



ONS NT-0105/2017

# **IMPACTOS DA SUSPENSÃO DA OPERAÇÃO DAS UTNS ANGRA 1 E ANGRA 2 EM 2019**

OUTUBRO DE 2017

© 2017/ONS  
Todos os direitos reservados.  
Qualquer alteração é proibida sem autorização.

ONS NT-0105/2017

# **IMPACTOS DA SUSPENSÃO DA OPERAÇÃO DAS UTNS ANGRA 1 E ANGRA 2 EM 2019**

OUTUBRO DE 2017

## **Sumário**

1	Objetivo	4
2	Conclusões	5
3	Impactos Energéticos	6
4	Impactos Elétricos	9

## **1 Objetivo**

O objetivo da presente Nota Técnica é avaliar os impactos no atendimento eletroenergético ao Sistema Interligado Nacional – SIN por uma possível suspensão da produção de energia elétrica nas usinas termonucleares de Angra 1 e Angra 2, no ano de 2019, ocasionada por uma eventual falta ou atraso na produção de combustível nuclear, atendendo, desta forma, ao determinado no Ofício nº 20/2017/CGEG/DMSE/SEE-MME.

Os impactos por uma possível suspensão da geração de energia nas UTNs Angra 1 e Angra 2, em 2019, está avaliada sob dois aspectos:

- sob o ponto de vista energético – Item 3; e
- sob o ponto de vista elétrico – Item 4.

## 2 Conclusões

Sob o enfoque do atendimento eletroenergético, as UTNs Angra 1 e Angra 2 apresentam as seguintes características:

- a) A capacidade instalada, e a previsão de alta disponibilidade e elevada confiabilidade destas usinas, as tornam um dos principais recursos para atendimento à carga do subsistema Sudeste/Centro-Oeste e do SIN, mesmo se avaliadas isoladamente;
- b) Como estas usinas disponibilizam suas produções diretamente no subsistema Sudeste/Centro-Oeste, maior carga do SIN, contribui para evitar congestionamentos nas interligações entre subsistemas, principalmente com o advento do atraso das obras da Abengoa;
- c) Estas usinas são fontes preferenciais para despacho, seja por mérito econômico ou por razões de segurança eletroenergética, devido aos seus baixos custos unitários variáveis previstos e as características operativas de baixa flexibilidade;
- d) A operação das UTNs Angra 1 e Angra 2 durante um mês corresponde a 0,9% da energia armazenável máxima do subsistema Sudeste/Centro-Oeste, o que, em base anual, corresponde a um acréscimo de 10,3% da energia armazenável máxima deste subsistema;
- e) Caso as UTNs Angra 1 e Angra 2 não estejam disponíveis para a operação em 2019, o valor esperado do custo total de operação no período 2017/2021 sofre uma elevação de R\$ 1,4 bilhão (5,1%), assim como os CMOs do subsistema Sudeste/Centro-Oeste, cujo impacto é decrescente ao longo do horizonte de análise, sendo a maior variação em termos absolutos, 66 R\$/MWh, verificada no primeiro mês do estudo;
- f) Quanto ao atendimento elétrico, com as obras previstas para o ano de 2018 não são esperados problemas de atendimento em contingências simples. Entretanto, poderão ocorrer dificuldades para controle de tensão durante o verão de 2019; e
- g) Além disso, para garantir o atendimento ao critério diferenciado, de perda dupla, utilizado em eventos especiais, é necessária a presença das unidades term nucleares de Angra 1 e Angra 2. A indisponibilidade dessas usinas irá impor um despacho térmico fora da ordem de mérito, em torno de 400 MW, na área Rio de Janeiro, de forma atender os limites operativos estabelecidos para essa condição.

