

# Energia Complementar e Seus Ganhos

Eng° José da Costa Carvalho Neto  
Arcadis Logos Energia

Apresentação na FIIEE,  
em 23/09/04

Belo Horizonte/MG  
Setembro/04

# Índice

- 1 – Introdução
- 2 – Geração Térmica Flexível
- 3 – Formas de Comercialização das Usinas Flexíveis
- 4 – Competitividade das Usinas Flexíveis
- 5 – Balanço Energético Nacional e do Nordeste
- 6 – Conclusões

# 1 - Introdução

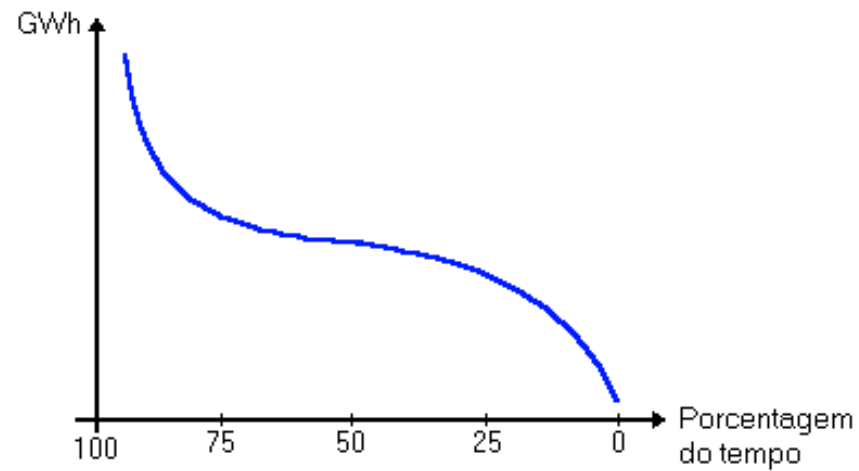
Principais objetivos a serem alcançados no setor elétrico:

