Caso 1 (R\$/MWh)	TUST (R\$/kW.mês)
UFV-MG	185,13	9,66	-3,56	8,87	4,10	10,52	-15,04	6,32
UFV-PB	182,09	7,68	37,65	15,77	-10,43	5,44	60,03	20,58
UFV-CE	181,99	7,66	38,31	15,89	-11,49	5,19	61,57	20,89

Tabela 6 – Impacto da TUST no Preço Final dos Projetos PCH – Comparação dos Casos 1 a 4

Usina	CASO 1		CASO 2		CASO 3		CASO 4	
	TEQ (R\$/MWh)	TUST (R\$/kW.mês)	Dif da TEQ ref. Caso 1 (R\$/MWh)	TUST (R\$/kW.mês)	Dif da TEQ ref. Caso 1 (R\$/MWh)	TUST (R\$/kW.mês)	Dif da TEQ ref. Caso 1 (R\$/MWh)	TUST (R\$/kW.mês)
PCH-MT	230,69	10,57	-13,15	5,43	18,76	17,90	-17,06	3,90
PCH-SC	260,22	8,53	-24,62	0,17	-5,57	6,64	-25,12	0,00
PCH-MG	249,18	9,66	-2,21	8,87	2,39	10,52	-9,31	6,32

Tabela 7 – Impacto da TUST no ICB dos Projetos Termelétricos a GNL, 100% Flexível, com CVU de R\$300/MWh – Comparação dos Casos 1 a 4

Usina	CASO 1		CASO 2		CASO 3		CASO 4	
	ICB (R\$/MWh)	TUST (R\$/kW.mês)	Dif do ICB ref. Caso 1 (R\$/MWh)	TUST (R\$/kW.mês)	Dif do ICB ref. Caso 1 (R\$/MWh)	TUST (R\$/kW.mês)	Dif do ICB ref. Caso 1 (R\$/MWh)	TUST (R\$/kW.mês)
UTE GN-RS	342,84	8,48	-25,79	0,03	-5,09	6,81	-25,88	0,00
UTE GN-RJ	340,00	7,55	-10,59	4,08	-12,82	3,35	-22,98	0,02
UTE GN-PE	340,00	7,55	25,16	15,79	-8,27	4,84	36,08	19,37
UTE GN-PA	341,20	7,94	16,94	13,49	1,46	8,42	14,68	12,75

Tabela 8 – Impacto da TUST no ICB dos Projetos Termelétricos a Gás Nacional, 50% Flexível, com CVU de R\$200/MWh – Comparação dos Casos 1 a 4

Usina	CASO 1		CASO 2		CASO 3		CASO 4	
	ICB (R\$/MWh)	TUST (R\$/kW.mês)	Dif do ICB ref. Caso 1 (R\$/MWh)	TUST (R\$/kW.mês)	Dif do ICB ref. Caso 1 (R\$/MWh)	TUST (R\$/kW.mês)	Dif do ICB ref. Caso 1 (R\$/MWh)	TUST (R\$/kW.mês)
UTE GN-RS	273,47	8,48	-13,86	0,03	-2,74	6,81	-13,91	0,00
UTE GN-RJ	271,94	7,55	-5,69	4,08	-6,89	3,35	-12,35	0,02
UTE GN-PE	271,94	7,55	13,52	15,79	-4,44	4,84	19,39	19,37
UTE GN-PA	272,58	7,94	9,11	13,49	0,79	8,42	7,89	12,75

Como síntese para os resultados anteriormente apresentados nas Tabelas 1 a 8, apresenta-se a seguir, de forma gráfica, o impacto da variação dos valores de TUST na competitividade locacional das fontes de geração consideradas nas análises.

