



**XX SNPTEE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

Versão 1.0
XXX.YY
22 a 25 Novembro de 2009
Recife - PE

GRUPO - IX

GRUPO DE ESTUDO DE OPERAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GOP

**ANÁLISE ELTROENERGÉTICA DA INTERLIGAÇÃO
DO SISTEMA ACRE-RONDÔNIA AO SIN**

**Alex Nunes de Almeida(*)
Sumarara D.Ticom Cavalcanti**

**Mario Jorge Daher
Maria José Ximenes Eiras
André Bianco**

**Alessandra Cruz Zancopé
Adriano Andrade Barbosa**

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO - ONS

RESUMO

Com a interligação ao Sistema Interligado Nacional - SIN, altera-se significativamente a estrutura de participação das fontes hidroelétricas e termelétricas no atendimento à carga do Sistema Acre-Rondônia. A interligação permitirá a substituição de geração termelétrica local por energia mais barata proveniente do SIN e viabilizará a exportação de energia deste sistema quando o custo marginal de operação do Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO) for superior ao custo de operação das térmicas do Acre-Rondônia (AC/RO). Este trabalho tem, portanto, como objetivo apresentar uma avaliação da integração do Sistema AC/RO ao SIN sob o ponto de vista dos rebatimentos no planejamento da operação eletroenergética, no que diz respeito à análise das condições de atendimento ao mercado – riscos de déficit, custos marginais de operação, intercâmbios esperados de energia e geração térmica. Apresenta-se também uma estimativa de gastos anuais com Encargos de Serviços do Sistema – ESS, no caso da consideração do Sistema AC/RO interno ao SE/CO.

PALAVRAS-CHAVE

Acre-Rondônia, Interligação, Encargos de Serviço do Sistema (ESS).

1.0 - INTRODUÇÃO

O sistema elétrico brasileiro é composto pelo SIN, que atende cerca de 98% do mercado brasileiro de energia elétrica, e pelos Sistemas Isolados, na sua maioria localizados na região Amazônica, responsáveis pelo suprimento dos 2% restantes do mercado. Os Sistemas Isolados se caracterizam pela grande dispersão espacial de cargas, eletricamente isoladas umas das outras – são cerca de 300 localidades, cuja fonte de suprimento local é basicamente a óleo diesel e/ou óleo combustível. As maiores concentrações de carga estão nas capitais dos estados. Atualmente, o Sistema isolado AC/RO está interligado, em 230 kV, entre as cidades rondonienses de Ji-Paraná – Ariquemes – Porto Velho e a capital do Acre, Rio Branco. As usinas hidroelétricas existentes nesse sistema isolado não são suficientes para atender à carga, o que exige geração térmica complementar à hidroeletricidade.

A Eletronorte é a Concessionária responsável pelo parque gerador do Sistema Porto Velho-Rio Branco, constituído pela UHE Samuel (216 MW), pelas UTEs Rio Acre (36 MW), Rio Madeira (90 MW), bem como pelos PIE Termonorte I (64 MW) e Termonorte II (340 MW), totalizando 746 MW. Além da Eletronorte atuam nesse sistema as distribuidoras Eletoacre (AC) e CERON (RO), ambas do Grupo Eletobrás. A interligação do Sistema Acre-Rondônia ao SIN se dará através das seguintes LTs em 230 kV:

- a. Samuel - Ariquemes – Ji-Paraná, 315 km – trecho em Rondônia. O 1º circuito é existente e o 2º circuito será construído pela Jauru Transmissora de Energia – JTE;
- b. Ji-Paraná – Pimenta Bueno – Vilhena, 354 km, trecho também em Rondônia. O primeiro circuito em fase de

construção pela Eletronorte (o trecho Ji-Paraná-Pimenta Bueno já está em operação comercial) e o segundo será construído pela Jauru Transmissora de Energia – JTE; e
c. Vilhena – Jauru, 278 km – circuito duplo, também outorgado à JTE, com LI concedida em 16/07/2008, trecho interligando Rondônia ao Mato Grosso.

Com a interligação prevista, altera-se significativamente a estrutura de participação das fontes hidroelétricas e termelétricas no atendimento à carga do Sistema AC/RO. As condições de atendimento energético do SIN também serão alteradas, embora de forma pouco significativa, já que o Sistema AC/RO possui um mercado pequeno, quando comparado com o do restante do SIN (da ordem de 1% em 2009).

