



Informativo Enermerco

2001

Acompanhamos você no Mercado Livre de Energia diariamente de maneira Exclusiva e Pró ativa. Somos “LIVRE COM VOCÊ”.



Consumo (SIN)
62.493 Mw
Dez. 2019



Descolamento CMO
R\$ 0 MM
Dez. 2019



Bandeira Tarifária
AMARELA
Dez. 2019



Geração
65.874 Mw
Dez. 2019



Encargos
R\$ 11 Mil
Dez. 2019



Mercado de Energia x Tendência do PLD

Logo na primeira semana operativa de dezembro de 2019, houve uma queda de 26% nos preços do PLD para todos os submercados do SIN, haja visto que se esperava uma melhora nas afliências. Seguindo na segunda semana para mais uma leve queda de 7%, chegando a valores em torno de 220 reais por megawatt hora. Na terceira semana operativa, houve um pequeno aumento que foi seguido de mais uma queda de 14% nos preços, fechando o PLD da última semana do ano em R\$ 195,13/MWh. Valores acima do esperado para a época do ano. Mas o que dizer de 2019 em relação a previsibilidade de preços?

O ano foi marcado por incertezas e surpresas para todos os agentes do setor. O mercado hoje opera com mais cautela nas apostas e no risco, pois para 2020 com os cenários de neutralidade climatológica, aliados a recente experiência, criou-se uma esfera de tensão a um setor, que de tão acostumado a lidar com risco, ficou maculado e mais consciente de suas fragilidades.

Sendo assim, o PLD médio de dezembro de 2019 se consolidou conforme o quadro abaixo:

Demonstrativo do PLD Médio

Mês	Submercado			
Dezembro 2019	SE/CO	S	NE	N
	227,30	227,30	227,30	227,30

As afliências fecharam em torno de 71% da Média de Longo Termo para o sistema, estando abaixo da média para todos os submercados: no Sudeste/Centro-Oeste, é de 82%; no Sul é de 61%; no Nordeste, 42% e, no Norte, 54% da MLT. Por sua vez, para janeiro de 2020, a estimativa é que as afliências fechem em torno de 66% da MLT para o sistema, estando também abaixo da média para todos os submercados: no Sudeste/Centro-Oeste, é de 75%; no Sul é de 64%; no Nordeste, 29% e, no Norte, 58% da MLT.

Os níveis dos reservatórios do SIN ficaram cerca de 1.919 MWmédios mais baixos em relação ao esperado. A redução foi verificada no Sudeste (-2.104 MWmédios), Nordeste (-33 MWmédios) e no Norte (-67 MWmédios). No Sul, os níveis estão mais altos (+ 285 MWmédios).

O fator de ajuste do MRE para o mês de dezembro de 2019 está estimado em 85,2% quando considerado a sazonalização da garantia física realizada pelos agentes. Já para fins de repactuação do risco hidrológico, ou seja, quando se considera a sazonalização flat da garantia física, o fator fica em 78,5%. Para janeiro de 2020, o fator de ajuste é esperado em



90,4%. A CCEE ressaltou que a previsão para janeiro considera apenas a sazonalização *flat* da garantia física, uma vez que a sazonalização realizada pelos agentes ainda não foi divulgada.

O ESS previsto para dezembro de 2019 está em R\$ 11 milhões, sendo em sua totalidade referente à restrição operativa. Para janeiro de 2020, a previsão é de R\$ 1 milhão, relativa apenas às restrições operativas.

E para que não tenhamos dúvidas da volatilidade do PLD, mesmo com preço Piso e Teto, em janeiro, já em sua primeira semana, o PLD subiu 49%, em todos os submercados. Segundo a CCEE, o principal fator responsável pelo aumento é a estimativa menos otimista das afluências.



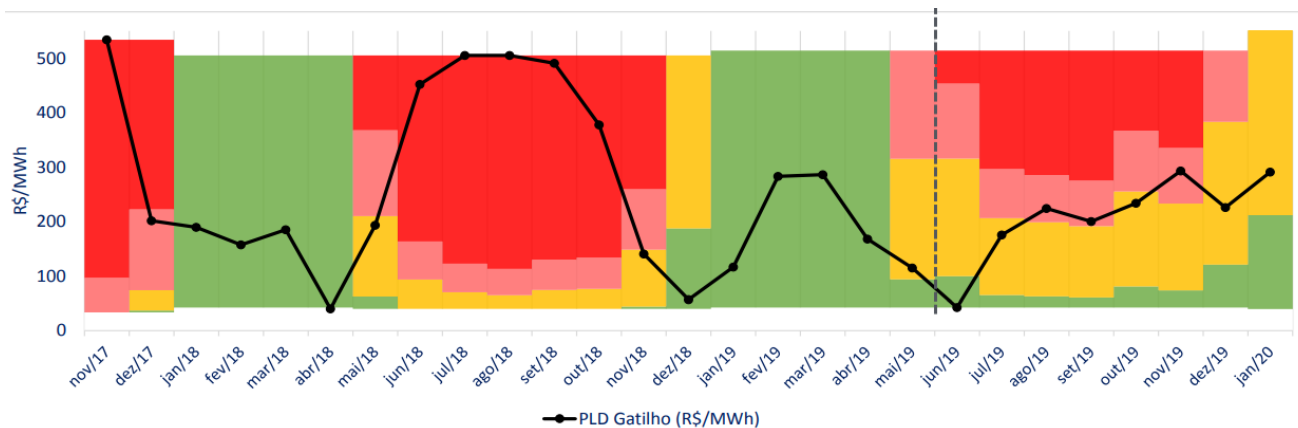
A bandeira de dezembro/2019 foi Amarela. Para janeiro/2020, permanece a mesma bandeira. Dessa forma, a tarifa sofre acréscimo de R\$ 1,343 a cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumidos. A bandeira permanece amarela em razão do baixo nível de armazenamento dos principais reservatórios do Sistema Interligado Nacional (SIN) e pelo regime de chuvas significativamente abaixo do padrão histórico nessas regiões.

A previsão hidrológica para janeiro aponta para a elevação gradativa dos principais reservatórios, mas em patamares abaixo da média histórica. Essa condição intermediária repercute na capacidade de produção das hidrelétricas, ainda demandando acionamento de parte do parque termelétrico, com impactos diretos na formação do preço da energia (PLD) e nos custos relacionados ao risco hidrológico (GSF). O PLD e o GSF são as duas variáveis que determinam a cor da bandeira a ser acionada.