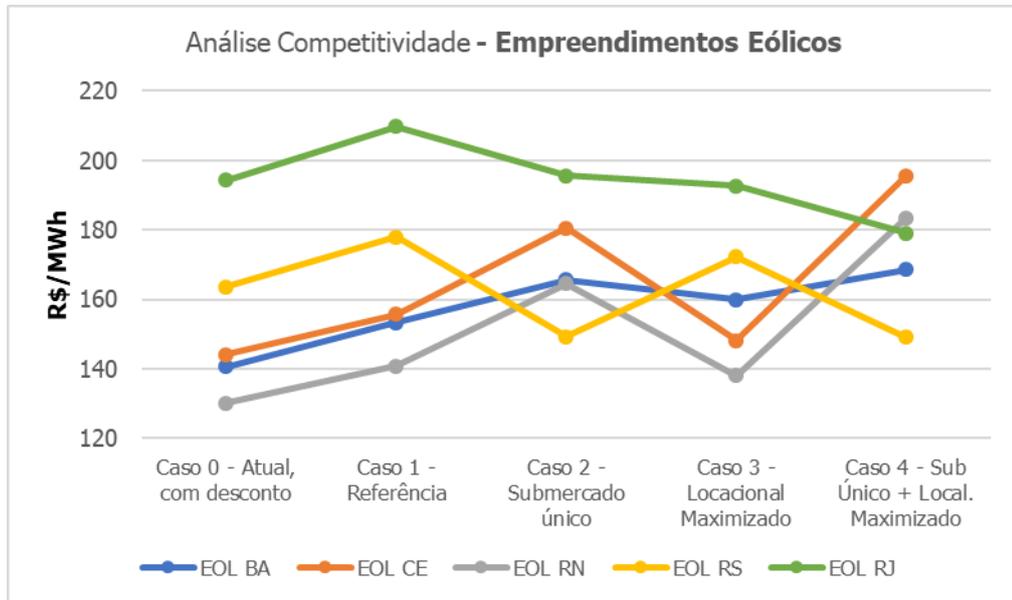


Gráfico 6 – Análise da Competitividade entre as Diferentes Localidades da Fonte Eólica

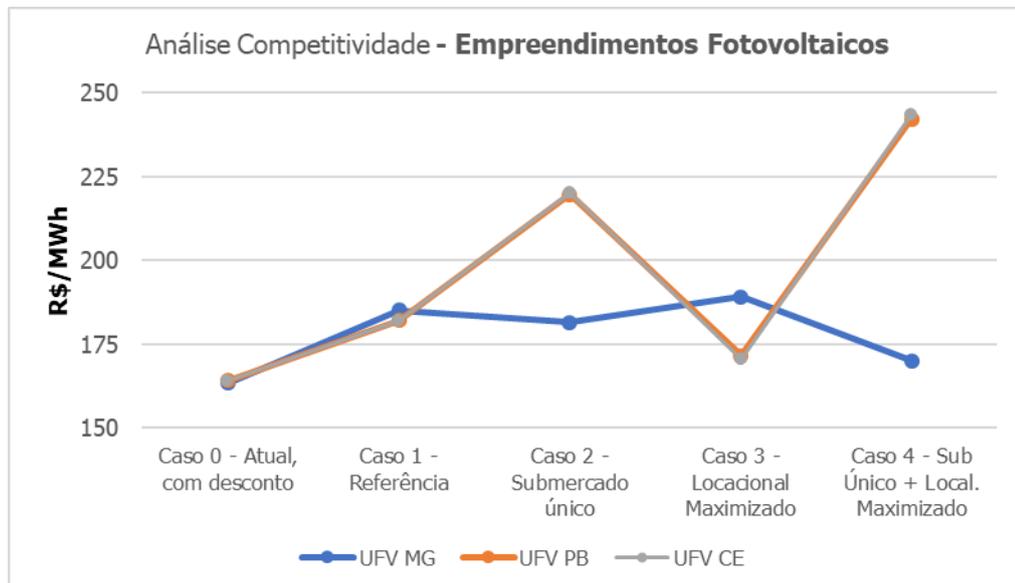


Gráfico 7 – Análise da Competitividade entre as Diferentes Localidades da Fonte Solar Fotovoltaico

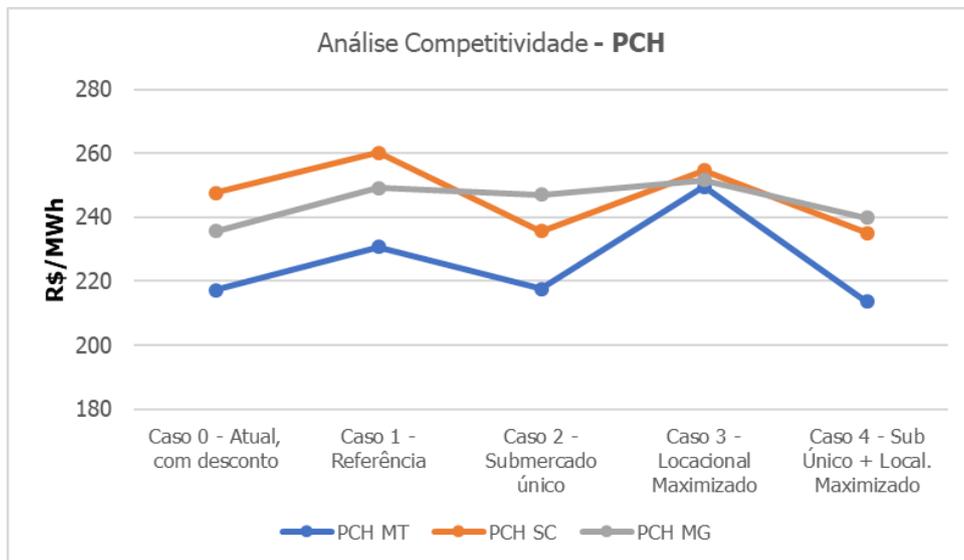


Gráfico 8 – Análise da Competitividade entre as Diferentes Localidades das Pequenas Centrais Hidrelétricas