2.0 - PREMISSAS BÁSICAS

As informações utilizadas nesse estudo referentes ao parque gerador do Sistema AC/RO foram disponibilizadas pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE e consideradas no Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica – PDEE 2007-2016.

No Sistema AC/RO existe apenas uma usina hidrelétrica em operação atualmente: Samuel, de 216 MW (5 x 43,2 MW) e 87,4 MWmed de energia firme (estimada pela geração média do período crítico de junho de 1949 a novembro de 1956). Está programada para o final de 2008 a entrada em operação de uma segunda hidroelétrica neste Sistema: Rondon 2, de 73,5 MW (3 x 24,5 MW) de potência e 31,6 MWmed de energia firme. Há também quatro usinas térmicas em operação, totalizando 530 MW: a UTE Rio Acre (36 MW), no estado do Acre, e as UTEs Termonorte I (64 MW), Termonorte II (340 MW) e Rio Madeira (90 MW), no estado de Rondônia. Além disso, existem diversas PCHs e Produtores Independentes Térmicos- PIEs, totalizando cerca de 133 MW, em 2009, e 138 MW, a partir de 2010.

Para a realização do estudo foram considerados dois cenários para definir os limites de importação e exportação pelo Sistema AC/RO. A Tabela 1 apresenta os cronogramas das obras de transmissão considerada no Cenário Base e no Cenário Otimista.

Tabela 1 – Cronograma das obras de transmissão

Componente	Cenário Otimista	Cenário Base
LT Jauru-Vilhena	Fev/2009 ⁽¹⁾	Mar/2009
LT Ji-Paraná-Vilhena	Mai/2009 ⁽¹⁾	Jan/2010
LT Samuel-Ji-Paraná	Mai/2009 ⁽¹⁾	Jan/2010
Capacitores	Set/2009	Jan/2010
Estático-Vilhena	Jan/2011	Jan/2011
Manobra de Reatores	SIM	SIM
3º circuito Jauru-Porto Velho ⁽²⁾	Jan/2011	Jan/2012
PSS	SIM	SIM

(1) Data de tendência do CMSE/DMSE, (2) Indicado no estudo de Planejamento para escoamento da geração das UHEs a serem construídas no Rio Madeira.

As Tabelas 2 e 3 apresentam os limites de intercâmbio entre o Sistema AC/RO e o subsistema SE/CO para os dois cenários considerados.

Tabela 2– Limites de intercâmbio (MWmed) – Cenário Base

	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
Sentido SE/CO → AC/RO												
2009	-	-	-	235	235	235	235	235	235	235	235	235
2010	235	310	310	310	310	310	310	310	310	310	310	310
2011	310	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325
2012	325	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500
Sentido AC-RO → SE/CO												
2009	-	-	-	100 ⁽¹⁾ 190 ⁽²⁾	100 ⁽¹⁾ 190 ⁽²⁾	100 ⁽¹⁾ 190 ⁽²⁾	100 ⁽¹⁾ 190 ⁽²⁾	100 ⁽¹⁾ 190 ⁽²⁾	100 ⁽¹⁾ 190 ⁽²⁾	100 ⁽¹⁾ 190 ⁽²⁾	100 ⁽¹⁾ 190 ⁽²⁾	100 ⁽¹⁾ 190 ⁽²⁾
2010	100 ⁽¹⁾ 190 ⁽²⁾	260 ⁽¹⁾ 300 ⁽²⁾	260 ⁽¹⁾ 300 ⁽²⁾	260 ⁽¹⁾ 300 ⁽²⁾	260 ⁽¹⁾ 300 ⁽²⁾	260 ⁽¹⁾ 300 ⁽²⁾	260 ⁽¹⁾ 300 ⁽²⁾	260 ⁽¹⁾ 300 ⁽²⁾	260 ⁽¹⁾ 300 ⁽²⁾	260 ⁽¹⁾ 300 ⁽²⁾	260 ⁽¹⁾ 300 ⁽²⁾	260 ⁽¹⁾ 300 ⁽²⁾
2011	260 ⁽¹⁾ 300 ⁽²⁾	260 ⁽¹⁾ 300 ⁽²⁾	260 ⁽¹⁾ 300 ⁽²⁾	260 ⁽¹⁾ 300 ⁽²⁾	260 ⁽¹⁾ 300 ⁽²⁾	260 ⁽¹⁾ 300 ⁽²⁾	260 ⁽¹⁾ 300 ⁽²⁾	260 ⁽¹⁾ 300 ⁽²⁾	260 ⁽¹⁾ 300 ⁽²⁾	260 ⁽¹⁾ 300 ⁽²⁾	260 ⁽¹⁾ 300 ⁽²⁾	260 ⁽¹⁾ 300 ⁽²⁾
2012	260 ⁽¹⁾ 300 ⁽²⁾	380	380	380	380	380	380	380	380	380	380	380

(1) patamares de carga pesada e média, (2) patamar de carga leve.

