

# CONSULTA PÚBLICA Nº 062/2018

PLANO DECENAL 2027



## **SUMÁRIO**

<b>1. INTRODUÇÃO</b>	<b>2</b>
<b>2. CONTRIBUIÇÕES DO GRUPO CPFL ENERGIA</b>	<b>2</b>
2.1. PREMISSAS GERAIS E DEMANDA DE ENERGIA	2
2.2. GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	3
2.3. TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	6
2.4. PRODUÇÃO DE PETRÓLEO, ABASTECIMENTO DE DERIVADOS DE PETRÓLEO E OFERTA DE GÁS NATURAL	7
2.5. EFICIÊNCIA ENERGÉTICA E GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	9
<b>3. CONCLUSÕES</b>	<b>10</b>

## **1. INTRODUÇÃO**

O Grupo CPFL Energia reconhece o mérito e o interesse do MME na abertura da Consulta Pública nº 062/2018, cujo objetivo é obter subsídios para o aprimoramento do plano decenal de expansão de energia. Começamos reforçando a importância de uma discussão ampla sobre o futuro do setor elétrico brasileiro. Em linhas gerais o texto do PDE 2027 traz informações pertinentes que possibilita à sociedade inferir as diretrizes do planejamento energético nacional. A continuidade da utilização do Modelo de Decisão de Investimento (MDI) e incorporação do atendimento da demanda máxima na expansão do parque gerador mostram o engajamento da EPE em investir na qualidade e confiabilidade dos estudos técnicos, bem como o compromisso de capacitação profissional de excelência do seu corpo técnico. Esse tipo de iniciativa que conta com o total apoio da CPFL e merece o reconhecimento da dedicação e do compromisso da EPE em conduzir um processo de melhoria contínua dos estudos apresentados por esta instituição.

A discussão técnica do PDE é crítica para um papel cada vez mais determinativo do plano decenal para fins da expansão da matriz, algo defendido pela CPFL, no qual acreditamos que conduziria uma série de benefícios para o mercado ao sinalizar a expansão de cada fonte de energia de forma mais objetiva para os investimentos no setor.

## **2. CONTRIBUIÇÕES DO GRUPO CPFL ENERGIA**

### **2.1. PREMISSAS GERAIS E DEMANDA DE ENERGIA**

A primeira contribuição de âmbito geral diz respeito às premissas e cenários que nortearam a elaboração do referido plano. Inúmeras premissas econômicas, técnicas, políticas, entre outras, foram consideradas no trabalho e são essenciais para definição dos resultados.

A projeção de demanda de energia elétrica apresentada no plano decenal aponta um crescimento médio de 3,6% a.a. no cenário de referência e 3,9% a.a. no cenário alternativo, que basicamente considera um maior crescimento industrial.

Essas taxas envolvem expectativa de retomada da atividade econômica, sendo, portanto, cenários compatíveis com as premissas apresentadas neste relatório para fins de planejamento do setor, apesar da dificuldade atual do país em retomar o crescimento de anos anteriores.

Em função da importância de tais dados, a CPFL sugere, que, para os próximos anos, a EPE organize um seminário de apresentação com o termo de referência do PDE, antes da abertura da consulta pública. O objetivo deste seminário é discutir com a sociedade as premissas a serem consideradas no estudo e também os temas preliminares dos capítulos antes da divulgação do documento completo para submissão de consulta pública. Assim, a sociedade e agentes podem contribuir e/ou validar tais dados, antes da elaboração do relatório detalhado.

Adicionalmente, entendemos que, dada a importância do PDE para os agentes, faz-se necessário o estabelecimento e a divulgação de um cronograma das fases de elaboração do PDE, considerando etapas preliminares de discussão com a sociedade, antes da confecção da minuta de relatório, divulgação da consulta pública e publicação do texto final.

## 2.2. GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

A expansão da oferta de geração apresentada no relatório tem caráter indicativo, não determinando diretamente os investimentos que serão efetivados na evolução do parque gerador. O relatório traz aprimoramentos da abordagem metodológica apresentada no ano anterior para a avaliação da oferta de energia elétrica, com destaque à utilização do Modelo de Decisão de Investimento (MDI), desenvolvido internamente na EPE, como ferramenta de apoio para a indicação da evolução da expansão da oferta. A CPFL é favorável à utilização de ferramentas computacionais que contribuam para uma melhor precisão das informações e resultados, tal como o Modelo de Decisão de Investimentos – MDI.