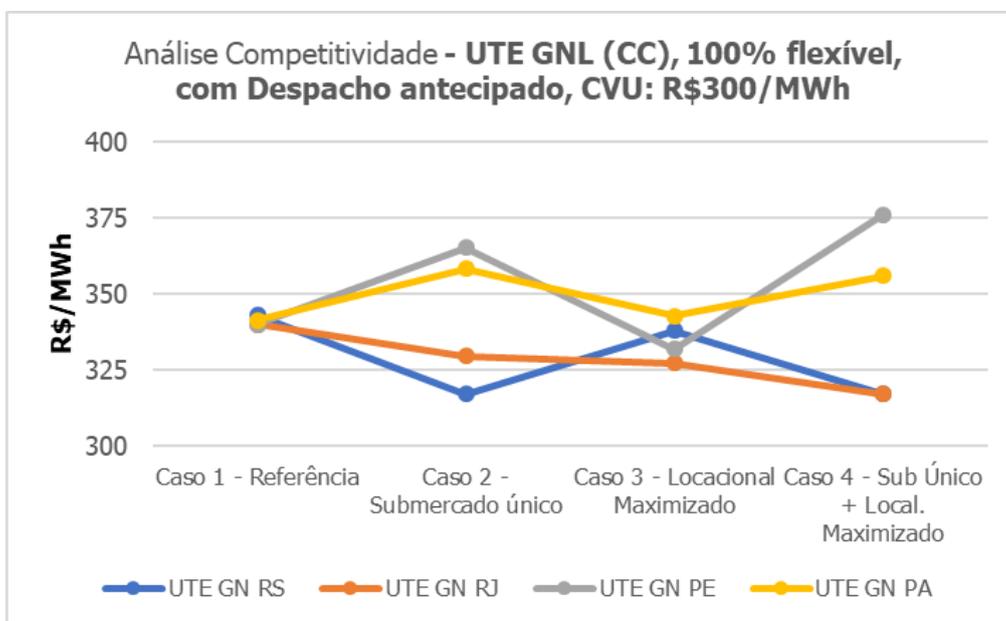


Gráfico 9 – Análise da Competitividade entre as Diferentes Localidades da Fonte Térmica a Gás Natural 100% Flexível

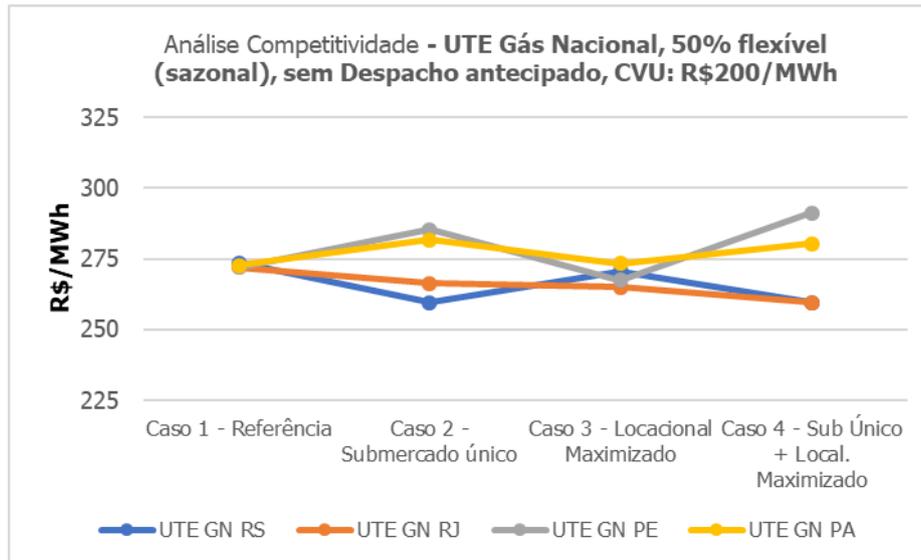


Gráfico 10 – Análise da Competitividade entre as Diferentes Localidades da Fonte Térmica a Gás Natural 50% Flexível

Comparando os resultados obtidos, as seguintes observações gerais podem ser feitas:

- Os diferentes valores de TUST, calculados em cada caso, interferem na competitividade dos projetos das diferentes fontes energéticas, dependendo do cenário e da sua localidade.
- Nos casos simulados, as variações podem chegar a 13% nos valores de ICB nos projetos térmicos a gás natural, até 17% nos valores de TEQ das PCHs, e entre 40% a 48% nas TEQs dos projetos eólicos e fotovoltaicos.
- No que se refere ao impacto na competitividade dos projetos, comparando-se os resultados dos Casos 2 e 4 com os do Caso 1, verifica-se, devido ao efeito da componente locacional da TUST, um aumento dos valores de ICB para os projetos localizados na região Nordeste, e uma concomitante redução para aqueles fora dessa região, acentuando uma maior atratividade destes últimos à medida que se aproximam da localização da carga (regiões SE/CO e Sul).
- Cabe lembrar que, no caso das usinas termelétricas, a alteração nos valores de TUST somente interfere na parcela fixa do ICB, não impactando a parcela variável (relativa aos custos com combustível e O&M variável), que no caso usinas 100% flexíveis representa grande parte do valor total desse índice. Em decorrência, comparando-se os resultados ilustrados no Gráfico 9, constata-se uma sensibilidade claramente maior nos casos com UTE 100% flexível em relação aos casos com UTE dotada de inflexibilidade (50%), justificado pelo fato de a UTE 100% flexível ter a componente fixa do preço significativamente menor que no caso da UTE inflexível, sendo que a variação da TUST influencia apenas esta componente fixa, conforme acima mencionado.
- Cabe lembrar que os preços calculados para cada caso foram baseados em custos e fatores de capacidade médios, com o objetivo de avaliar a possibilidade de, em alguns cenários, os projetos se tornarem mais competitivos que outros, pela alteração no valor da TUST.

4.3 EXPANSÃO INDICATIVA DO SISTEMA DE GERAÇÃO

Adicionalmente às análises apresentadas na seção anterior, baseadas na metodologia da Tarifa de Equilíbrio (TEQ) e no Índice Custo Benefício (ICB), buscou-se avaliar, especificamente para o Caso 2 do cálculo da TUST, o impacto das tarifas de transmissão na expansão indicativa do sistema de geração dentro do horizonte de simulação estendido do PDE 2030 (2025 a 2034).

A Tabela 9 apresenta os resultados obtidos com o modelo MDI³ para essa expansão alternativa. Além disso, os resultados são comparados com os resultados obtidos considerando a metodologia e dados de entrada adotados para as avaliações de expansão livre de restrições de políticas públicas da geração centralizada do PDE 2030⁴ (Caso 0).

Tabela 9 - Resultados de Expansão Livre para Variação da TUST (Atual e Caso 2)

Fontes	Subsistema	Expansão Livre - TUST atual/Caso 0 (MW)	Expansão Livre - TUST Caso 2 (MW)	Varição (MW)
Hidrelétricas ⁵	SIN	8027	9967	1940
PCH	SE/CO	3056	3056	0
PCH	S	1646	1646	0
Biogás	SE/CO	0	1563	1563
Eólica	S	0	2849	2849
Eólica	NE	25998	19818	-6180
Fotovoltaica	SE/CO	13029	7958	-5071
Retrofit de Termelétricas	SIN	1129	1854	725
Resposta da Demanda	SE/CO	3000	3000	0
Gás Flexível Ciclo Combinado	S	0	1575	1575
Gás Flexível Ciclo Aberto	SE/CO	20571	17904	-2667
TOTAL 2025 - 2034		76456	71191	-5265

De forma complementar, o Gráfico 11 apresenta uma visão geral e ilustrativa da expansão da oferta de geração representada na tabela anterior.

³ Modelo de Decisão de Investimento (MDI) é o modelo desenvolvido pela EPE para definir a expansão indicativa da oferta de energia elétrica. Neste modelo, a indicação da oferta é feita através da definição de uma expansão ótima do sistema, que busca a minimização do custo total de investimento e operação, sob condições de incertezas. Maiores informações em: <https://bit.ly/2YwaUIM>.

⁴ Os detalhamentos de metodologia e dados utilizados nessa análise encontram-se no capítulo de geração centralizada da minuta do Plano Decenal de Expansão de Energia 2030 (<https://bit.ly/3j9rWQ0>).

⁵ Foram considerados novos projetos hidrelétricos, modernizações e ampliações como candidatas.