Tabela 2– Limites de intercâmbio (MWmed) – Cenário Base

	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
Sentido SE/CO → AC/RO												
2009	-	-	-	235	235	285	285	285	285	310	310	310
2010	310	310	310	310	310	310	310	310	310	310	310	310
2011	310	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500
2012	325	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500
Sentido AC-RO → SE/CO												
2009	-	-	-	100 ⁽¹⁾ 190 ⁽²⁾	100 ⁽¹⁾ 190 ⁽²⁾	260 ⁽¹⁾ 300 ⁽²⁾	260 ⁽¹⁾ 300 ⁽²⁾	260 ⁽¹⁾ 300 ⁽²⁾	260 ⁽¹⁾ 300 ⁽²⁾	260 ⁽¹⁾ 300 ⁽²⁾	260 ⁽¹⁾ 300 ⁽²⁾	260 ⁽¹⁾ 300 ⁽²⁾
2010	260 ⁽¹⁾ 300 ⁽²⁾	260 ⁽¹⁾ 300 ⁽²⁾	260 ⁽¹⁾ 300 ⁽²⁾	260 ⁽¹⁾ 300 ⁽²⁾	260 ⁽¹⁾ 300 ⁽²⁾	260 ⁽¹⁾ 300 ⁽²⁾	260 ⁽¹⁾ 300 ⁽²⁾	260 ⁽¹⁾ 300 ⁽²⁾	260 ⁽¹⁾ 300 ⁽²⁾	260 ⁽¹⁾ 300 ⁽²⁾	260 ⁽¹⁾ 300 ⁽²⁾	260 ⁽¹⁾ 300 ⁽²⁾
2011	260 ⁽¹⁾ 300 ⁽²⁾	380	380	380	380	380	380	380	380	380	380	380
2012	380	380	380	380	380	380	380	380	380	380	380	380

(1) patamares de carga pesada e média, (2) patamar de carga leve.

As demais informações pertinentes ao estudo são aquelas referentes ao Programa Mensal de Operação – PMO de julho de 2008.

3.0 - CENÁRIOS CONSIDERADOS

As simulações foram realizadas com o modelo NEWAVE para os seguintes cenários:

- Cenário Isolado - Sistema AC/RO isolado – não conectado ao SIN. Este cenário foi considerado apenas para avaliação dos benefícios da integração do Sistema AC/RO ao SIN.
- Cenário Base - Sistema AC/RO conectado ao subsistema SE/CO com capacidade de importação e de exportação, conforme Tabela 2, anterior.
- Cenário Otimista - Sistema AC/RO conectado ao subsistema SE/CO com capacidade de importação e de exportação, conforme Tabela 3, anterior.
- Cenário AC/RO no SE/CO - Sistema AC/RO considerado como integrante do subsistema SE/CO.

4.0 - BENEFÍCIOS DA INTERLIGAÇÃO DO SISTEMA ACRE-RONDÔNIA AO SIN

Os seguintes resultados dos cenários considerados foram analisados: balanço estático de ponta, riscos de déficit de energia, custos marginais de operação (CMO), custos totais de operação (CTO), geração térmica e intercâmbios de energia.

4.1 Balanço estático de ponta

O atendimento à ponta, considerando todos os recursos disponíveis, se faz com sobra para o Cenário Isolado até o ano de 2010, quando se considera a perda de potência por deplecionamento no reservatório de Samuel (10% do volume útil), a maior máquina do sistema em manutenção e reserva de 5% da carga. A partir de 2011, observa-se um déficit crescente de potência para atendimento ao longo do horizonte 2011 – 2012. Para o Cenário Base, considerando as mesmas premissas anteriores e o recebimento máximo proveniente do subsistema SE/CO (Tabela 2), o atendimento à ponta se faz com sobras significativas para todos os anos de análise. Os balanços para os dois cenários e alguns dados adicionais são apresentados na Tabela 4, a seguir:

Tabela 4– Balanço de Ponta (MWh/h)