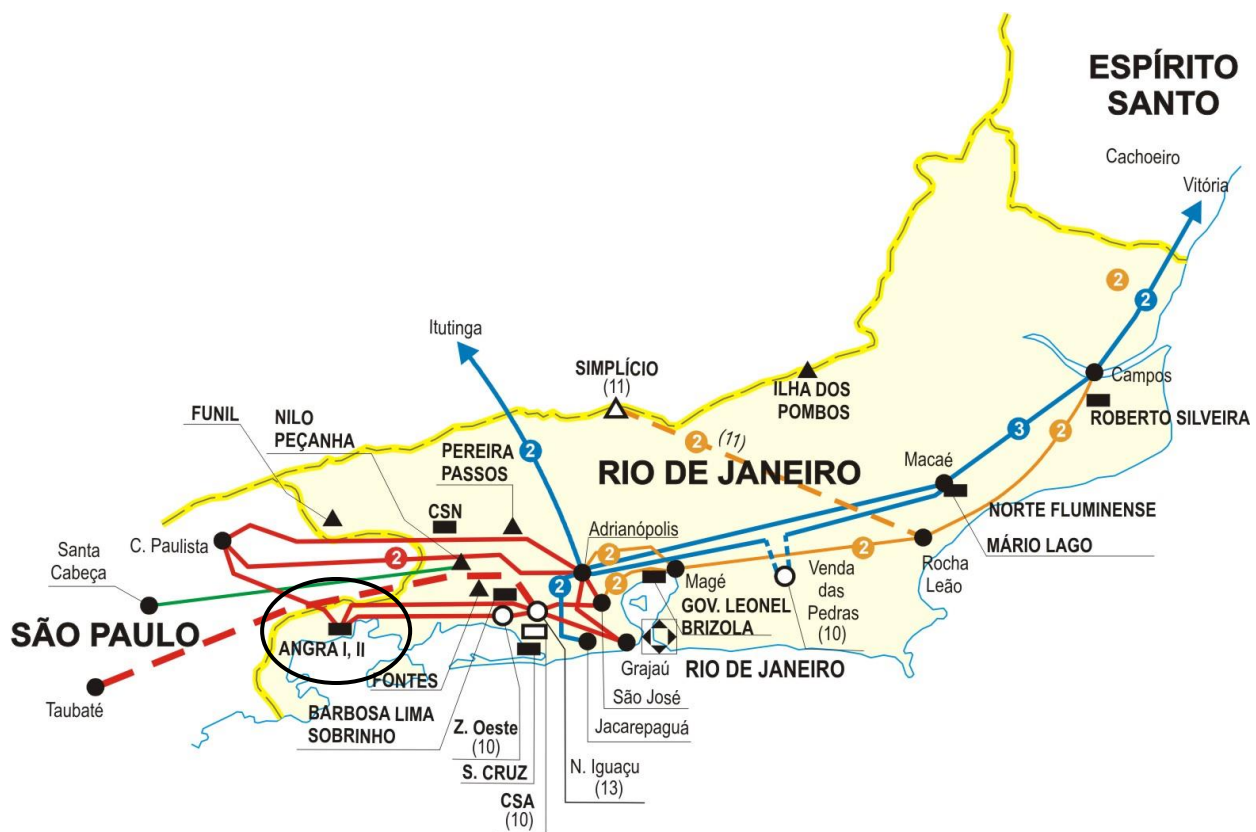
Por todos os motivos aqui apresentados, é possível afirmar que as UTNs Angra 1 e Angra 2 têm papel fundamental no atendimento eletroenergético ao subsistema Sudeste/Centro-Oeste e ao SIN no ano de 2019.

### 3 Impactos Energéticos

Este item apresenta a avaliação do impacto nas condições de atendimento à carga do SIN pela interrupção na operação das UTNs Angra 1 e Angra 2 em 2019, sob o enfoque do atendimento energético.

A UTN Angra 1 e a UTN Angra 2, pertencentes à Eletrobras Eletronuclear, estão localizadas no município de Angra dos Reis, Estado do Rio de Janeiro, subsistema Sudeste/Centro-Oeste. A Figura 1-1, a seguir, ilustra a localização geoeletrica das duas usinas.

Figura 3-1: Diagrama Eletrogeográfico



Na Tabela 3-1, a seguir, são apresentadas algumas das principais características físico-operativas das UTNs Angra 1 e Angra 2, podendo-se observar que além das altas inflexibilidades, totalizando 1.600 MWmed, custos variáveis (CVU) inferiores a 30 R\$/MWh, tornando estas usinas uma das fontes mais atrativas dos SIN.

**Tabela 3-1 – UTNs Angra 1 e Angra 2 - principais características físico-operativas**

	UTN Angra 1	UTN Angra 2
Potência (MW)	640 MW	1.350 MW
Fator de capacidade máximo (FCMAX)	100 %	100 %
Índice de indisponibilidade não programada (TEIF)	4,28 %	1,32 %
Índice de indisponibilidade programada (TEIP)	11,81 %	9,38 %
Geração máxima (MWmed)	540,3	1.207,2
Inflexibilidade (MWmed)	520,0	1.080,0
CVU (R\$/MWh)	29,13	20,12

Ref: PMO outubro/2017

Como a produção destas usinas termonucleares é disponibilizada diretamente no subsistema Sudeste/Centro-Oeste, que possui a maior carga do SIN, estas usinas contribuem para evitar congestionamentos nas interligações entre subsistemas. A geração máxima total, da ordem de 1.750 MWmédios, é suficiente para atender a aproximadamente 2,5% da carga do SIN e mais de 4,3% da carga do Sudeste/Centro-Oeste no ano de 2019.