Criado pela ANEEL, o sistema de bandeiras tarifárias sinaliza o custo real da energia gerada, possibilitando aos consumidores o bom uso da energia elétrica. O funcionamento das bandeiras tarifárias é simples: as cores verde, amarela ou vermelha (nos patamares 1 e 2) indicam se a energia custará mais ou menos em função das condições de geração.



Confira a retrospectiva do sistema, ao longo dos últimos dois anos:



Pierro Campestrini – Diretor da Enermerco

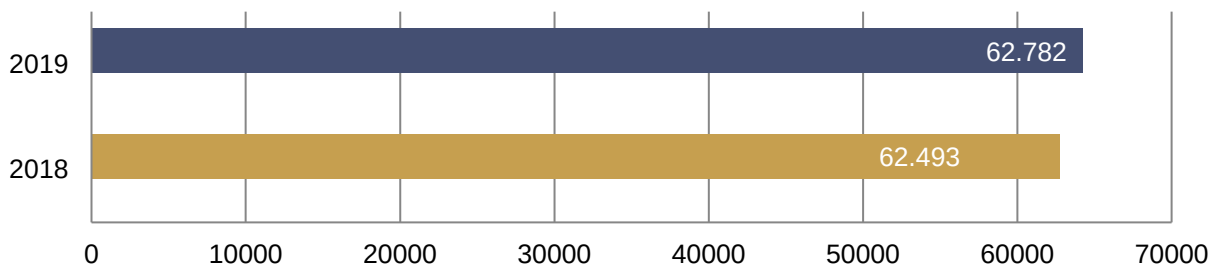
Geração e Consumo praticamente iguais

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, divulgou no final de dezembro, novos comparativos de geração e consumo no SIN – Sistema Interligado Nacional.

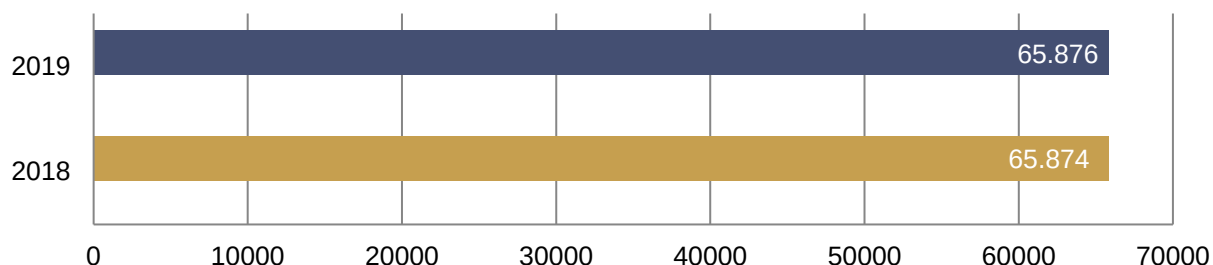
O Sistema Interligado Nacional é o sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil, sendo um sistema hidro-termo-eólico de grande porte, com predominância de usinas hidrelétricas e com diversos proprietários. O Sistema Interligado Nacional é constituído por quatro subsistemas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e a maior parte da região Norte.

Em comparação ao mesmo período de 2018, temos um leve decréscimo no consumo: 0,5%.

Consumo SIN (MW Med) - 1 a 31 de dezembro



Geração SIN (MW Med) - 1 a 31 de dezembro

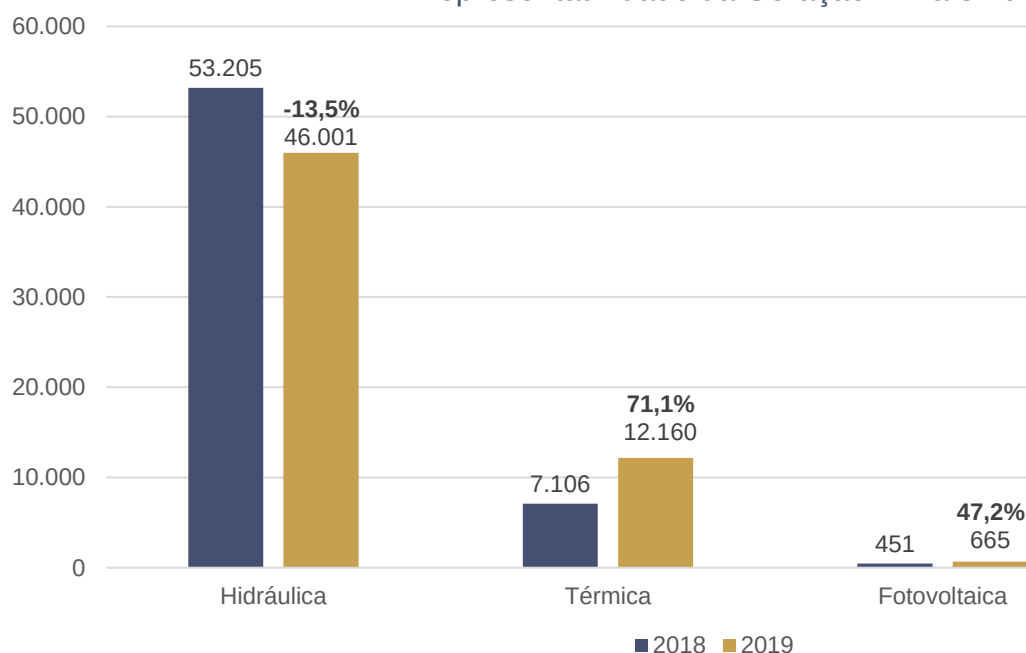




Geração por Fonte de Energia

As fontes de geração, abaixo demonstradas, mostram parte do panorama da produção nacional. Como vemos, o destaque de dezembro está no aumento da geração térmica: 71,1%, em relação ao mesmo período do ano anterior, 2018. A energia fotovoltaica cresceu 47,2% e a hidráulica caiu -13,5%, em sua produção – reflexo da baixa nos reservatórios.

