

**CONSULTA PUBLICA MME – n 104/2021 de 18 jan 2021**

**PROCESSO Nº 48360.000258/2020-03**

**INTERESSADO: MME - MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA**

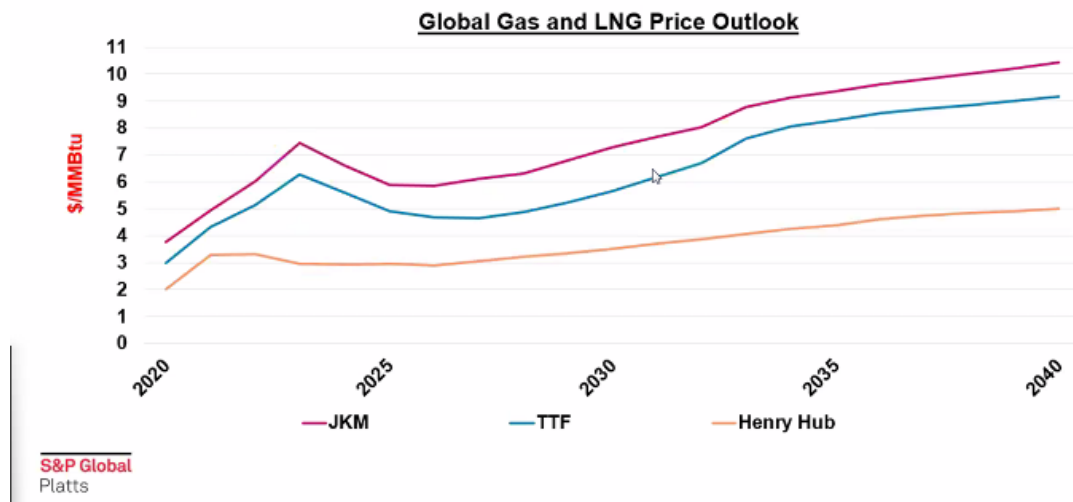
**ASSUNTO: Diretrizes Leilão Energia Nova – 2021 – A-5 e A-6**

Reportando-nos à Consulta Pública em objeto, temos as seguintes ponderações e sugestões à apresentar:

**PONTO 1 – Quanto a UTE GN – Combustível Pré-Sal:**

1. Os projetos já verificados nos LENs anteriores utilizando GN oriundo de pré-sal (Macaé-RJ) utilizam rotas de escoamento e UPGNs já existentes e com preços de oportunidade. O mesmo não se deve verificar nas rotas novas e mais promissoras, elevando significativamente o preço do combustível dentro de um contexto de remuneração de investimentos associados à estas novas rotas de escoamento (gasodutos subaquáticos e UPGNs).
2. Verificamos a oferta a preços de oportunidade de GN-PréSal da ordem de 1,5 USD/MMBTU pós UPGN, entretanto diversos estudos de situações semelhantes no mundo e na América do Sul para situações de projetos de escoamento de produção de GN offshore em ambiente “green field”; mostram preços racionais da ordem de 4 a 6 USD/MMBTU para sua viabilidade.
3. Este aspecto deve ser considerado de forma pragmática e racional no certame, possibilitando volumes limitados de contratação de suprimento em “*baseload*” considerando-se preços de GN de oportunidade (ativos existentes), para não incorrer em contratações inadequadas, com ônus excessivo frente as fontes alternativas; visto que UTEs em geração de base (“*baseload*”) não complementam ou firmam energias voláteis.
4. Preços de Longo Prazo estimados para GN e Renováveis providos pelo Platts recentemente (Rice University – TX-USA):