A operação das UTNs Angra 1 e Angra 2 durante um mês corresponde a 0,9% da energia armazenável máxima do subsistema Sudeste/Centro-Oeste, o que em base anual corresponde a um acréscimo de 10,3% EARmáx na energia armazenável deste subsistema.

Adicionalmente, considerando-se a base de dados e as informações dos estudos de médio prazo do Programa Mensal de Operação – PMO de outubro de 2017, foi realizada simulação com o modelo NEWAVE, em sua versão 23, para avaliação do impacto da não disponibilidade das UTNs Angra 1 e Angra 2 no ano de 2019.

A Tabela3-2, a seguir, apresenta o valor esperado do custo total de operação para o cenário que considera a suspensão da operação das usinas de Angra 1 e Angra 2 em 2019, assim como sua variação em relação ao cenário em que essas usinas estão disponíveis ao longo de todo o horizonte de estudos (caso PMO de outubro de 2017). O custo total de operação corresponde a soma dos custos esperados de geração térmica e energia não suprida valorizada ao custo do déficit, no período 2017-2021, referenciados ao valor presente, de outubro de 2017.

**Tabela 3-2 – Valor esperado do custo total de operação do SIN – milhões de R\$**

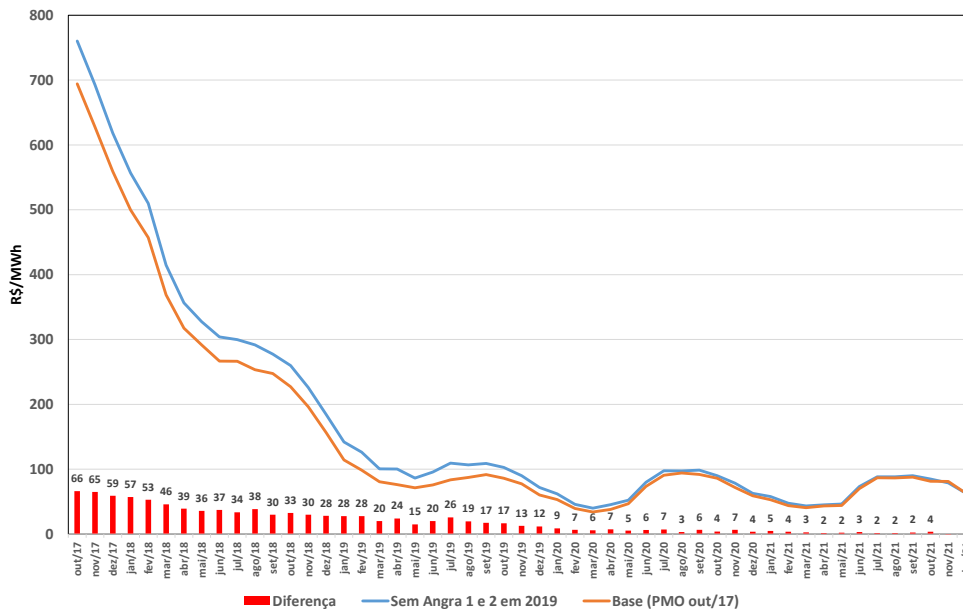
Cenário	Valor Esperado (R\$ milhões)	Variação		Desvio Padrão (R\$ milhões)
		(R\$ milhões)	(%)	
Base (PMO outubro/17)	28.068,12	-	-	526,67
Sem Angra 1 e 2 em 2019	29.512,24	1444,12	5,1	570,01

Ref: PMO outubro/2017

Observa-se na Tabela 3-2, anterior, que caso as UTNs Angra 1 e Angra 2 não estejam disponíveis para a operação em 2019, o valor esperado do custo total de operação sofre uma elevação de R\$ 1,4 bilhão, o que corresponde a um acréscimo de 5,1% em relação ao caso base.

A Figura 3-2, a seguir, apresenta a evolução dos Custos Marginais de Operação (CMOs) médios mensais dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste para os dois cenários avaliados.