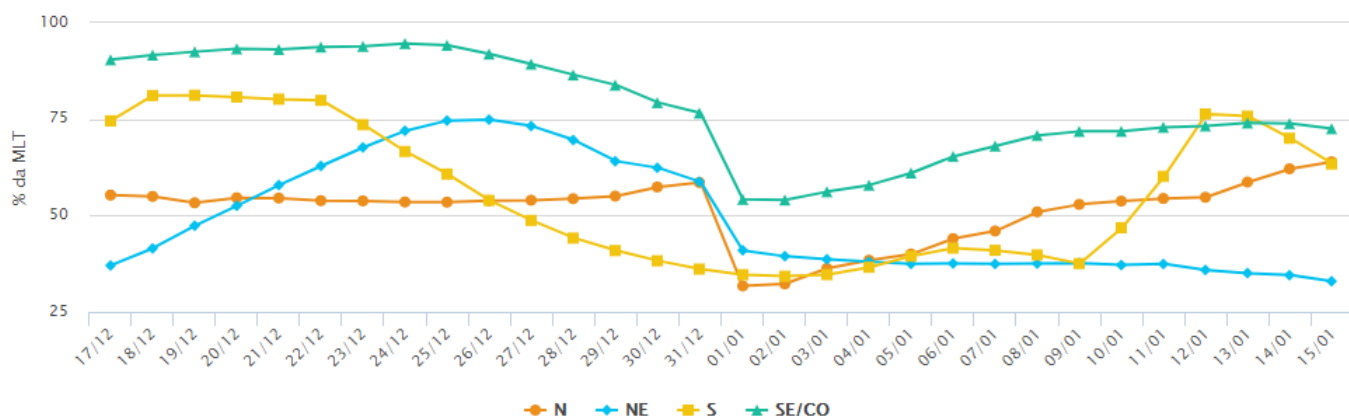
Representatividade da Geração - 1 a 31 de dezembro



ENA, MLT e Nível dos Reservatórios

No gráfico de Energia Natural Afluyente do SIN, observamos os percentis da ENA em todos os Submercados. Trata-se de mais um parâmetro de operação do SIN – Sistema Interligado Nacional, que o ONS – Operador Nacional do Sistema, monitora para gerenciar a geração de energia elétrica do país.

Energia Natural Afluyente Diário – Últimos 30 dias



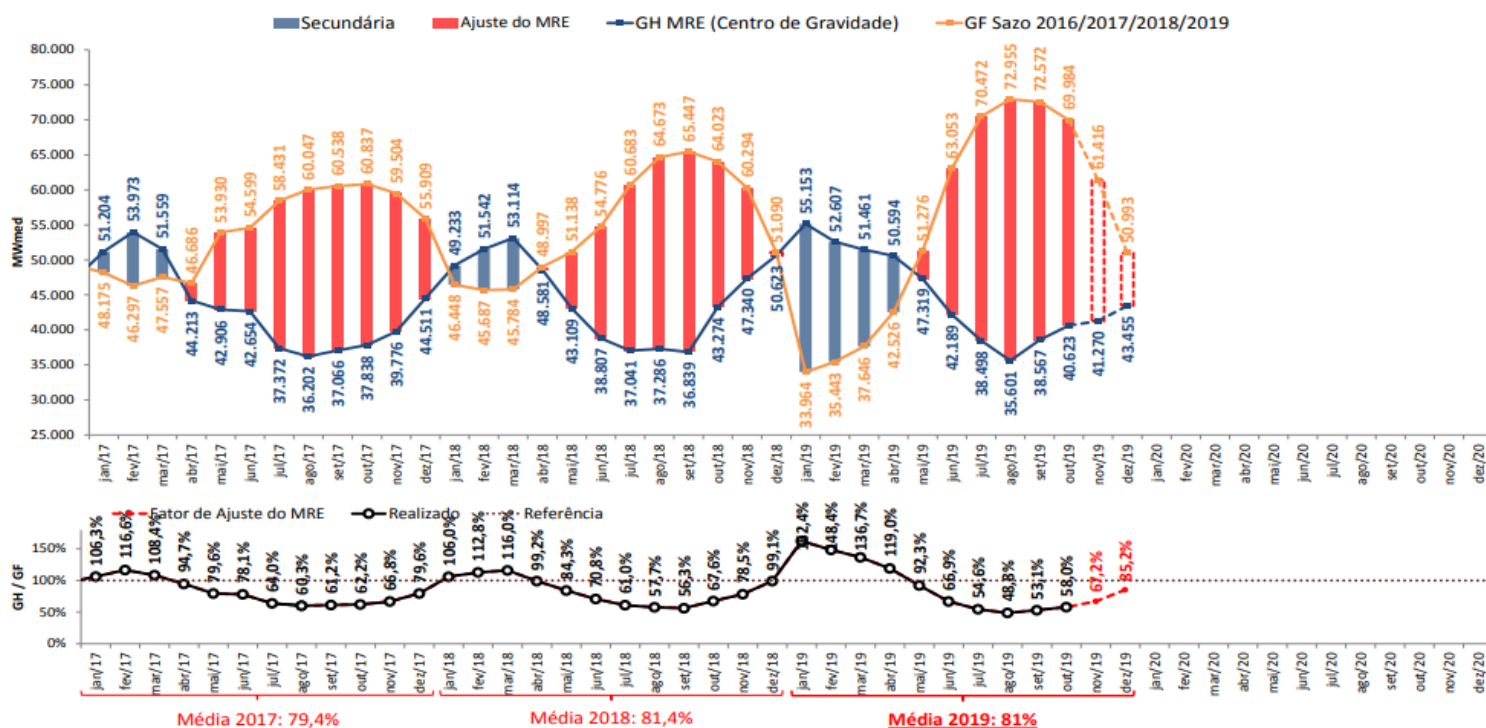


Fator de Ajuste de MRE

O Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) é um mecanismo financeiro que visa o compartilhamento dos riscos hidrológicos que afetam os agentes de geração, buscando garantir a otimização dos recursos hidrelétricos do Sistema Interligado Nacional (SIN). Para verificar a quantidade de energia produzida em relação à garantia física das usinas pertencentes ao MRE, foi criado o Fator de Ajuste da Garantia Física, ou Generation Scaling Factor – GSF. Ele mede a geração hidráulica em relação à garantia física, cujo cálculo é feito mensalmente pela CCEE.

Em dezembro, atingiu-se uma geração, de 85,2% em relação às Garantias Físicas para o ano de 2019.