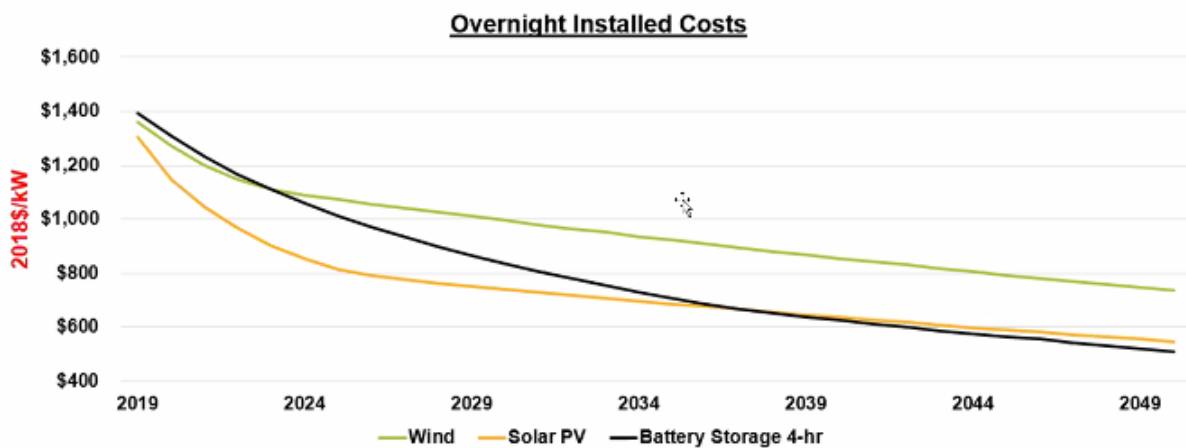
**Global gas prices expected to weaken in the mid-2020's, but strengthen into the 2030's**



Assim o preço de GN-GNL tem curva ascendente a partir de 2023, indo para o patamar dos 10,5 USD/MMBTU no longo prazo (2040).

Em contraposição, no que se refere às renováveis, os preços são declinantes:

**Renewable and storage installed costs declines continue, partially offset loss of tax credits**



Source: Platts Analytics North America Long-Term Power Forecast (May 2020)

- 5. Deve-se observar que mesmo considerando-se GN não commodity – pois hoje ainda não temos liquefação “off-shore” viável a preços atuais de GNL commodity, será num futuro breve.

**6. Sugestão:**

**Alterar os procedimentos de Leilão para as condições acima indicadas e sugeridas.**

**7. Motivo:**

**Princípios de racionalidade, modicidade e continuidade (Lei das Concessões).**

**PONTO 2 – UTEs a GNL (“commodity”)**

8. As UTEs a GNL importando devem permanecer com limitação na declaração de inflexibilidade para garantir a respectiva segurança (por complementação) decorrente da inexorável expansão da geração EOL e UFV, já as mais competitivas e de custos decrescentes (conforme gráfico acima).
9. Há necessidade de melhoras a fórmula paramétrica de reajuste de preço incluindo o indexador de preços GCM – Platts (Gulf Cost Market) – índice que representa o preço do MMBTU negociado em cargas SPOT na região do Golfo do México (TX-USA), e portanto, é o que melhor reflete o custo efetivo do GNL flexível na região da bacia Atlântica.
10. Desta forma a fórmula paramétrica teria a seguinte composição:

$$P_m \text{ (USD/MMBTU)} = A \times HH + B \times \text{Brent} + C \times \text{NBP} + D \times \text{JKM} + E \times \text{GCM} + \text{USD} + \text{R\$/Eo}$$

É importante observar que:

HH e Brent são indexadores utilizados por supridores para contratos de longo prazo (não flexíveis).

JKM – refere-se a preço no mercado Japão – Coreia (preço de comprador naquela região)

NBP – refere-se ao preço no grid de GN do Reino Unido que não é supridor.

**Assim o racional para uma UTE Flexível é contratar:**

- a) **Parte Inflexível – GNL com preço indexado ao longo prazo; e**
  - b) **Parte Flexível – GNL indexado ao preço SPOT na região da Bacia Atlântica (GCM é o melhor índice disponível).**
- 11. Sugestão:**  
**Alterar os procedimentos de Leilão para as condições acima indicadas e sugeridas.**