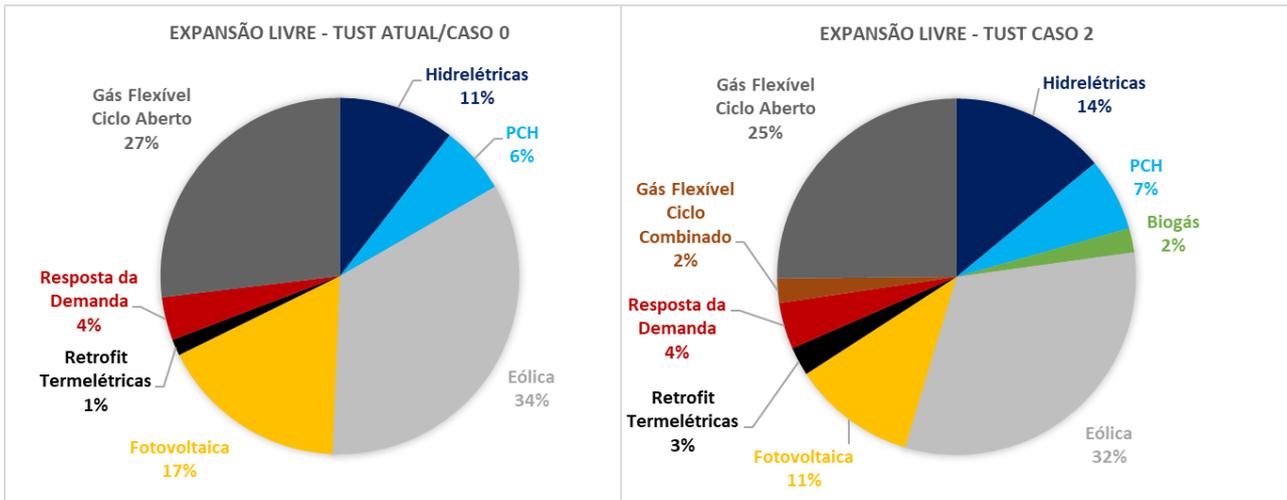


Gráfico 11 – Variação da Expansão Livre Conforme Variação da TUST

Comparando os resultados obtidos, as seguintes observações gerais podem ser feitas:

- A variação da TUST entre os empreendimentos candidatos no Caso 2 foi capaz de alterar a solução ótima do modelo, observando-se diferentes características de geração, atendimento de potência e custos de investimento, de operação e de manutenção.
- A simulação da expansão livre com a TUST do Caso 2 resultou em uma expansão mais diversificada entre as fontes candidatas, incluindo tecnologias como termelétricas a biogás e termelétricas de ciclo combinado a gás com despacho flexível, que antes não compunham a indicação da oferta.
- Outro resultado importante observado na simulação com a TUST do Caso 2 foi a opção por empreendimentos em subsistemas próximos aos centros de carga, onde as tarifas se mostraram inferiores. Observa-se o aumento percentual da expansão nos subsistemas de maior carga em relação à geração, como os submercados SE/CO e Sul.
 - Empreendimentos eólicos no subsistema Sul tornaram-se competitivos, passando a fazer parte da oferta indicada, enquanto os empreendimentos eólicos da região Nordeste tiveram redução do montante indicado. Apesar da oferta eólica na região Sul possuir menor complementação em relação a sazonalidade da oferta do SIN, e menores fatores de capacidade médios, em relação ao potencial da região Nordeste, o aspecto locacional da TUST sinaliza que esse recurso pode ser atrativo.
 - As tecnologias movidas a biogás e utilizando ciclo combinado para a queima do gás natural, anteriormente citadas, se encontram, respectivamente, nas regiões SE/CO e Sul.
- Cabe destacar que a expansão da capacidade nominal total do horizonte se mostrou menor para a simulação com a TUST do Caso 2. De maneira geral, isso ocorreu por dois motivos principais:

- Primeiramente porque os empreendimentos candidatos que antes possuíam investimento mais competitivo passaram a ter custos maiores, e sua expansão foi substituída por outros empreendimentos que agregam energia com diferentes perfis (fatores de capacidade).
- Além disso, em um cenário de empreendimentos candidatos com maiores custos, o modelo pôde optar por utilizar mais o parque existente, aumentando o custo de operação (maior despacho termelétrico), para evitar o aumento excessivo do custo de investimento na expansão da oferta de energia.
- Oportunamente, estudos mais aprofundados deverão ser realizados para um melhor entendimento acerca das alterações na expansão da geração obtidas com a TUST calculada conforme o Caso 2. De qualquer, é possível concluir que a expansão do sistema se mostra sensível à variação dos valores de TUST com maior participação da parcela locacional.

5. CONSISTÊNCIA DOS CENÁRIOS

Posteriormente às análises apresentadas no capítulo anterior, buscou-se avaliar, com maiores detalhes, a consistência dos cenários energéticos modelados em cada um dos casos estudados para o cálculo da TUST, conforme descrito no Capítulo 3.

Cabe observar que os cenários modelados nos Casos 1 e 3 são equivalentes pois se baseiam no despacho proporcional considerando os quatro submercados energéticos convencionais. O mesmo ocorre com os Casos 2 e 4, porém, agora considerando um único submercado.