Projeção do MRE Projeção do PLD



Encargos de Sistema (ESS, ESE, CDE)

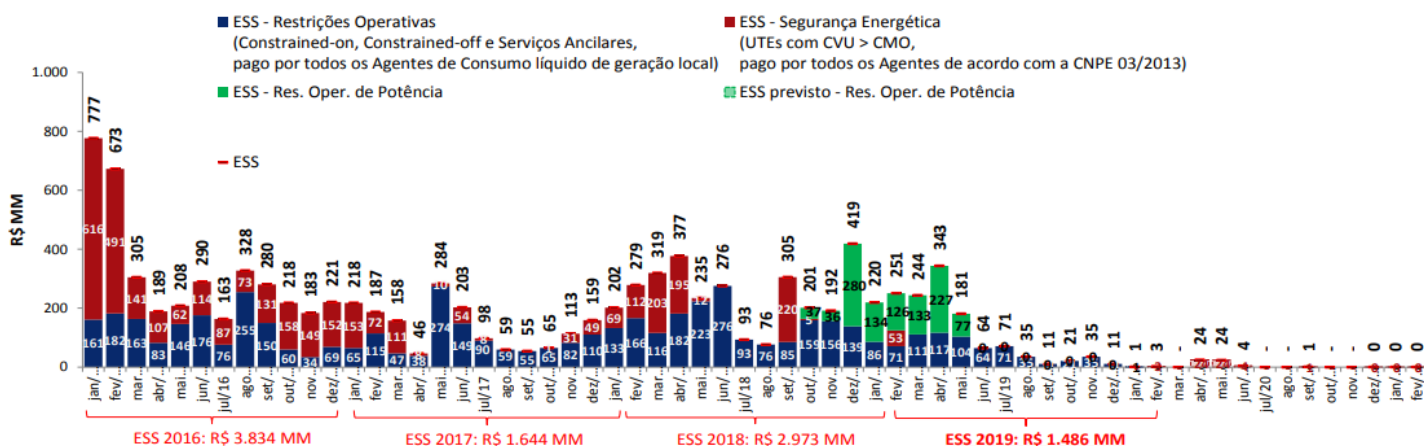
Os custos decorrentes da manutenção da confiabilidade e da estabilidade do sistema no atendimento à demanda por energia no Sistema Interligado Nacional (SIN) são denominados Encargos de Serviço do Sistema (ESS). Estes valores são pagos por todos agentes com medição de consumo registrada na CCEE, na proporção de seu consumo. Os ESS são expressos em R\$/MWh.



No mês de dezembro/2019, somando os Encargos de Serviço do Sistema, dentre as Restrições Operativas e as de Segurança Energética, obteve-se um total de R\$ 11 milhões, praticamente.

Projeção de ESS e Custos devido ao descolamento entre CMO e PLD

Projeção do PLD



Previsão Climatológica Trimestral

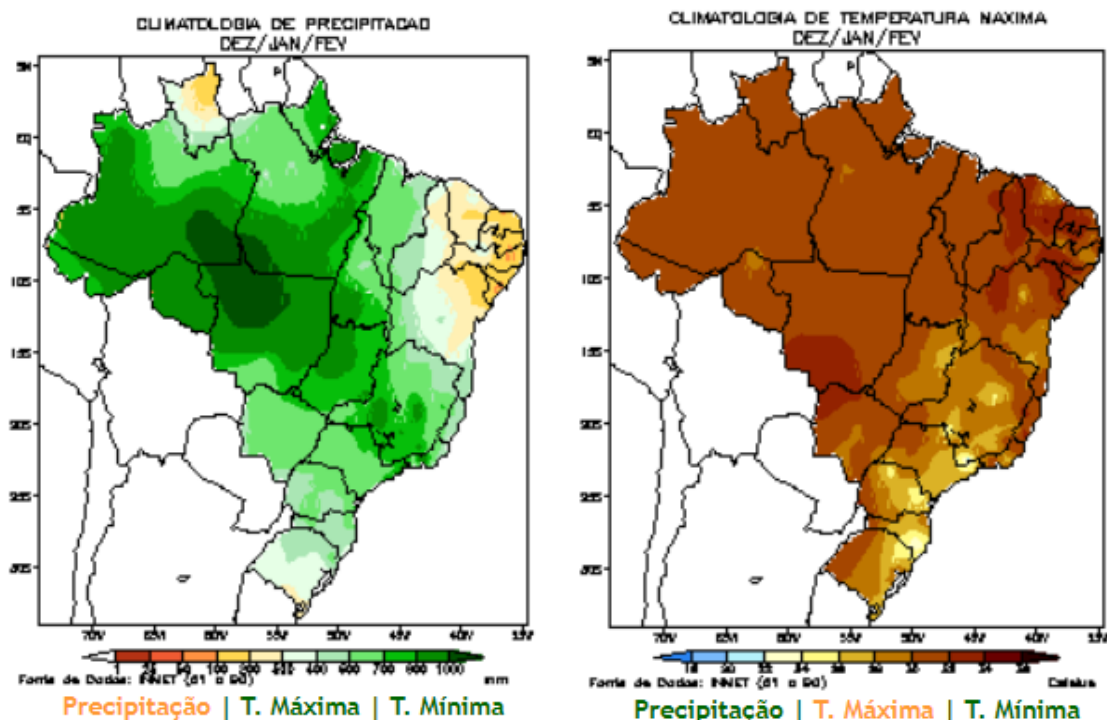
No próximo trimestre, as chuvas são frequentes em praticamente todo o País, com exceção do nordeste de Roraima e do leste do Nordeste. Volumes de chuvas superiores a 1000 mm, são observados no leste do Amapá, na Ilha do Marajó-PA, nos setores nordeste e sudeste do Pará e no sudeste do Amazonas.

Nas Regiões Sudeste e Centro-Oeste, os totais de chuva variam em torno de 300 mm e 700 mm. Nestas Regiões, as chuvas são ocasionadas, principalmente, pela atuação da Zona de Convergência do Atlântico Sul (ZCAS).

Na Região Sul, totais de chuva de aproximadamente 450 mm ocorrem no Estado do Paraná e inferiores a 400 mm no sul e sudeste do Rio Grande do Sul.

A temperatura máxima varia entre 28°C e 34°C nas Regiões Centro-Oeste, Nordeste e Norte. Nas Regiões Sul e Sudeste, as máximas podem variar entre 24°C e 32°C. Os menores valores de temperatura, em torno de 14°C, são esperados sobre as áreas serranas da Região Sul e dos Estados de Minas Gerais e São Paulo. Nas Regiões Norte e Nordeste, as temperaturas mínimas variam entre 22°C e 24°C.