Ano	Cenário	Disponibilidade		Manutenção ⁽³⁾	Reserva ⁽⁴⁾	Intercâmbio	Carga	Balanço
		Hidro ⁽¹⁾	Térmica ⁽²⁾					
2009	Base	331	586	85	32	235	645	390
	Isolado	331	586	85	32	0	645	155
2010	Base	331	527	85	36	310	727	319
	Isolado	331	527	85	36	0	727	9
2011	Base	331	527	85	40	325	793	265
	Isolado	331	527	85	40	0	793	-60
2012	Base	331	527	85	42	500	850	380
	Isolado	331	527	85	42	0	850	-120

(1) Considerando Samuel (180 MW – 10% do vu), Rondon 2 (73,5 MW) e PCHs (77 MW), (2) Em 2010, o balanço de ponta refere-se ao 2º semestre (pois a maior ponta ocorre nesse período e a UTE Termonorte I é desconsiderada a partir de julho de 2010) e. PCTs (2009 – 56 MW; 2010-2012 – 61 MW), (3) Maior máquina do Sistema AC-RO: Termonorte – 85 MW e (4) 5% da carga.

Se o atendimento à demanda de ponta com todos os recursos disponíveis se faz com sobras para o Cenário Base, o mesmo não se pode dizer caso se deseje desligar as termelétricas e atender a ponta com os recursos eventualmente mais baratos do SE/CO, pois mesmo sem considerar nenhuma reserva de potência, não é possível atender à demanda de ponta local; ou seja, para o atendimento de ponta, mesmo se for considerado o recebimento máximo do SIN, sempre será necessária geração térmica local.

4.2 Riscos de déficit de energia

A Tabela 5, a seguir, apresenta os riscos de déficit superiores a 1% da carga de cada subsistema, quando se consideram os diferentes cenários de incorporação do sistema AC/RO ao SIN. Como já comentado, o Cenário Isolado serve apenas para referenciar os benefícios da integração do Sistema isolado AC/RO ao SIN quando se avaliam riscos de déficit de energia, custos marginais de operação e custos totais de operação.

Tabela 5– Riscos de Déficit de Energia Superiores a 1% da carga (%)

SE/CO	2009	2010	2011	2012
Cenário Isolado	2,6	5,5	5,9	7,1
Cenário base	2,4	6,3	5,9	7,3
Cenário Otimista	2,4	5,6	5,9	7,4
AC-RO no SE	2,3	4,2	5,8	6,8
SUL				
Cenário Isolado	2,4	5,4	5,6	7,0
Cenário base	2,5	5,7	5,7	7,2
Cenário Otimista	2,3	5,5	5,6	7,4
AC-RO no SE	2,3	4,1	5,8	6,6
NORDESTE				
Cenário Isolado	2,0	4,0	4,4	4,1
Cenário base	2,1	4,3	4,4	4,3
Cenário Otimista	1,8	3,7	4,5	4,1
AC-RO no SE	1,8	3,2	4,3	4,9
NORTE				
Cenário Isolado	2,5	4,2	5,0	4,9
Cenário base	2,4	4,1	4,9	5,0
Cenário Otimista	2,2	4,1	4,9	4,9
AC-RO no SE	2,2	3,8	4,4	4,2
ACRE-RONDÔNIA				
Cenário Isolado	0,0	0,0	8,1	68,7
Cenário base	0,0	5,4	5,8	7,3
Cenário Otimista	1,8	5,2	6,0	7,3
AC-RO no SE	-	-	-	-

No Cenário Isolado, o Sistema AC/RO apresenta risco de déficit de energia elevado em 2012, devido ao fato de que no período de seca desse sistema não existe geração disponível suficiente para atendimento à carga. Quando interligado ao SIN, tanto no Cenário Base quanto no Cenário Otimista, o Sistema AC/RO tem seus riscos de déficit aproximados aos do SE/CO no horizonte 2009-2012.

No Cenário que considera o Sistema AC/RO interno ao SE/CO, torna-se sem sentido a análise individualizada do AC/RO. Entretanto, esta situação é potencialmente causadora de Encargos de Serviço do Sistema – ESS na contabilização da energia comercializada no âmbito da CCEE. Este tópico será abordado no item 6 deste trabalho.

Observa-se, para os demais subsistemas, que os cenários considerados não apresentam variações significativas nos riscos de déficit quando se considera a integração do Sistema AC/RO ao SIN.

4.3 Custos marginais de operação

As Tabelas 6 e 7, a seguir, apresentam os valores esperados dos Custos Marginais de Operação (CMO) do Acre/Rondônia e do Sudeste/Centro-Oeste.