A Figura 2 ilustra, para os quatro casos avaliados, os fluxos médios verificados nas interligações regionais considerando todos os ciclos tarifários entre 2024-2025 e 2028-2029.

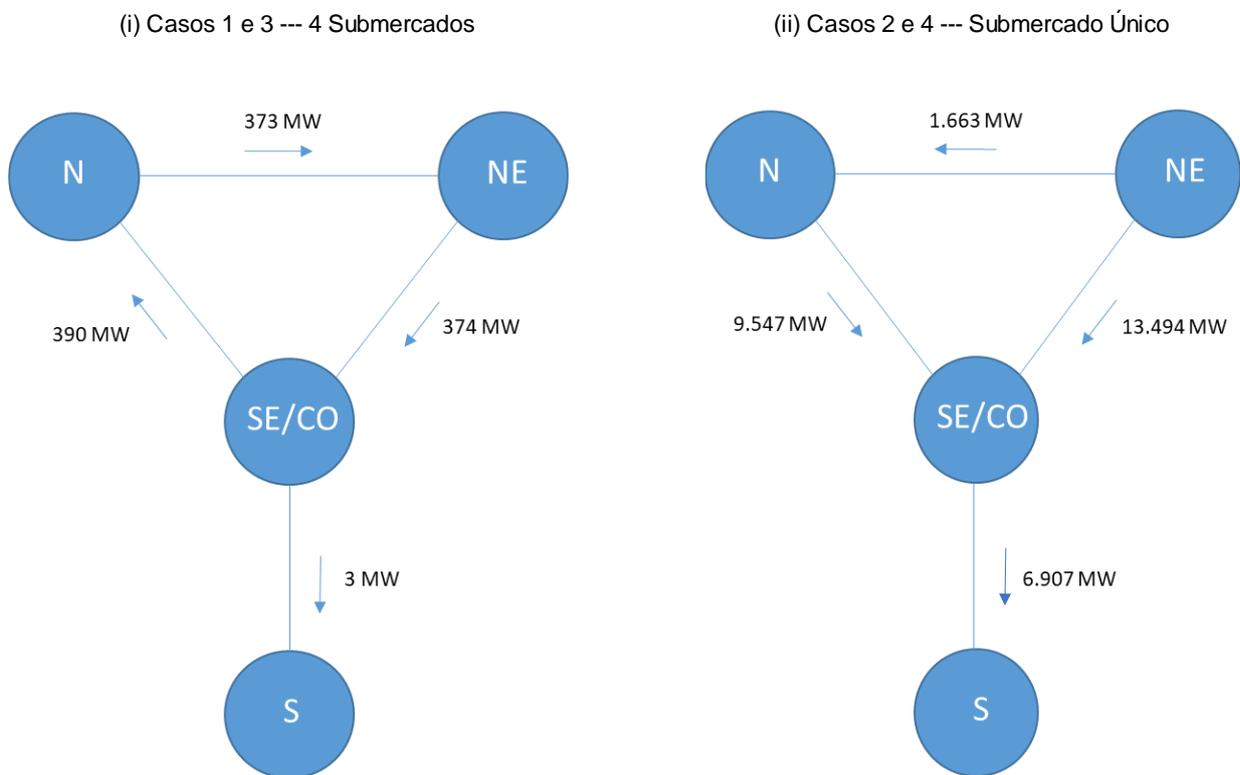


Figura 2 – Fluxos nas Interligações Regionais

A partir dos resultados, as seguintes observações gerais podem ser feitas:

- Nos Casos 1 e 3, são verificados fluxos reduzidos nas interligações entre os submercados em decorrência do despacho proporcional utilizado no Programa Nodal, que visa fechar o balanço entre carga e geração por submercado.
- Os fluxos entre os submercados Norte, Nordeste e SE/CO não se anulam completamente por conta da proximidade de alguns geradores em relação às fronteiras entre essas regiões, resultando em circulação de fluxo pouco provável de ocorrer no âmbito da operação do

sistema. Por outro lado, esse efeito não é observado entre os submercados Sul e SE/CO devido ao caráter radial da conexão entre essas regiões.