As climatologias de precipitação e temperaturas máxima e mínima, no Brasil, são mostradas a seguir:



NOTÍCIAS

Energia tem maior impacto no IPCA de habitação

Oscilações se deram principalmente devido à mudança de bandeira tarifária, no ano a inflação oficial ficou em 4,31%

O Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo de 2019 acumulou variação de 4,31%. O resultado é 0,56 ponto percentual acima dos 3,75% registrados em 2018. O grupo habitação, onde energia está inserida, teve variação de 3,9%, com energia sendo responsável pelo maior impacto, de 0,19 ponto percentual, que acumulou alta de 5% no ano, embora tenha recuado em quatro meses. As oscilações se deram principalmente devido à mudança de bandeira tarifária. Desde novembro, vigoram novos valores das bandeiras amarela, vermelha patamar 1 e vermelha patamar 2, a cada 100 quilowatts-hora consumidos.



IPCA - Energia elétrica - bandeiras tarifárias mês a mês			
Mês	Variação Mensal	Bandeira tarifária	Cobrança adicional a cada 100 kwh consumido
Janeiro	-0,13%	Verde	-
Fevereiro	1,14%	Verde	-
Março	0,04%	Verde	-
Abril	0,10%	Verde	-
Maio	2,18%	Amarela	R\$ 1,50
Junho	-1,11%	Verde	-
Julho	4,48%	Amarela	R\$ 1,50
Agosto	3,85%	Vermelha 1	R\$ 4,00
Setembro	0,00%	Vermelha 1	R\$ 4,00
Outubro	-3,22%	Amarela	R\$ 1,50
Novembro	2,15%	Vermelha 1	R\$ 4,169
Dezembro	-4,24%	Amarela	R\$ 1,343
Fonte: IBGE, Diretoria de Pesquisas, Coordenação de Índices de Preços			

O IPCA em dezembro subiu 1,15%, variação maior que a de novembro, quando havia registrado 0,51%. O recuo de 4,24% na energia elétrica colaborou com a queda de 0,82% no item habitação. Houve redução tarifária nas capitais Porto Alegre (RS) a partir de 22 de novembro e de 6% e em Rio Branco (AC), com redução de 4,67% a partir de 13 de dezembro. De acordo com o IBGE, esse foi o maior resultado para um mês de dezembro desde 2002, quando o IPCA ficou em 2,10%. Em dezembro de 2018, a taxa foi de 0,15%.

IPCA - Variação acumulada e impacto por grupos - 2019 e 2018				
Grupo	Variação (%)		Impacto (p.p.)	
	2018	2019	2018	2019
Índice Geral	3,75	4,31	3,75	4,31
Alimentação e Bebidas	4,04	6,37	0,99	1,57
Habitação	4,72	3,90	0,74	0,62
Artigos de Residência	3,74	-0,36	0,15	-0,01
Vestuário	0,61	0,74	0,04	0,04
Transportes	4,19	3,57	0,76	0,66
Saúde e Cuidados Pessoais	3,95	5,41	0,48	0,65
Despesas Pessoais	2,98	4,67	0,33	0,51
Educação	5,32	4,75	0,26	0,23
Comunicação	-0,09	1,07	0,00	0,04
Fonte: IBGE, Diretoria de Pesquisas, Coordenação de Índices de Preços				



Brasil alcança 170 mil megawatts de capacidade instalada em 2019

O Brasil fechou 2019 com 7.246,41 megawatts (MW) de capacidade instalada, ultrapassando a meta de 5.781 MW. O país fechou o ano com potência fiscalizada de 170.071 MW, sendo mais de 75% a partir de fontes renováveis

A atuação da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, em suas atividades de concessão, regulação e fiscalização da geração de energia elétrica, propiciou em 2019 um incremento de 7.246,41 megawatts (MW) de capacidade instalada no Brasil, ultrapassando a meta de 5.781 MW. O país fechou o ano com potência fiscalizada de 170.071 MW, sendo mais de 75% a partir de fontes renováveis.



A força da água dos rios continua impulsionando a maior parte da energia gerada no país, com um total de 4.839 MW em empreendimentos inaugurados e/ou concluídos no ano passado. Desse total, 4.755 MW foram trazidos por usinas hidrelétricas de grande porte, entre as quais se destaca Belo Monte, que completou sua motorização com 3.667 MW injetados na rede.

A Agência liberou a operação da última turbina de Belo Monte em outubro deste ano.

A ampliação da geração eólica no ano impressiona, com incremento de 971 MW, superior aos 776 MW acrescidos em usinas termelétricas. As usinas solares fotovoltaicas de grande porte agregaram 551 MW à matriz brasileira no ano. Considerando o avanço verificado no ano, os 3.870 empreendimentos de energia solar em operação já são responsáveis por 1,46% da potência fiscalizada no país, e os 629 de energia eólica, por 9,04%.



FONTES RENOVÁVEIS AVANÇAM NA MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA EM 2019

META de 2019

5.781,58 MW

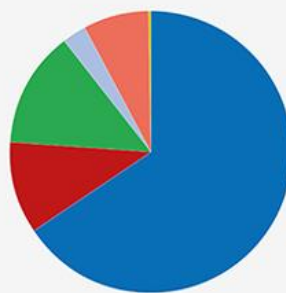
REALIZADO em 2019

7.246,41 MW

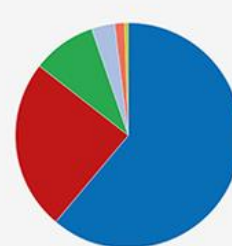
CAPACIDADE INSTALADA
TOTAL

170.071 MW

CAPACIDADE INSTALADA ACRESCIDA EM 2019
POR TIPO DE GERAÇÃO

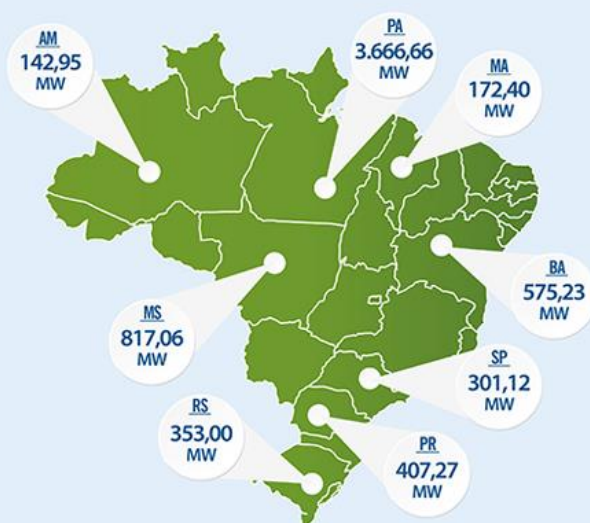


CAPACIDADE INSTALADA
TOTAL



Em 2019, as fontes eólica e solar se destacaram entre os novos empreendimentos, o que demonstra a diversificação da matriz energética em relação à capacidade total.