Tabela 6 – Custo Marginais de Operação (R\$/MWh) – Acre/Rondônia

	2009	2010	2011	2012
Cenário Isolado	480,54	546,45	654,61	805,37
Cenário base	396,19	351,88	416,53	310,04
Cenário Otimista	217,84	344,08	270,24	305,07

Tabela 7 – Custo Marginais de Operação (R\$/MWh) – Sudeste/Centro-Oeste

	2009	2010	2011	2012
Cenário Isolado	135,91	232,73	257,95	289,65
Cenário base	135,42	241,46	267,04	302,48
Cenário Otimista	136,14	237,81	268,20	300,42
AC-RO no SE/CO	176,40	210,89	259,63	273,31

A elevação dos patamares de CMOs do Sistema AC/RO a partir de 2010, no Cenário Isolado, se deve ao crescimento da carga e à redução da oferta local, com a descontração da UTE Termonorte I (64 MW).

A redução dos custos marginais de operação do Sistema AC/RO no Cenário Base e no Cenário Otimista, a partir de 2009, explica-se por sua interligação com o subsistema SE/CO neste ano, quando será substituída geração térmica local mais cara por energia mais barata proveniente do SE/CO, justificando o benefício desta interligação. No entanto, ocorrerão aumentos nos CMOs médios mensais do subsistema SE/CO pelo fornecimento deste subsistema para o AC/RO.

4.4 Custos totais de operação

Quanto aos custos totais de operação para o período 2008-2012, constantes da Tabela 8, a seguir, correspondentes à soma dos custos esperados de geração térmica e de energia não suprida valorizada ao custo de déficit, nota-se uma redução associada à interligação do Sistema AC/RO ao SIN, decorrente da substituição de geração térmica mais cara por mais barata e pequena redução da energia não suprida do SIN.

Tabela 8 – Custo Total de Operação do SIN + Acre/Rondônia (milhões de R\$)

	Valor Esperado	Desvio Padrão	Diferença em relação ao Cenário Base	
Cenário Isolado	37.294,67	1.081,44	-	-
Cenário base	34.859,26	1.086,28	-2435,41	-6,5%
Cenário Otimista	34.557,70	1.091,22	-2736,97	-7,3%

Para o Cenário Base, o valor esperado da economia advinda com a interligação do Sistema AC/RO ao SIN é da ordem de R\$ 2,4 bilhões, enquanto que para Cenário Otimista, o valor esperado dessa economia é de cerca de R\$ 2,7 bilhões.

4.5 Geração térmica

As Figuras 1 e 2, a seguir, apresentam as curvas de permanência da geração térmica média anual do Sistema AC/RO para os anos de 2009-2010 e 2011-2012, respectivamente, destacando-se os valores com 30% de permanência.

O valor de 30% de permanência da geração térmica foi usual para estimativas de gastos com a Conta de Consumo de Combustíveis – CCC para o SIN e hoje é utilizado para cálculo da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, sucedânea da CCC para as usinas térmicas a carvão da região Sul. A aplicação deste índice nos cenários de interligação mostra a importante redução da geração térmica associada à permanência de 30%.