- Reforça-se que o cenário energético gerado a partir do despacho proporcional por submercado tem uma probabilidade de ocorrência muito baixa. Em análise realizada com o Newave sobre o ano horizonte do PDE 2030 (2000 séries e 12 meses; total de 24.000 oportunidades de ocorrência), foram verificadas apenas 3 ocorrências onde o fluxo em todas as interligações descritas se mostrou inferior a 500 MW médios de forma simultânea (balanço entre carga e geração por submercado).
- No tocante aos Casos 2 e 4, à uma primeira vista, os fluxos nas interligações regionais parecem mais bem comportados quando comparados àqueles observados nos Casos 1 e 3, representando, sobretudo, o 1º semestre do ano, quando os submercados Norte e Nordeste exportam mais energia para os submercados SE/CO e Sul.
- Por outro lado, os fluxos elétricos verificados nesses casos (> 20.000 MW) superam o valor calculado como referência para a capacidade de exportação total da região Norte/Nordeste a partir dos anos 2025/2026 (aprox. 16.500 MW; critérios convencionais), o que matematicamente é possível de ocorrer uma vez que o Programa Nodal não modela eventuais restrições elétricas existentes no sistema, como os limites das interligações. Assim, no âmbito da operação regular do sistema, o cenário representado nos Casos 3 e 4 também parece ter baixa probabilidade de ocorrência.

6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

A presente Nota Técnica teve por objetivo apresentar o impacto na TUST-Geração com eventual alteração metodológica na composição entre as componentes “selo” e locacional no seu valor final. Para tanto, quatro análises de sensibilidade foram rodadas, cabendo destacar os casos baseados em um único submercado energético, no qual a parcela locacional da TUST se mostrou mais forte. A depender do caso, há inclusive inversão de proporcionalidade entre parcela “selo” e locacional, com relação à situação atual.

A consequência desse sinal locacional mais forte pode ser a inversão de competitividade entre regiões para uma mesma fonte, e, eventualmente entre fontes. As simulações de preço de viabilidade de comercialização da fonte eólica indicam possível alteração de competitividade relativa entre projetos das regiões Sul e Nordeste. No caso da fonte termelétrica, deixaria de haver a quase indiferença de competitividade relativa por localização geográfica. E, por fim, aplicando-se os resultados no MDI, observa-se que não se pode descartar alterações de competitividade entre as fontes, e, conseqüente alteração do mix de expansão da matriz elétrica.

Em síntese às análises realizadas, ressaltam-se os seguintes pontos com base nos resultados da aplicação da metodologia disponibilizada pela ANEEL através do Programa Nodal, particularmente quanto ao despacho proporcional considerado para as usinas e seus efeitos:

- O despacho proporcional equivale a considerar, para o cálculo da TUST, um único cenário energético onde o fluxo nas interligações entre os subsistemas resulta bastante reduzido, com probabilidade de ocorrência muito baixa.
- O despacho proporcional dificulta que a Metodologia Nodal capture adequadamente o uso da rede pelos agentes geradores, restringindo-se à consideração dos impactos no nível regional. Como resultado, observa-se predominância da contribuição da parcela selo da TUST, o que “socializa” a remuneração do sistema.
- Esse efeito não se alinha às diretrizes estabelecidas na Lei nº 9.427/1996, na qual é indicado que as tarifas devem assegurar maiores encargos para os agentes que mais onerem o sistema de transmissão.
- A consideração de um único subsistema ou submercado energético foi o artifício adotado neste documento para possibilitar outra forma de avaliação. Nessa hipótese, no processo de se estabelecer o balanço carga-geração desse subsistema único, ainda que se mantenha o despacho proporcional das usinas, os mesmos elos anteriormente designados como interligações poderão resultar com carregamentos maiores.
- Com isso, obtém-se sinal locacional mais forte, que sinaliza maior atratividade de geração em pontos mais próximos aos principais centros de carga do sistema, o que parece mais alinhado às diretrizes da Lei nº 9.427/1996, anteriormente referida.
- Por outro lado, mesmo considerando essa nova hipótese de cálculo, permanece a condição de um único cenário energético para o cálculo da TUST, dessa vez caracterizado por

intercâmbios direcionados das regiões Norte/Nordeste para as regiões SE/CO e Sul. Sobre essa questão, entende-se não ser muito adequado estabelecer a TUST sem considerar outros cenários de intercâmbio que podem ocorrer ao longo de um ano, fruto da sazonalidade das fontes energéticas renováveis do país.

- Além disso, uma vez que o Programa Nodal não modela eventuais restrições elétricas do sistema, como os limites das interligações regionais, esse cenário único resultante do despacho proporcional com submercado único também pode apresentar uma probabilidade de ocorrência baixa, com fluxos que superam os valores de referência estimados para a operação regular das interligações (critérios convencionais).

Portanto, entende-se que deveriam ser discutidas, como medidas de aprimoramento do sinal locacional da TUST, a qual impacta a competitividade de projetos de diferentes fontes energéticas, a possibilidade de a TUST ser calculada com base não apenas em um único cenário de despacho de geração, mas em cenários mais prováveis associados/ponderados com suas probabilidades de ocorrência derivadas dos estudos energéticos, respeitando-se as restrições elétricas conhecidas no sistema. Para tanto, o Programa Nodal deveria ser adequadamente modificado.