Outra evolução consolidada no PDE anterior é com relação à expansão da oferta com foco no atendimento da demanda máxima, avaliando se o sistema terá flexibilidade operativa suficiente para elevar sua capacidade de atendimento nas horas de maiores demandas e reduzir a geração nos momentos de carga leve, mantendo as médias mensais de geração, caso não tenha, o MDI indica acréscimo de potência para atendimento da carga. A CPFL entende que avaliar a demanda contribui para um planejamento mais robusto da matriz.

O desenvolvimento de uma ferramenta de otimização para guiar a expansão do parque gerador é de suma importância para garantir a qualidade dos estudos de planejamento. Entretanto, acreditamos que a busca pelo ótimo em investimento na expansão também deva levar em consideração os custos de transmissão associados, a redução de perdas, o aumento de confiabilidade do sistema de transmissão, que poderiam ser incorporados ao custo operativo do sistema, o que não se verifica no PDE em discussão. Assim, sugere-se a incorporação desse detalhamento e, caso não seja possível, recomenda-se aprimorar os futuros PDEs para que passem a incorporá-los.

A falta de informações relacionadas aos custos de operação do sistema, de perdas, do investimento na transmissão associada e restrições ambientais levam a tal conclusão, motivo que reforça a necessidade de se detalhar tais informações. Além disso, apesar do texto discorrer nas alternativas de oferta de geração para “alternativa de ponta”, não fica claro, nos cenários de expansão da geração, os tipos de fonte que seriam contemplados para atendimento desta demanda. Entende-se que maior clareza de participação desse item na matriz.

Nesta mesma linha de estudo integrado das alternativas de expansão da oferta de geração, é importante o casamento dos estudos de oferta de combustíveis, em especial a oferta de gás natural.

Embora exista a preocupação por parte da EPE de que a definição numérica do montante de expansão por fonte possa ser interpretada, de forma equivocada, como obrigação de contratação das referidas fontes, a definição de uma expansão mínima no relatório é benéfica para que os empreendedores possam definir estratégias mais realistas. Esta indicação poderia ser interpretada como a parcela de expansão mais provável (“determinativa”) do planejamento indicativo, ficando a incerteza apresentada nos casos de sensibilidade como a parcela propriamente indicativa, na qual a interpretação de expansão seria dada pela percepção individual dos agentes e investidores.

Em comparação ao ciclo anterior, o PDE 2027 apresenta uma maior participação de térmicas a gás natural na expansão do parque gerador brasileiro, o total de capacidade para o ciclo decenal reduziu em 1.284 MW em relação ao PDE 2026, no entanto a indicação do estudo apresenta o crescimento de 2.457 MW em fontes de geração térmica a gás natural, sem considerar a participação de fontes para atendimento de demanda máxima.

[MW]	Expansão indicativa PDE 2026	Expansão indicativa PDE 2027		Diferenças [PDE 2027 - PDE 2026]
PCH	1.500	2.050	↑	550
EÓLICA	11.825	10.000	↓	-1.825
BIOMASSA	3.204	2.600	↓	-604
SOLAR	7.000	5.000	↓	-2.000
<b>TOTAL Renováveis</b>	<b>23.529</b>	<b>19.650</b>	↓	<b>-3.879</b>
Hidrelétricas	2.631	1.824	↓	-807
UTE gás natural	2.666	5.123	↑	2.457
Outros	12.198	13.143	↑	945
<b>TOTAL</b>	<b>41.024</b>	<b>39.740</b>	↓	<b>-1.284</b>

As fontes solar e eólica foram as que apresentaram a maior redução em relação ao plano passado, e de certa forma foram as fontes que assimilaram a redução da capacidade e a maior participação das térmicas apresentada no relatório do PDE 2027. Observa-se aqui, que a expansão para atendimento da demanda máxima está representada é denominada na tabela como “Outros”, visto que poderá ser composta por térmicas a GN de ciclo aberto ou tecnologias de armazenamento.