CAPACIDADE INSTALADA ACRESCIDA EM 2019 POR UF



UHE BELO MONTE
3.667 MW
INJETADOS NA REDE

CENTRAIS EÓLICAS CRESCERAM
970 MW

FOTOVOLTAICAS SOMARAM
551 MW



Consumo de energia elétrica cresce 3,5% em novembro

Segundo a EPE, resultado foi puxado pelos segmentos comercial e residencial

Em novembro, o consumo nacional de energia elétrica totalizou 41.700 GWh, crescimento de 3,5% na comparação com o mesmo período em 2018, segundo dados divulgados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), no final de dezembro.

O consumo elétrico do país foi puxado pelos segmentos comercial (+7,2%) e residencial (+5,3%), em decorrência das altas temperaturas nas regiões Sudeste, Sul e Centro-Oeste, além de uma melhora gradual da economia.

Por outro lado, o consumo industrial de eletricidade caiu 1,7%, principalmente em função dos segmentos químico (-12,1%) e extrativo de minerais metálicos (-16,3%).

Segundo a EPE, o consumo do mercado cativo atingiu 27,9 TWh (+4%) e no livre houve alta de 2,4%, para 13,8 TWh.

CMO horário oscila até 8%, por dia

O dia 14 de janeiro, por exemplo, apresentou variação de 7,98% sendo o valor mais elevado registrado às 15:30

O preço calculado na base semi horário com o modelo Dessem e divulgado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico apresentou a mesma variação em três dos quatro submercados do país no dia 14 de janeiro. Os preços mais elevados e mais baixos nesse período de 24 horas foram de R\$ 276,47/MWh e de R\$ 256,04/MWh no Sul, Nordeste e Norte. O primeiro agora às 15:30 e o segundo registrado às 5:30. A oscilação ficou em 7,98%.

Por sua vez para o maior submercado do país, o sudeste/centro oeste a variação ficou apenas 0,2 ponto percentual acima, com 8%, resultado do menor valor de R\$ 253,78/MWh às 3:30 e do mais elevado, R\$ 274,08/MWh também às 15:30.

Esses valores acompanham a variação negativa que o PLD teve na comparação com a semana passada. Recuaram de um patamar próximo a R\$ 400/MWh para a casa de R\$ 270/MWh, conforme é evidenciado no gráfico do ONS abaixo:

Histórico dos últimos 7 dias





O ONS passou a aplicar o modelo Dessem a partir de 1º de janeiro deste ano para fins de operação apenas. No âmbito comercial o modelo passará a vigorar na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica em janeiro de 2021. Até lá continua a ser utilizado o PLD na base semanal por patamar de carga. Para esta semana operativa os valores continuam equacionados em todos os submercados do país à média de R\$ 268,32/MWh, reflexo da carga pesada a R\$ 274,63/MWh, a média a R\$ 270,96/MWh e a leve a R\$ 263,77/MWh.

Tarifa branca é opção para consumidores em 2020

A partir de 1º de janeiro de 2020 a tarifa branca fica disponível para todos consumidores conectados em baixa tensão como, por exemplo, residências e pequenos comércios

A partir 1º de janeiro de 2020, a opção pela tarifa branca está disponível para todas unidades consumidoras conectadas em baixa tensão

(residências e pequenos comércios, por exemplo). A modalidade não se aplica a consumidores residenciais classificados como baixa renda, beneficiários de descontos previstos em Lei, e à iluminação pública. A tarifa branca sinaliza aos consumidores a variação do valor da energia conforme o dia e o horário do consumo.



Aprovada em 2016, a aplicação da tarifa seguiu um cronograma de preferência, de modo a priorizar as solicitações com as seguintes características:

- **1º de janeiro de 2018, para novas ligações e para unidades consumidoras com média anual de consumo mensal superior a 500 KWh/mês;**
- **1º de janeiro de 2019 para unidades consumidoras com média anual de consumo mensal superior a 250 KWh/mês; e,**
- **1º de janeiro de 2020 para todas as unidades consumidoras.**

Controle do consumo

Com a tarifa branca, o consumidor passa a ter a possibilidade de pagar valores diferentes em função da hora e do dia da semana em que consome a energia elétrica. Se o consumidor adotar hábitos que priorizem o uso da energia nos períodos de menor demanda (manhã,



início da tarde e madrugada, por exemplo), a opção pela tarifa branca oferece a oportunidade de reduzir o valor pago pela energia consumida.

Nos dias úteis, a tarifa branca tem três valores: ponta, intermediário e fora de ponta. Esses períodos são estabelecidos pela ANEEL e são diferentes para cada distribuidora. Sábados, domingos e feriados contam com a tarifa fora de ponta nas 24 horas do dia. Mais informações sobre os períodos de cada distribuidora podem ser consultadas em <http://www.aneel.gov.br/postos-tarifarios>.

É muito importante que o consumidor, antes de optar pela tarifa branca, conheça seu perfil de consumo. Quanto mais o consumidor deslocar seu consumo para o período fora de ponta, maiores são os benefícios desta modalidade. Todavia, a tarifa branca não é recomendada se o consumo for maior nos períodos de ponta e intermediário e não houver possibilidade de transferência do uso dessa energia elétrica para o período fora de ponta. Nessas situações, o valor da fatura pode subir. Por isso, é bom ter atenção ao solicitar a mudança.

Da mesma forma que é possível aderir, se o consumidor não perceber a vantagem, ele pode solicitar sua volta ao sistema anterior (tarifa convencional). A distribuidora terá 30 dias após o pedido para retornar o consumidor ao sistema convencional. Caso queira participar de novo da modalidade tarifária branca, há um período de carência de 180 dias.