Dentro desse contexto, considerando os resultados obtidos, e vinculado à questão do despacho das fontes, cabe também discutir se a própria subdivisão do sistema para os cálculos que produzem as tarifas de uso da rede elétrica precisa necessariamente ser a mesma considerada na análise energética (na qual se busca definir os valores de CMO dos submercados, visando à comercialização de energia).

A discussão é oportuna e relevante, pois como bem mostram os resultados apresentados neste documento, as condicionantes de cálculo da TUST exercem impacto significativo sobre as tarifas do sistema, preço de viabilidade dos projetos, na competitividade de projetos de diferentes fontes energéticas, e na expansão indicativa do sistema de geração.

7. REFERÊNCIAS

- [1] Lei nº 9.427/1996, que institui a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica, e dá outras providências.
- [2] Resolução ANEEL nº 281/1999, que estabelece as condições gerais de contratação do acesso, compreendendo o uso e a conexão aos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica.
- [3] Nota Técnica 003/1999-SRT/ANEEL, referente ao manual da Metodologia Nodal para cálculo de tarifas de uso dos sistemas elétricos.
- [4] Resoluções Normativas nº 117/2004, que altera a sistemática de cálculo das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão – TUST.
- [5] Resoluções Normativas nº 267/2007, que estabelece alterações no cálculo das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão – TUST referente aos novos empreendimentos de geração.
- [6] Resolução Normativa nº 559/2013, que estabelece o procedimento de cálculo das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão – TUST.
- [7] Resolução Homologatória no 2.726/2020, que estabelece as tarifas e os encargos de transmissão de energia elétrica e a Tarifa de Transporte da energia elétrica proveniente de Itaipu Binacional para o ciclo tarifário 2020-2021.
- [8] Nota Técnica nº 120/2020-SGT/ANEEL, que estabelece o valor das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão – TUST, da Tarifa de Transporte de Itaipu, dos encargos das distribuidoras associados à TUSDg, e aprova a base de dados de cálculo da TUST para o ciclo tarifário 2020-2021.

8. ANEXO - PREMISSAS CONSIDERADAS NOS CÁLCULOS

Para as simulações deste trabalho, foi utilizado o Programa Nodal, versão 5.4, disponibilizado pela ANEEL em seu portal na Internet.

Os arquivos de simulação considerados foram aqueles disponibilizados pela ANEEL no âmbito da Resolução Homologatória nº 2.726/2020, que estabelece os valores de TUST do ciclo tarifário 2020-2021. As análises focaram nos ciclos 2024-2025 em diante.

Finalmente, os valores prospectivos de RAP considerados nas simulações são aqueles apresentados na Nota Técnica nº 120/2020-SGT/ANEEL, anexa à Resolução Homologatória nº 2.726/2020. Para uma rápida referência, a RAP de cada ano é apresentada na tabela a seguir.

Tabela 10 – RAP Prospectiva Considerada nas Análises

Ciclo	Investimentos com base no PET/PELP - 1º/2020 no Horizonte do PDE 2029	Atualização Monetária (IAT)	REIDI Médio (R\$ x 1000)	Previsão PET-PELP [2]	Previsão SIGET (RAP PRO-RATA) [3]	Previsão SIGET (RAP INTEGRAL) [4]	Previsão RMEL	RAP Financeira (Portaria nº 120/2016 e PA Revisão)	Redução de RAP devido ao perfil degrau	RAP prospectiva
Referência	abr-19	jun-20	jun-20	jun-20	jun-20	jun-20	jun-20	jun-20	jun-20	jun-20
	(R\$ x 1000)	3,36%	91,67%	(R\$x1000)	(R\$x1000)	(R\$x1000)	(R\$x1000)	(R\$x1000)	(R\$x1000)	(R\$x1000)
2020-2021										27.992.260
2021-2022	1.035.733	1.070.576	981.397	123.858	1.566.623	2.660.760	428.697		-365.978	29.970.034
2022-2023	2.346.443	2.425.380	2.223.346	280.599	459.237	880.148	428.697		-207.972	32.024.731
2023-2024	2.564.206	2.650.469	2.429.685	306.640	435.686	586.885	428.697	-1.451.714	-233.481	31.931.470
2024-2025	4.007.252	4.142.060	3.797.026	479.206	2.777	5.364	428.697		-122.675	32.870.673
2025-2026	7.752.899	8.013.715	7.346.172	927.127	2.894	3.883	428.697	-4.764.177	-40.444	29.427.357
2026-2027	8.982.386	9.284.563	8.511.159	1.074.155	0	0	428.697		-7.044	30.924.154
2027-2028	397.049	410.406	376.219	47.481	0	0	428.697		-14.113	31.386.220
2028-2029	280.742	290.186	266.014	33.572			428.697		-14.480	31.834.009