**12. Motivo:**

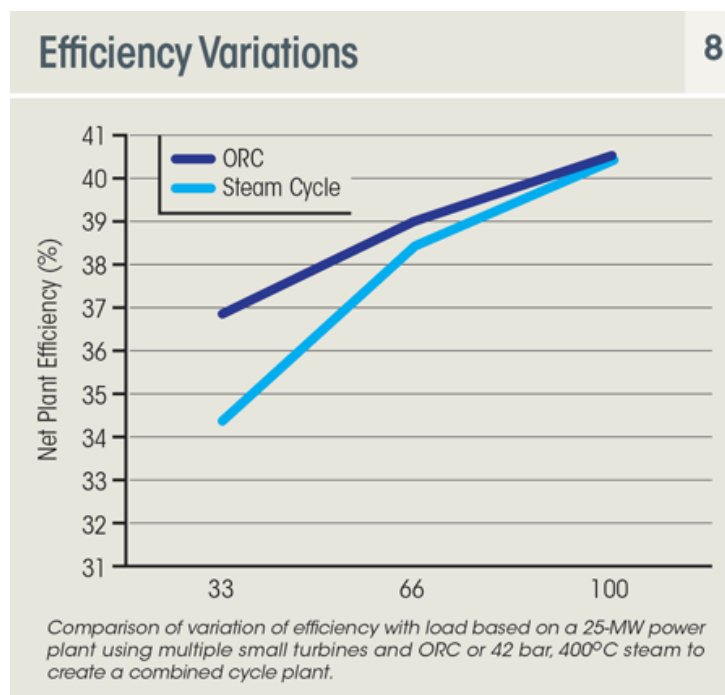
**Eliminação de riscos e projetos mais consistentes (em termos de preços relativos) dentro do horizonte de contratação.**

**PONTO 3 – UTEs a GNL - Configuração**

13. As UTEs a GN-GNL tem adotado sempre a configuração MULTI-SHAFT (multi eixos) ou seja, arranjos de configuração 2x1 ou 3x1 – turbinas à gás x Turbina a vapor.

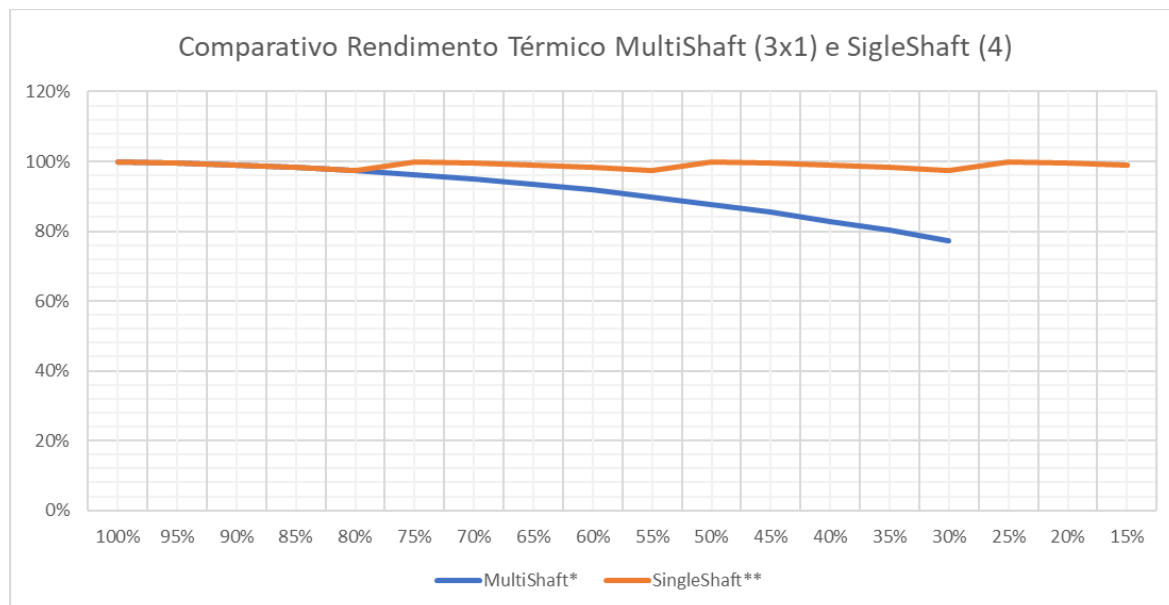
Nesses arranjos a modulação de potência na planta leva a grande degeneração da eficiência. Assim verifica-se que para geração da ordem de 30% da potência nominal o “heat-rate” (eficiência térmica) tenha sido degradada da ordem a cerca de 75% da nominal.

14. Isto implica que na operação – por limitações técnicas (e também de sobrevivência econômica) são declaradas limitações operativas, que de fato, restringem enormemente a efetiva capacidade de operação parcial para atender condições elétricas locais, ou necessidades específicas de operação destas UTEs.
15. A entrada das energias renováveis nos mercados de outros países - tradicionalmente de base térmica - têm levado a necessidade modulação destas plantas (concebidas para operação em “baseload”).
16. A tecnologia ORC (“Organic Racine Cicle”) tem sido adotada no retrofit destas plantas para minimizar este problema, mas o melhor é evitar.