Com relação aos cenários de expansão apresentados no relatório, seguem algumas considerações:

1. Expansão com projeção alternativa de demanda: tradicionalmente, os planos decenais consideram ao menos um cenário de projeção de demanda com crescimento mais elevado que a referência, no entanto, a proposta de crescimento médio de 3,6% para 3,9% é de fato uma diferença que sinalizaria alterações significativas para um estudo de cenário?;
2. Expansão com restrição para entrada de termelétricas a gás natural: ao se limitar a entrada de térmicas a GN, os estudos indicam a expansão de térmicas a carvão. Ainda que esta alternativa esteja baseada no *retrofit* destas térmicas, visto que pelo balanço de combustíveis o Brasil terá saldo positivo de óleo combustível (Gráfico 6.8) uma sugestão seria a manutenção das térmicas que utilizem este combustível;

Adicionalmente, gostaríamos de solicitar os decks de entrada do modelo Newave para os diversos cenários de expansão avaliados (cenários *what if*), ainda em relação ao cenário, sugerimos a apresentação dos CMEs associados a cada uma das alternativas analisadas.

Por fim, em relação aos estudos de atendimento de ponta, sugerimos aprimoramento da avaliação da disponibilidade das usinas hidrelétricas, pois entende-se que o mais coerente seria considerar a utilização da curva colina das máquinas ao invés produtividade da usina e da aplicação da fórmula empírica de perda por deplecionamento apresentada na Nota Técnica EPE-DEE-NT-035-r1/2017.

$$P_{max_p} = P_{efet_p} \times \left( \frac{hl_p}{hefet_p} \right)^\beta \quad (1)$$

onde,

$hl_p$  – Altura de queda líquida da usina  $p$ ;

$hefet_p$  – Altura de queda efetiva das turbinas da usina  $p$ ;

$$\beta = \begin{cases} 1,5 & \text{se } hl_p < hefet_p \text{ caso a usina "p" possua turbinas Francis ou Pelton;} \\ 1,2 & \text{se } hl_p < hefet_p \text{ caso a usina "p" possua turbinas Kaplan ou Bulbo;} \\ 0 & \text{se } hl_p \geq hefet_p \end{cases}$$

$$P_{efet_p} = P_{inst_p} \times (1 - Teif_p) \times (1 - IP_p) \quad (2)$$

$P_{efet_p}$  – Potência efetiva da usina  $p$ ;

$P_{inst_p}$  – Capacidade instalada da usina  $p$ ;

$Teif_p$  – Taxa de indisponibilidade forçada da usina  $p$ ;

$IP_p$  – Índice de indisponibilidade programado da usina  $p$ .

Como o processo de avaliação é baseado na simulação da operação, modelos matemáticos de operação de usinas têm condições de estimar a real perda por deplecionamento dos empreendimentos hidrelétricos, compatível com curva colina, curvas do reservatório, curvas do canal de fuga e perdas hidráulicas de cada usina. Além disso, na escala de tempo de atendimento da demanda máxima, a grande maioria das usinas a fio d'água tem capacidade de modulação da geração intradiária, de maneira a disponibilizar potência ao sistema, modulando sua geração para cumprir o volume de água turbinada definida pelo modelo de otimização energético. Na prática da programação diária, o Operador já contempla esta capacidade de modulação diária das hidrelétricas na operação do sistema.

### 2.3. TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Os estudos apresentados no relatório têm por base a consideração do caráter indicativo da expansão da geração. Nestas condições o planejamento da transmissão tem por necessidade considerar a flexibilidade de acomodar diferentes estratégias de implantação dos diversos tipos de fontes de geração planejadas.

Neste contexto, a apresentação dos estudos é abrangente quanto aos possíveis cenários de atendimento futuro da rede de transmissão, no entanto, o leitor se depara com certa dificuldade de vincular as premissas de expansão da geração *vis a vis* a proposta de expansão da rede, pois há apenas uma referência no capítulo anterior no qual é informada que a expansão da transmissão é baseada no cenário de referência da expansão da geração.

Uma sugestão para futuros trabalhos é de se considerar casos de sensibilidade com condições integradas de expansão entre a geração de energia elétrica, redes de transmissão e fornecimento de combustíveis. Outro ponto de possível integração é com relação à projeção de carga, eficiência energética e GD, esta última com forte influência na evolução da estrutura tarifária e no sinal de preço de energia em granularidade horária.