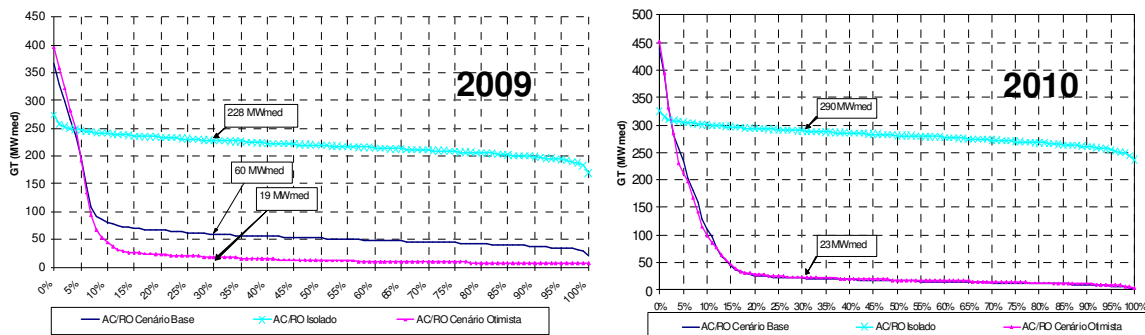


FIGURA 1 – Curvas de permanência da geração térmica AC/RO – 2009 e 2010

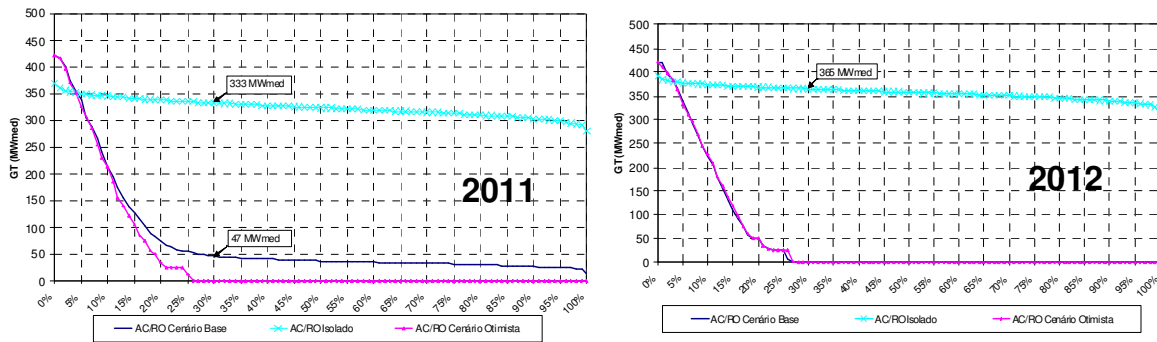


FIGURA 2 – Curvas de permanência da geração térmica AC/RO – 2011 e 2012

Considerando-se, por exemplo, a curva de permanência de geração térmica do Sistema AC/RO isolado, no ano de 2009, observa-se que o valor de geração térmica com permanência de 30% seria da ordem de 228 MWmed (o que corresponderia a cerca de 44% da geração térmica máxima disponível), enquanto que quando se admite a interligação do AC/RO com o SIN esse valor seria, para os Cenários Base e Otimista, da ordem de 60 MWmed (cerca de 13% da geração térmica máxima disponível) e 19 MWmed (cerca de 3,4% da geração térmica máxima disponível), respectivamente. Comportamentos similares podem ser observados nos anos de 2010, 2011 e 2012. Observa-se que, em 2012, tanto no Cenário Base quanto no Cenário Otimista não existe necessidade de geração térmica considerando a permanência de 30% de geração térmica.

4.6 Intercâmbios de energia

A Figura 3 apresenta o percentual mensal das séries cujos fluxos de energia entre o Sistema AC/RO e o subsistema SE/CO atingiram o limite máximo da interligação para os patamares de carga pesada, média, leve e para a média dos patamares de carga no sentido SE/CO→AC/RO e AC/RO→SE/CO, respectivamente. Observa-se que o congestionamento da transmissão é superior a 85% das séries ao longo do período seco, de 2009 a 2011, no sentido SECO→AC/RO. Em 2012, o congestionamento é reduzido devido à consideração da entrada em operação, nesse ano, do 3º circuito Jauru-Porto Velho, elevando o limite de importação de AC/RO para 500 MWmed. Nesse ano, observa-se congestionamento apenas nos patamares de carga pesada e média e em percentuais reduzidos quando comparados com os anos anteriores, indicando que o limite de 500 MWmed não é atingido, no patamar de carga leve, em nenhum dos 2.000 cenários hidrológicos considerados.