17. A adoção de equipamentos de geração SINGLE SHAFT, onde cada máquina inclui de forma independente todo o ciclo combinado permite modulação da geração sempre muito próximo do “heat-rate” ótimo para diferentes condições de operação, e deveria ser incentivado no âmbito do certame para garantir recursos de geração

térmica realmente otimizados aos requisitos operativos de complementação hidro-renováveis.



Um anexo técnico de condições operativas ajudaria muito neste fomento, assim como na adoção de soluções com flexibilidade operativa com a mitigação da degradação de eficiência natural do ciclo térmico combinado.

#### 18. Sugestão:

**Incluir Anexo Técnico de condições operativas mínimas. Incluir no cadastramento Balanço Térmico para 50%, 75% e 100% de carga na planta de geração.**

#### 19. Motivo:

**Identificar curva de eficiência x potência gerada da UTE, e estabelecer limites razoáveis de degradação para não comprometer as condições de operação (com reflexo no Ccomb declarado).**

### PONTO 4 – Declaração do Valor de Co&m para parcela flexível e inflexível

20. Adotar o valor declarado de Co&m para as parcelas flexível e inflexível na mesma data (mês anterior a publicação da portaria MME do certame).

21. Assim no LEN somente RF (Capex investimento + Opex fixo) deverá ser declarado na fase final, **excluindo-se a parcela de Comb e Co&m inflexível do valor de RF a ser declarado.**

22. Adotando-se a sugestão acima as datas base ficam padronizadas e claramente definidas, e a indução ao erro de declaração do valor em R\$ na fase 2 do certame (plataforma Paradigma) minimizada.

23. Observar que tanto mais simples e transparente, menor o risco, e portanto melhor o preço.

24. Meta: racionalizar o processo que que não haja subjetividades de entendimento.

**25. Sugestão:**

**Alterar os procedimentos de Leilão para as condições acima indicadas e sugeridas.**

**26. Motivo:**

**Mais racional e objetivo – evita erros e facilita controle de reajustes ao longo do contrato de CCEAR.**

## **PONTO 5 – ICMS do Suprimento de UTEs**

27. Por legado do Imposto único de Energia Elétrica, o ICMS não incide nas operações intermediárias, sendo diferido para a venda final (“trade-off”) - CONFAZ.

28. À época o suprimento hidrelétrico era absolutamente majoritário e o térmico marginal, assim os eventuais represamentos de ICMS como custo no suprimento eram marginais.

29. Atualmente se considerarmos cerca de 12% do suprimento de origem térmica e com Ccomb médio de R\$ 250,00/MWh para um mercado de 70.000 MW médio, e ICMS de 18% teremos um valor represado de aprox. 3,3 bilhões de reais.

30. Na venda final incidirá novamente o ICMS desconsiderando-se este valor represado, de legalidade questionável e contra a modicidade tarifária.

31. Observar que nos Leilões passados os Estados dão redução no valor do ICMS do combustível (para operações intraestaduais como GNL) e no DIFAL (ICMS) para operações interestaduais. Entretanto na situação fiscal em que se encontram a maioria dos Estados, e o cenário de “Reforma Fiscal” – necessária – é uma temeridade e irresponsabilidade.

32. Isto deve ser evitado como medida preventiva a provável judicialização dentro de um cenário de alterações fiscais durante o contrato de CCEAR (visto que não há previsão legal para o reequilíbrio envolvendo este imposto no arcabouço legal).

33. Observar que os projetos já discutidos de Reforma Fiscal sempre consideram impostos não cumulativos no âmbito dos Estados (IVA ou outro), como é de fato o ICMS; por isto podemos classificar a situação atual como “*passivo fiscal*” no futuro.

34. A discussão sobre a GSF é a referência a ser evitada.

**35. Sugestão:**

**Atuar para que, no caso de geração com combustível (insumo), tributado por ICMS; não haja diferimento do tributo para o “trade-off”, mas incidência sobre a cadeia intermediária para evitar represamento do ICMS (CONFAZ).**

**36. Motivo:**

**Modicidade tarifária e eliminação de contenciosos futuros e convergência para possível reforma fiscal durante a vigência do CCEAR.**

Atenciosamente

São Paulo-SP, 05 de fevereiro de 2021.

Lalcam-MA Eng Serv Ltda  
Luiz A M Amoroso – [www.lalcam-ma.com.br](http://www.lalcam-ma.com.br)