Para ter certeza do seu perfil, o consumidor deve comparar suas contas com a aplicação das duas tarifas. Isso é possível por meio de simulação com base nos hábitos de consumo e equipamentos. Para aderir à tarifa branca, os consumidores precisam formalizar sua opção junto à distribuidora. Quem não optar por essa modalidade continuará sendo faturado pelo sistema atual.

Antes da criação da tarifa branca, havia apenas a tarifa convencional, com um valor único (em R\$/kWh) cobrado pela energia consumida em todos os dias e horas. A nova modalidade cria condições que incentivam alguns consumidores a deslocarem o consumo dos períodos de ponta para aqueles em que a rede de distribuição de energia elétrica tem capacidade ociosa.

Mais informações sobre a tarifa branca podem ser consultadas em <http://www.aneel.gov.br/tarifa-branca>. Confira também vídeo sobre o tema no canal da Agência no Youtube: <https://www.youtube.com/watch?v=bktJvstA3ck>.



Aneel define PLD máximo e mínimo para 2020

Foi estabelecido ainda o limite máximo do PLD horário para uso na operação sombra; a TEO de Itaipu e de UHEs e a TSA

A Agência Nacional de Energia Elétrica estabeleceu os valores mínimo e máximo do Preço de Liquidação das Diferenças de 2020 para todos os submercados. O valor do limite máximo estrutural (PLDmax_estrutural) será de R\$ 559,75/MWh entre a primeira semana operativa de janeiro e a última de dezembro; enquanto o PLDmin do mesmo período ficará em R\$ 39,68/MWh.

A Aneel também definiu o valor R\$ 1.148,36/MWh para o PLDmax_horário, que será usado a partir de 1º de janeiro de 2020 exclusivamente como limite do PLD horário na operação sombra. O PLD máximo em base horária só será aplicado de fato pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica a partir de janeiro de 2021, quando o preço horário passará a ser usado na contabilização e na liquidação do mercado de curto prazo.

TEO e TSA

A Tarifa de Energia de Otimização que vai valer em 2020 para todas as usinas hidrelétricas, exceto Itaipu, será de R\$ 12,77/MWh. A TEO é usada na cobertura dos custos adicionais de operação e manutenção dessas usinas e no pagamento da compensação financeira referente à energia transacionada no Mecanismo de Realocação de Energia.



Para Itaipu, a TEO será de R\$ 39,68/MWh (trinta e nove reais e sessenta e oito centavos por megawatt-hora). No caso da usina binacional, a tarifa é definida a partir do Custo Variável do empreendimento, convertido pela média geométrica do dólar dos últimos doze meses.

Foi aprovada ainda a Tarifa de Serviços Ancilares (TSA), que será de R\$ 7,40/Mvar-h. O valor é 2,89% maior que o da tarifa atual e correspondente a aplicação do IPCA entre outubro de 2018 e setembro de 2019.



OPINIÃO: "Aneel, distribuidoras, empresas de energia solar: quem é quem na guerra da “taxação do Sol” - Por Giulia Fontes

Painéis solares instalados na cobertura do prédio do antigo Ministério de Minas e Energia, em 2016. | Foto: José Cruz/Agência Brasil



O incentivo à chamada Geração Distribuída (GD) – que permite aos consumidores produzirem energia solar em suas residências, por exemplo – se tornou motivo de debate desde que a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) decidiu rever as regras para a modalidade.

O tema acabou se transformando no centro de uma guerra de versões. De um lado, estão os que dizem que o subsídio acaba penalizando os demais consumidores – e que, por isso, precisa ser revisto. De outro, estão aqueles que defendem que, por envolver energias limpas, a GD precisa continuar a ser incentivada, nos moldes do que acontece atualmente.

Quer entender quem é quem nesse debate? Veja a lista preparada pela Gazeta do Povo:

Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel)

A autarquia, responsável por regular o setor elétrico, foi quem estabeleceu a permissão e o incentivo à GD. Em 2012, a Aneel publicou uma resolução criando o sistema de créditos de energia (chamado de net metering no jargão do setor).

O mecanismo permite que os consumidores de GD injetem energia no sistema da distribuidora e, depois, descontem o montante do que usaram da rede. Assim, em um dia muito ensolarado, por exemplo, o consumidor pode ceder parte da energia produzida em seus painéis solares para a rede. Depois, pode usar a mesma quantidade em energia da distribuidora, sem pagar nada por isso.

A tarifa da conta de luz, porém, não é composta somente pelo custo da energia – e inclui, também, os custos da transmissão e da distribuição, além de perdas e encargos. No modelo atual, portanto, o crédito compensa toda a tarifa, mesmo que o consumidor utilize a rede da distribuidora para trocar energia com o sistema.

Revisão já estava prevista pela Aneel

Inicialmente, o benefício valia, apenas, para consumidores de GD local – como os que possuem painéis solares em residências. Depois, em 2015, a resolução foi revista e passou a incluir, também, a modalidade remota, em que a geração ocorre em local distinto do consumo.



Em 2015, a Agência já previa que as regras seriam revistas em 2019. A proposta da Aneel, agora, é passar a cobrar dos consumidores de GD os valores referentes ao uso do sistema de distribuição e também os encargos que, hoje, representam 60% da tarifa e acabam divididos pelos demais consumidores. Assim, no lugar de 100%, o crédito passaria a ser de 40%.

A cobrança seria implementada de forma escalonada, começando em 2020 para os novos clientes de GD, e em 2031 para os já inseridos na modalidade.

De acordo com a Agência, essa mudança trará mais equilíbrio ao setor elétrico, permitindo que "a modalidade se desenvolva ainda mais e de forma sustentável, sem impactar a tarifa de energia dos consumidores que não possuem o sistema".

O pressuposto é de que, após esses anos de subsídio, o setor já atingiu maturidade suficiente para que a inserção dos custos não provoque um retrocesso. Assim, de acordo com a Aneel, a alteração seria uma forma de promover justiça tarifária.

Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (Abradee)

A Associação que representa as distribuidoras está alinhada à proposta da Aneel. Em nota enviada à reportagem, a Abradee argumenta que o subsídio representa gasto de cerca de R\$ 650 milhões por ano e que, se nada for alterado, chegará a R\$ 2,5 bilhões anuais. A Associação salienta que este é o mesmo valor do desconto dado na tarifa social a consumidores de baixa renda.