**Figura 3-2: Evolução do CMO médio mensal do SE/CO (R\$/MWh)**



Observa-se na Figura 3-2, anterior, a elevação nos valores do CMO do subsistema Sudeste/Centro-Oeste por uma possível suspensão da produção de energia nas UTNs Angra 1 e Angra 2 ao longo do ano de 2019. O impacto é decrescente ao longo do horizonte de análise, sendo a maior variação em termos absolutos, 66 R\$/MWh, verificada no primeiro mês do estudo.

Por todos os motivos apresentados, é possível afirmar que as UTNs Angra 1 e Angra 2 têm papel fundamental no atendimento energético ao subsistema Sudeste/Centro-Oeste e ao SIN no ano de 2019.



## 4 Impactos Elétricos

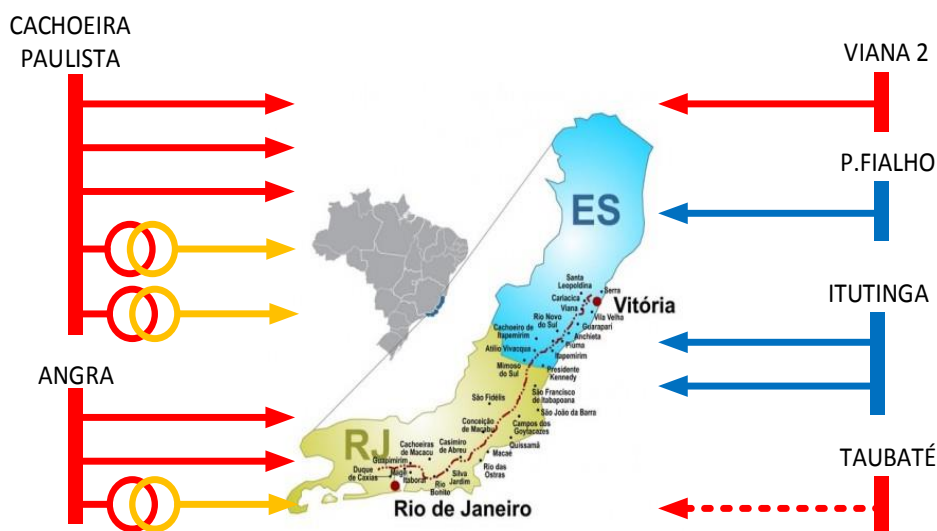
Para o verão de 2019, período de maior demanda da área Rio de Janeiro, está previsto um fluxo para o Rio de Janeiro (FRJ) de até 8.800 MW, considerando um cenário de baixas vazões nas usinas hidráulicas internas da área Rio de Janeiro/Espírito Santo.

Nesse sentido, com a presença da subestação de Nova Iguaçu 500/345 kV e da LT 500 kV Taubaté – Nova Iguaçu, empreendimentos previstos para entrarem em operação até fevereiro de 2018, o sistema de atendimento ao estado do Rio de Janeiro poderá apresentar dificuldades de controle de tensão, em regime normal de operação, mas irá suportar todas as perdas simples mesmo sem a presença das usinas nucleares de Angra 1 e 2.

Entretanto, para garantir o atendimento ao critério diferenciado, perda dupla, em eventos especiais, é necessário a presença das unidades term nucleares de Angra 1 e Angra 2. Caso ocorra a indisponibilidade dessas unidades geradoras será necessário despacho térmico fora da ordem de mérito, em torno de 400 MW, na área Rio de Janeiro de forma atender os limites operativos estabelecidos para essa condição.

A Figura 4-1, a seguir, apresenta os principais troncos de suprimento de atendimento ao estado do Rio de Janeiro/Espírito Santo.

**Figura 4-1: Principais Troncos de Suprimento ao estado do Rio de Janeiro/Espírito Santo**



## Lista de figuras e tabelas

### Figuras

<b>Figura 3-1: Diagrama Eletrogeográfico</b>	<b>6</b>
<b>Figura 3-2: Evolução do CMO médio mensal do SE/CO (R\$/MWh)</b>	<b>8</b>
<b>Figura 4-1: Principais Troncos de Suprimento ao estado do Rio de Janeiro/Espírito Santo</b>	<b>9</b>

### Tabelas

<b>Tabela 3-1 – UTNa Angra 1 e Angra 2 - principais características físico-operativas</b>	<b>7</b>
<b>Tabela 3-2 – Valor esperado do custo total de operação do SIN – milhões de R\$</b>	<b>8</b>