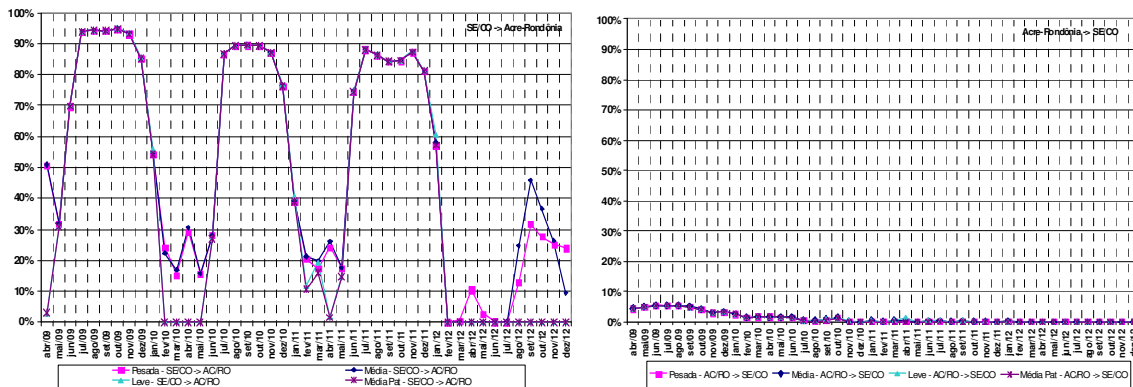


FIGURA 3 – Utilização da inteligência SE/CO↔AC-RO

5.0 - ENCARGOS DE SERVIÇOS DO SISTEMA

Os Encargos de Serviços do Sistema - ESS representam o pagamento a ser feito à unidade geradora cuja produção tenha sido afetada por restrições de transmissão dentro de um submercado. Se a geração medida for maior do que a geração programada, então o gerador esteve em situação “constrained on”. O gerador incorrerá em custos adicionais. Por isso, o seu pagamento por ter operado com restrições equivale à sua geração acima daquela prevista na programação, multiplicada pela diferença entre o seu preço de geração (Custo Variável Unitário - CVU) e o PLD.

O caso contrário se aplica quando a unidade geradora esteve em situação de “constrained off” – isto é, quando sua geração medida for menor do que a indicada pela programação. Neste caso, o gerador é compensado pela energia que ele esteve impedido de vender, aplicando-se a este volume a diferença entre o PLD e preço de geração (Custo Variável Unitário - CVU).

O PLD é um valor determinado com base no Custo Marginal de Operação - CMO, limitado por um preço máximo (PLDmax=R\$569,59/MWh) e mínimo (PLDmin= R\$15,47/MWh), vigentes para cada período de apuração e para cada submercado.

Neste item são apresentadas estimativas de ESS por restrições de transmissão para o Sistema AC/RO para o período compreendido entre 2009 e 2012, no caso da representação de subsistema único SE/CO/AC/RO. Para elaboração das estimativas de ESS por restrições de transmissão para o Sistema AC/RO, foi efetuada uma simulação com o modelo NEWAVE considerando o Sistema AC/RO como subsistema separado do SE/CO, com limites de intercâmbio do Cenário Base apresentados na Tabela 2. A partir desta simulação, foram obtidas as gerações das UTEs do Sistema AC/RO, além dos custos marginais de operação dos Sistemas AC/RO e SE/CO para cada uma das 2.000 séries sintéticas de energias afluentes simuladas, para cada mês, no horizonte de análise, compreendido entre 2009 e 2011. Esta simulação representa qual seria o despacho efetivo do ONS (como se os resultados fossem a geração verificada).

Por simplificação, admitiu-se que o custo marginal de operação do subsistema SE/CO ($CMO_{SE/CO}$), obtido da simulação descrita anteriormente, como sendo representativo do custo marginal de operação do subsistema integrado SE/CO/AC/RO ($CMO_{SE/CO/AC/RO}$), dada a proporcionalidade da carga e da oferta do Sistema AC/RO em relação ao SE/CO.

Sob esta ótica, foram identificados dois cenários potencialmente causadores de ESS, caso fosse considerada a representação do Sistema AC/RO agregado ao subsistema SE/CO:

- i) CMO do subsistema SE/CO/AC/RO baixo, não indicando despacho das UTEs do Sistema AC/RO. Todavia, na prática, essas usinas poderão, em alguns cenários hidrológicos, ser despachadas devido à limitação de recebimento de energia pelo Sistema AC/RO, gerando a situação de “Constrained-on”.
- ii) CMO do subsistema SE/CO/AC/RO alto, indicando o despacho das UTEs do Sistema AC/RO. Todavia, na prática, essas usinas poderão, em alguns cenários, não ser despachadas devido à limitação da exportação de energia pelo Sistema AC/RO, gerando a situação de “Constrained-off”.

Estes cenários possíveis de ocorrência decorrem do fato de que o limite máximo da interligação para exportação do SE/CO é inferior ao mercado previsto do Sistema AC/RO (abatido da geração hidráulica local), havendo a necessidade de complementação térmica local. Por outro lado, em situações hidrológicas desfavoráveis no subsistema SE/CO, podem existir excedentes energéticos no Sistema AC/RO não passíveis de serem exportados para o SE/CO devido à restrição na capacidade de exportação do AC/RO.

Primeiramente, foram avaliados, para cada mês e série do período de estudo, o sentido e a intensidade do intercâmbio entre Acre-Rondônia e o Sudeste/Centro-Oeste. No caso em que o intercâmbio atinge o limite máximo de transferência no sentido SE/CO → AC/RO, são avaliados os ESS “constrained-on”. No caso em que o intercâmbio atinge o limite máximo no sentido AC/RO → SE/CO, são avaliados os ESS “constrained-ff” .