A visão integrada dos projetos de expansão de G e T deve identificar os pontos críticos no cronograma físico dos dois empreendimentos considerados de forma conjunta. Além disso, o PDE poderia, baseado em parte dos cenários de expansão do parque gerador, mencionados no capítulo anterior, apresentar cenários da expansão da transmissão, associada a cada alternativa de evolução do parque gerador. Além disso, sugere-se estudos prospectivos com base na avaliação da margem de escoamento que podem indicar locais onde seja interessante/necessário a antecipação de expansão da rede de transmissão.

A visão integrada dos projetos de expansão de G e T deve identificar os pontos críticos no cronograma físico dos dois empreendimentos considerados de forma conjunta. Além disso, o PDE poderia, baseada em parte dos cenários de expansão do parque gerador, apresentados no capítulo anterior, apresentar cenários da expansão da transmissão, associada a cada alternativa de evolução do parque gerador. Além disso, sugere-se estudos prospectivos com base na avaliação da margem de escoamento podem indicar locais onde seja interessante/necessário a antecipação de expansão da rede de transmissão.

Outro ponto a ser ressaltado é com relação às tarifas dos geradores (TUST), que considera os dados do PDE como base de cálculo para cada ciclo tarifário. A projeção de TUST é afetada diretamente pela Expansão da Rede e pelos Investimentos associados, o desvio médio das projeções da RAP com relação ao valor verificado alguns leilões após a publicação da REN 267/2007 são elevados e há um viés de aumento nesse desvio quanto mais longa for a projeção.

O planejamento da transmissão, apesar de determinativo, é muito dinâmico e revisto a cada ano, atrasos na entrada de obras têm sido a regra, assim como de usinas e deságios em leilões acontecem rotineiramente e não são considerados na prospecção da RAP. Nos últimos anos, apenas um terço dos investimentos previstos nos Planos Decenais entraram em operação,

adicionalmente, o deságio médio verificado nos leilões realizados entre 2015 a 2018 resultou em cerca de 30% de redução em relação ao valor inicial. Outro ponto a ser ressaltado é com relação às tarifas dos geradores (TUSTg), que consideram os dados do PDE como base de cálculo para cada ciclo tarifário. Desta forma, reforça-se mais ainda a necessidade de maior clareza na definição do cenário de referência de transmissão baseado na referência da expansão da geração, uma vez que tais dados impactam fortemente a definição dos valores da TUST.

## 2.4. PRODUÇÃO DE PETRÓLEO, ABASTECIMENTO DE DERIVADOS DE PETRÓLEO E OFERTA DE GÁS NATURAL

Em relação à produção de petróleo e, em especial de gás, observa-se incerteza na disponibilidade dessas *commodities*, principalmente pelos seus valores, que podem alterar significativamente os custos do setor elétrico.