"As distribuidoras de energia elétrica são a favor do incremento das fontes renováveis na matriz energética brasileira. (...) Entretanto, da forma como está regulamentada hoje, a GD cria condições artificiais de mercado que podem acabar onerando as tarifas dos demais consumidores", completa a nota.

Outro argumento da Abradee é de que não há obrigação do consumidor de GD em se conectar à rede. "Basta tornar-se auto suficiente e pedir a desconexão da rede, sem custo algum".

Os sistemas de energia solar que têm baterias para armazenamento – e que permitiriam a desconexão da rede –, porém, têm custo muito alto em relação aos que fazem trocas com as distribuidoras. Hoje, esse tipo de sistema é considerado inviável para o consumidor médio.

Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (Absolar)

A representante das empresas de energia solar, por outro lado, afirma que a proposta da Aneel pode inviabilizar algumas modalidades de GD.

"O tempo de recuperação do investimento varia muito, mas na modalidade remota é mais longo. Nesse primeiro caso, o retorno financeiro poderia vir só em 25 anos – período que é maior do que a própria vida útil do equipamento. A alteração acabaria com essa modalidade", afirma Guilherme Susteras, coordenador do grupo técnico da Absolar.



De acordo com a Associação, os cálculos da Aneel estão superestimados por desconsiderar benefícios da energia solar, como a redução no uso de termoeletricas e a postergação dos investimentos no setor.

Por isso, ao invés de 60%, segundo a Absolar o correto seria passar a cobrar dos consumidores de GD o equivalente a 15% da tarifa. "Esse valor seria introduzido de forma paulatina, para não haver um choque. Se a implementação for imediata, o mercado vai se retrair e vamos ter de seis meses a um ano sem nenhuma unidade nova", completa Susteras.

Jair Bolsonaro

O presidente Jair Bolsonaro também entrou no assunto, afirmando, em um post nas redes sociais, que era contra a "taxação do Sol". "No que depender de nós, não haverá taxação da energia solar, e ponto final. Não me interessam pareceres", disse, apesar de afirmar que a decisão é de competência da Aneel.

Nos dias seguintes, Bolsonaro chegou a dizer que demitiria quem tocasse no assunto dentro do governo. Depois, fez uma reunião com um dos diretores da Agência, Rodrigo Limp, e afirmou que a autarquia havia desistido de fazer a alteração.

A decisão, porém, deve ser tomada no próximo dia 21, em reunião da diretoria da Aneel.

Ministério da Economia

Apesar do posicionamento de Bolsonaro, um relatório produzido pelo Ministério da Economia aponta que a pasta comandada por Paulo Guedes é a favor do fim do subsídio.

De acordo com o documento, o aumento na potência instalada de painéis solares em 2019 aponta que "os subsídios cruzados identificados já alcançaram padrões bem mais altos, o que demandaria uma revisão da norma pelo viés econômico".

O ministério cobra, ainda, que sejam realizados cálculos que demonstrem quais são, de fato, os benefícios da modalidade. Segundo o relatório, "os consumidores optam por gerar a própria energia buscando redução nos valores da conta de luz", muitas vezes bancados por outros usuários ou pelo governo.

O que dizem especialistas

O assunto também divide especialistas do setor elétrico. A Gazeta do Povo conversou com três deles para colher opiniões. Confira os posicionamentos:

Roberto D'Araujo - diretor do Instituto do Desenvolvimento Estratégico do Setor Elétrico (Ilumina)

"Não podemos tratar a questão da energia solar somente olhando para o fio da distribuidora. Quando um consumidor gera energia fotovoltaica para o sistema, é como se estivesse reduzindo o seu próprio consumo. Em um sistema que está toda hora acionando bandeiras tarifárias, qualquer redução de consumo ajuda.



Na minha opinião, fazer essa alteração agora é criar um problema, cortar uma planta pela raiz e ir na contramão do planeta. Há vários subsídios no setor elétrico. O que precisamos saber é exatamente qual cortar. Acho que a Aneel deveria estar preocupada com os subsídios no mercado livre de energia".

Joisa Dutra – diretora do Centro de Regulação em Infraestrutura da Fundação Getúlio Vargas. Foi diretora da Aneel entre 2005 e 2009

"Existem evidências de outros lugares do mundo que apontam as consequências desse tipo de política. É um efeito perverso, porque acaba onerando relativamente mais, e de modo crescente, as pessoas de renda mais baixa.

Desde 2016 existe um esforço da Aneel e do então Ministério de Minas e Energia para fazer uma reforma do setor, e diminuir o volume de subsídios que distorcem a tarifa. Quando o governo contesta esse processo, acaba se contraponto ao esforço de aumento da competitividade. Se o presidente e o Congresso acham que o incentivo é meritório, por que não usam recursos do Tesouro para isso? Não dá simplesmente para embarcar no argumento do benefício ambiental para justificar custos que transcendem o âmbito particular".

Luciano Losekann – professor de Economia da Universidade Federal Fluminense (UFF) e especialista em energia

"Existe um problema. O mecanismo utilizado para promover a GD não é sustentável no longo prazo. É algo que precisa ser rediscutido, mas sem essas paixões. Por um lado, existe um subsídio, mas, por outro, o estímulo se justifica pela característica desse tipo de energia. Minha posição é de que a rediscussão é legítima, mas com a premissa e o reconhecimento de que a energia solar merece incentivo.

Porém, é preciso reconhecer que a solução do net metering provoca um impacto para os demais consumidores e para as distribuidoras. É preciso buscar uma alternativa que estimule a energia solar sem penalizar a rede. Retirar o incentivo sem colocar outro no lugar não é razoável. A promoção das energias renováveis deveria ser incentivada não pelo regulador, mas sim como política de estado.



Acesse o código e leia mais!



Fontes: AGENCIA SENADO - ANEEL - ABRAPCH- CANAL NEGÓCIOS- CANAL ENERGIA – ESTADÃO – EXAME – FOLHA - GAZETA DO POVO - OCESC - INFOCLIMA – ONS – MME – PORTAL G1 – PORTAL GLOBO.COM

Enermerco Comercializadora de Energia EIRELI EPP



Av. 7 de Setembro, 140, Sala 06 – Centro

Timbó - SC – 89.120-000

(47) 3380-0771

www.enermerco.com.br