A Figura 3, a seguir, apresenta as curvas de permanência da estimativa de gastos com ESS para o período 2009-2012.

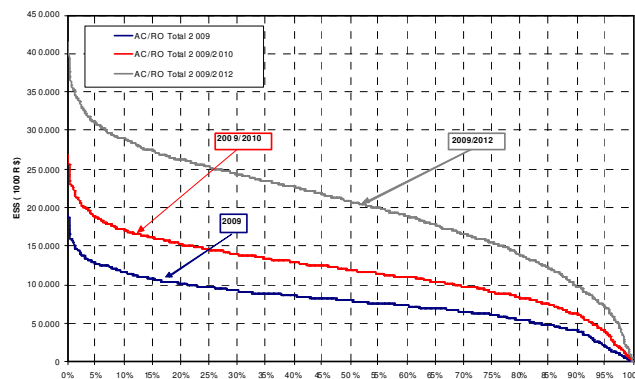


FIGURA 3 – Encargos de Serviços de Sistema

Os montantes apresentados na Figura 3 são o somatório das estimativas de ESS em cada uma das usinas do sistema AC/RO. Conforme pode-se observar, 30% das 2000 séries simuladas indicaram necessidade de um montante de ESS da ordem de R\$ 90 milhões no ano de 2009. Esse montante sobe para cerca de R\$ 250 milhões se considerados os anos de 2009 a 2011. No ano de 2012, não foi verificada a ocorrência de ESS devido à consideração da entrada em operação, nesse ano, do 3º circuito Jauru-Porto Velho, elevando o limite de importação do AC/RO para 500 MWmed.

6.0 - CONCLUSÃO

Os benefícios da interligação avaliados em termos de redução de custo total esperado de operação, redução de geração térmica e custos marginais de operação do Sistema AC/RO são significativos. O Sistema AC/RO caracteriza-se como um sistema importador de energia. As simulação indicaram, com 30% de permanência, uma necessidade de um montante de ESS no caso de subsistema único SE/CO/AC/RO de R\$ 250 milhões se considerados os anos de 2009 a 2011.

É importante o acompanhamento do cronograma de obras da interligação por parte do CMSE/DMSE, de forma a garantir as medidas necessárias para a sua entrada em operação o mais cedo possível, bem como a entrada em operação do CE de Vilhena e dos bancos de capacitores adicionais de Vilhena e Ji-Paraná.

7.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) Nota Técnica ONS 060/2008 – Integração do Sistema Acre-Rondônia ao SIN - Avaliação dos Limites de Intercâmbio, julho de 2008.
- (2) Nota Técnica ONS 092/2008 – Avaliação Energética da Incorporação do Sistema Acre-Rondônia ao SIN, agosto de 2008.
- (3) Plano Anual da Operação Energética – PEN 2008 – Operador Nacional do Sistema Elétrico, maio de 2008.
- (4) ALMEIDA, A. N. , DAHER, M. J., MARTINEZ, M. A., OSÓRIO, C. M. e BENCHIMOL, N. M. C. .A , Os Desafios da Gestão do Conhecimento para o ONS com as Novas Fronteiras do Sistema Interligado Nacional, Abril 2007.
- (5) Plano Decenal de Energia Elétrica PDE 2007/2016 – Ministério de Minas e Energia/Empresa de Pesquisa Energética, 2007.

8.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

Alex Nunes de Almeida

Nascido em Belém do Pará, PA.

Pós-Graduação (2006): IAG Master em Desenvolvimento Gerencial – CAISE 2006, PUC/RJ.

Mestrado (1990): Engenharia Elétrica, COPPE/UFRJ.

Graduação (1986): Engenharia Elétrica, UFPA.

Empresa: Operador Nacional do Sistema Elétrico, desde 2000.

Mario Jorge Daher

Nascido em Nova Friburgo, RJ.

Pós-Graduação (2006): IAG Master em Desenvolvimento Gerencial – CAISE 2006, PUC/RJ.

Pós-Graduação (1999): COPPEAD/UFRJ

Mestrado (1989): Engenharia Elétrica, UNICAMP.

Graduação (1978): Engenharia Elétrica, PUC/RJ.

Empresa: Operador Nacional do Sistema Elétrico, desde 2001.

Alessandra Cruz Zancopé

Nascida no Rio de Janeiro, RJ.

Pós-Graduação (2003): COPPE/UFRJ

Graduação (2002): Engenharia Elétrica, UFRJ.

Empresa: Operador Nacional do Sistema Elétrico, desde 2003.