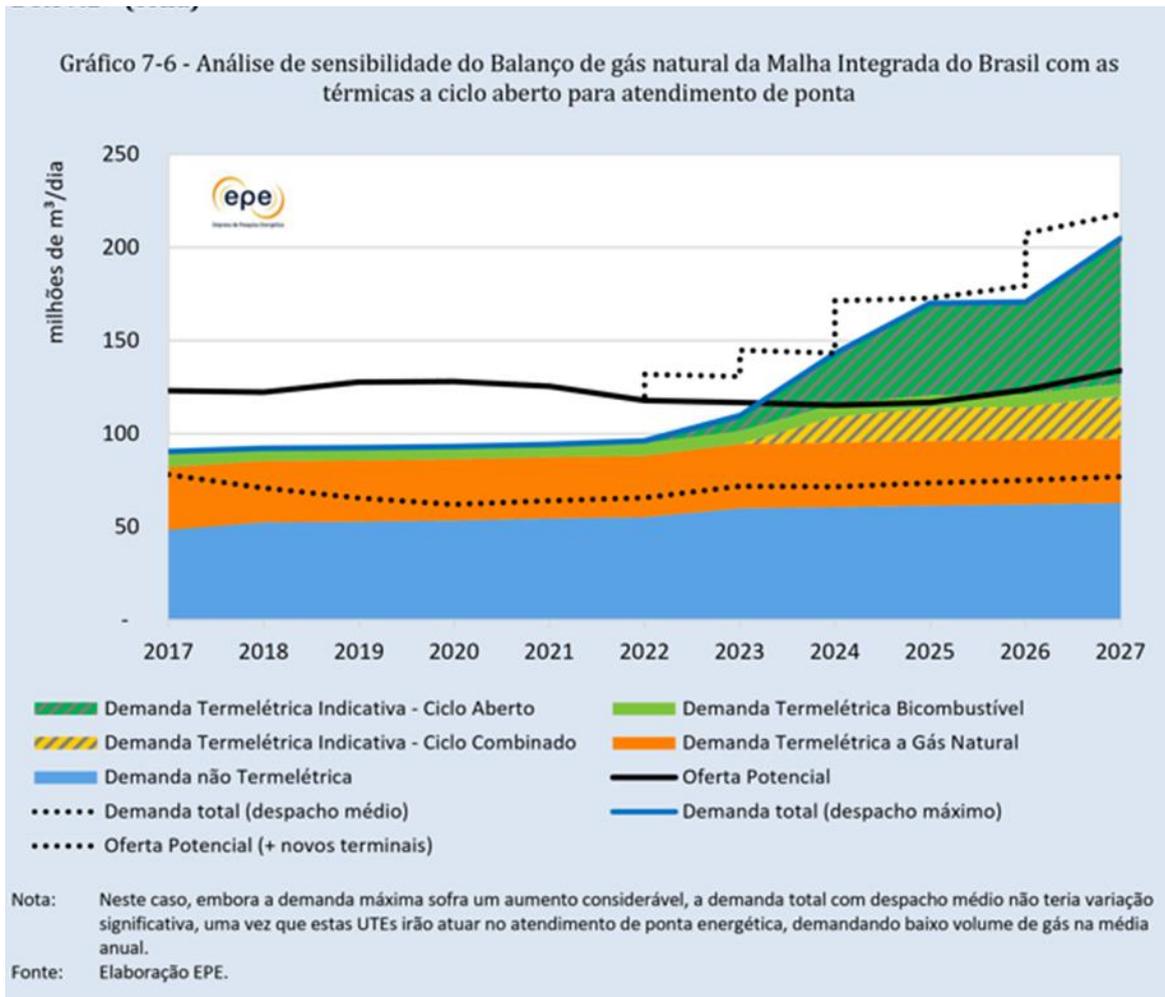
Uma maior oferta de petróleo e de gás nacionais pode dar um indicativo de redução de preço, embora tais preços tenham suas variações apuradas predominantemente com base na variação internacional.

Como sabido, mantendo-se as atuais regras do setor elétrico, a redução do preço dos derivados do petróleo e gás pode provocar a redução do CVU de diversas térmicas, implicando um maior despacho dessa fonte por parte do ONS, o que traria impactos para o custo de operação do sistema e, conseqüentemente, para os consumidores.

Por outro lado, uma maior disponibilidade destes insumos energéticos pode contribuir para que novos empreendimentos térmicos a gás, eventualmente, aloquem menor risco relacionado à falta deste combustível, o que contribui para redução do preço da energia comercializada em futuros leilões.

Embora o Capítulo de Geração de Energia Elétrica já contemple premissas relacionadas à geração térmica, sugere-se que sejam elaborados cenários para a produção e preços dos derivados de petróleo e gás. Os resultados dessas análises serviriam para apurar os custos de operação do sistema elétrico, considerando as térmicas que remanescerão no sistema, e também os custos de expansão de geração térmica que, na visão da CPFL, deve ser prioritariamente com base em usinas a gás.

Em relação à oferta de gás natural, observa-se no gráfico 7.4 que em 2024 a oferta potencial se igual à demanda total com despacho máximo, sem considerar o fornecimento para atendimento de ponta, no box 7.1, considera-se que o fornecimento para UTE's com vistas ao atendimento de ponta deverão ser supridas por terminais de GNL.



Neste sentido, tendo em vista a compatibilidade ao proposto na CP MME 061/2018, o fornecimento de GNL para atendimento de ponta não deverá ser na modalidade despacho antecipado, o que pode causar conflito e incertezas na aquisição de GNL frente ao despacho destas térmicas, a EPE cita de forma muito tímida esta preocupação no texto do PDE, identificando a necessidade de se desenvolver uma estrutura de negócio que permita a flexibilidade de fornecimento de GN e GNL.

Sugere-se que se explore este tema, soluções como a implementação de um mercado de gás conjuntamente com um operador de gás poderia conferir maior eficiência no fornecimento de gás, bem como promover sinergia com o mercado de energia, com potencial de redução de custos na cadeia de fornecimento para as usinas termelétricas.

## 2.5. EFICIÊNCIA ENERGÉTICA E GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

O tema poderia ser melhor explorado no relatório, em especial a questão da GD voltada a consumidores residenciais, com foco nos conceitos e a evolução normativa para incentivo destas fontes de geração. Apesar de constar neste PDE 2027 um cenário de maior competitividade da fonte fotovoltaica, devido à rápida redução de custos associados a esta tecnologia, do ponto de vista da rede, não são considerados os potenciais benefícios que estas fontes, quando planejado de forma sistêmica, podem proporcionar ao sistema elétrico: a possibilidade de postergação de investimentos em expansão nos sistemas de distribuição e transmissão; o baixo impacto ambiental associado; a possibilidade de redução no carregamento das redes; a redução de perdas e a diversificação da matriz energética, entre outros, concorrem em alternativa de expansão frente às demais formas de atendimento do mercado consumidor brasileiro.

Ademais, em relação à projeção de crescimento esperada para a micro e mini geração entende-se que os números estão superdimensionados considerando as condições de cenário macroeconômico e setorial.

Segundo a proposta apresentada pela EPE para o PDE 2027, se forem mantidas as condições regulatórias atuais, em 2027 pode-se atingir a marca de 21GW de micro e minigeradores. Por outro lado, considerando um cenário de ‘tarifa binômia’ a partir de 2020 para novos micros e minigeradores a potência instalada passaria a ser 12GW, dada a redução de atratividade do negócio em decorrência da implantação dessa nova metodologia de tarifa.

Das projeções apresentadas, cerca de 82% advém da fonte solar fotovoltaica, o que demonstra sua grande representatividade nos números apresentados.

Contudo, a título de contraponto, a Nota Técnica nº 0056/2017-SRD/ANEEL apresentou atualização das projeções de consumidores com micro e minigeração para 2024. Segundo a Agência, em 2024 haverá aproximadamente 3.2GW de potência instalada proveniente de micro e minigeração distribuída, uma diferença representativa quando comparada às projeções apresentadas na proposta do PDE 2027.

Importante salientar que essa projeção é otimista, pois ainda não considera a implantação da tarifa binômia que irá, inevitavelmente, reduzir a atratividade do negócio.

Vale ressaltar ainda, que esta Nota Técnica revisou projeções feitas pela Agência em 2015 com considerável redução dessas então apresentadas, uma vez que o mercado não tem se comportado conforme o esperado. Isso porque seu crescimento está se mostrando aquém do então projetado em 2015, motivo pelo qual reforçamos que as expectativas de crescimento desse setor apresentadas na proposta de PDE 2027 estão sobremaneira otimistas.

### **3. CONCLUSÕES**

Em primeiro lugar, o Grupo CPFL Energia reconhece a importância da iniciativa proativa deste Ministério de Minas e Energia, em colocar em discussão o plano decenal de expansão de energia.

De forma geral, sugerimos para futuros trabalhos a consideração de cenários de sensibilidade em condições integradas de expansão agregando à geração de energia elétrica, redes de transmissão e fornecimento de combustíveis. Outro ponto de possível integração é com relação à projeção de carga, eficiência energética, GD e resposta da demanda.

Embora exista a preocupação por parte da EPE de que a definição do montante de expansão por fonte possa ser interpretada, de forma equivocada, como obrigação de contratação das referidas fontes, a definição de uma expansão mínima determinística é benéfica para que os empreendedores possam estabelecer estratégias mais realistas de investimento. Esta indicação poderia ser interpretada como a parcela de expansão mais provável de um planejamento indicativo, ficando a incerteza apresentada nos casos de sensibilidade como a parcela propriamente indicativa, na qual a interpretação de expansão seria dada pela percepção individual dos agentes e investidores.