- Modicidade tarifária
- Segurança no fornecimento

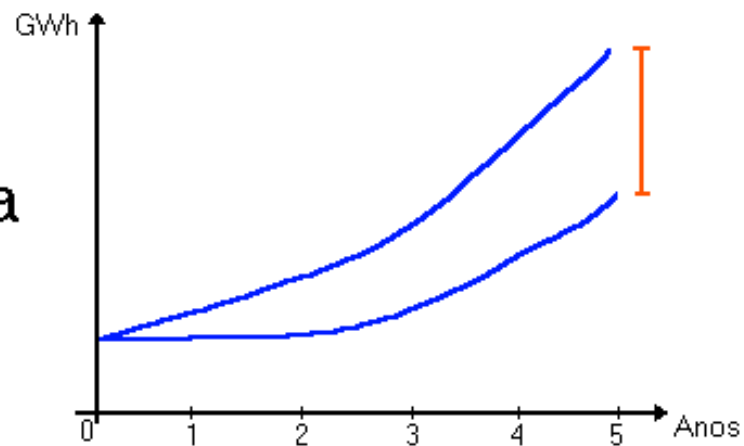
Balanço  
oferta/demanda

## As Incertezas

Oferta



Demanda



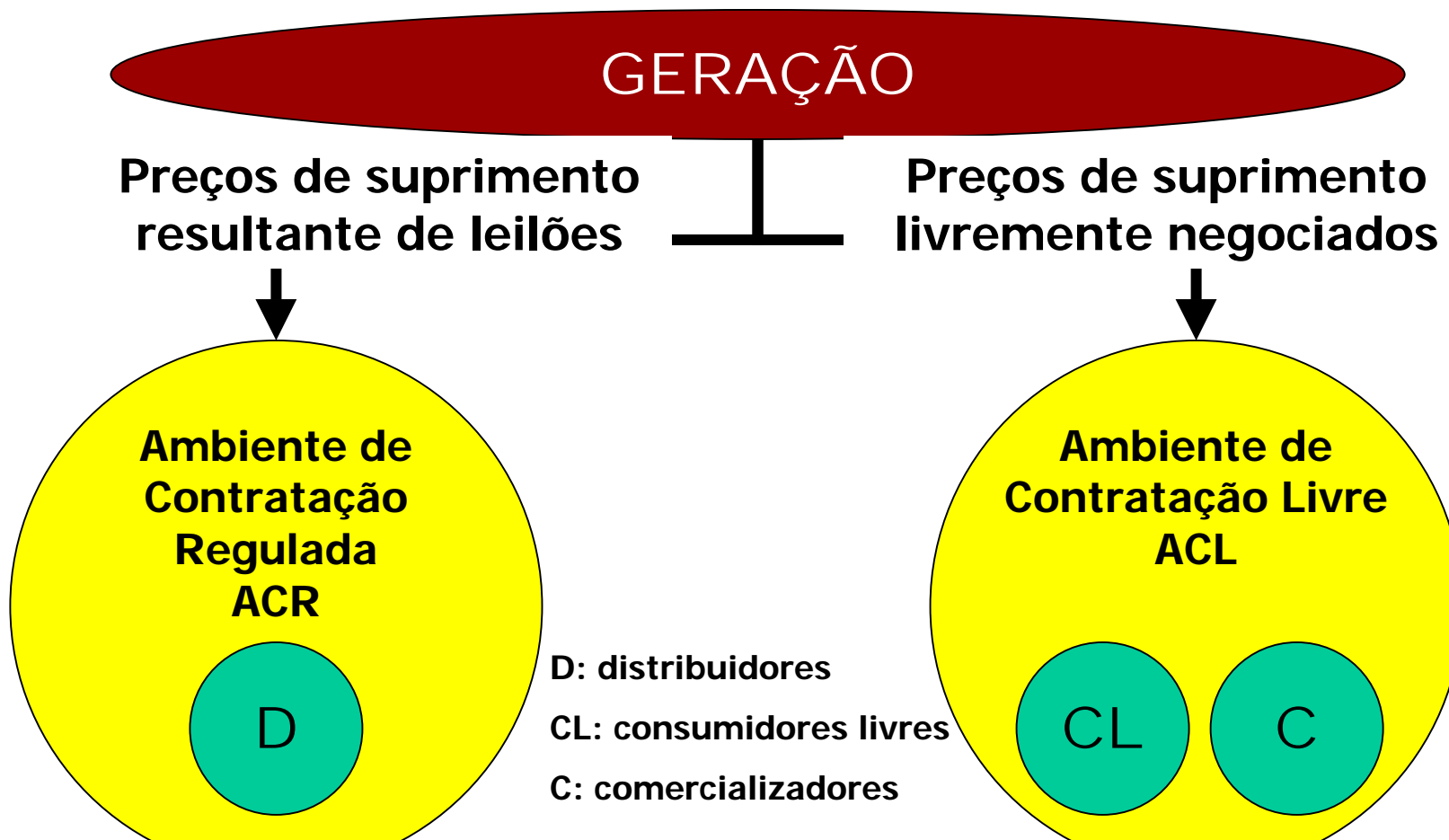
### A Térmica Flexível é:

- Escrava da Hidrelétrica
  - Chave para otimização energética do sistema hidrelétrico.
- Multi-combustível.
  - Indepe de da disponibilidade de apenas um combustível.
  - Utiliza o combustível mais barato no momento .
- Ágil na:
  - Construção e ampliação
    - em menos de 1 ano.
  - Operação
    - Partidas e paradas rápidas.
    - Operação na Base, Ponta, Sazonal ou em Emergências.
    - Modulação da Carga
- Confiável
  - Múltiplas unidades geradoras
- Eficiente
  - Em todas as condições de operação.

### A Térmica Flexível é:

- Econômica
  - Investimento menor.
  - Menos juros durante a construção.
  - Custo fixo menor
  - Consome combustível apenas quando necessário.
  - Modicidade Tarifária por otimizar o sistema hidrelétrico.
  - Auxilia a transmissão.
  
- Ambientalmente Correta.
  - Menor emissão devido à maior eficiência e cooperação hidrelétrica.
  - Consumo mínimo de água para resfriamento.
  
- Amiga do Planejamento Energético.
  - Geração Distribuída devido à localização flexível em locais estratégicos.
  - Expansão rápida e em módulos pequenos

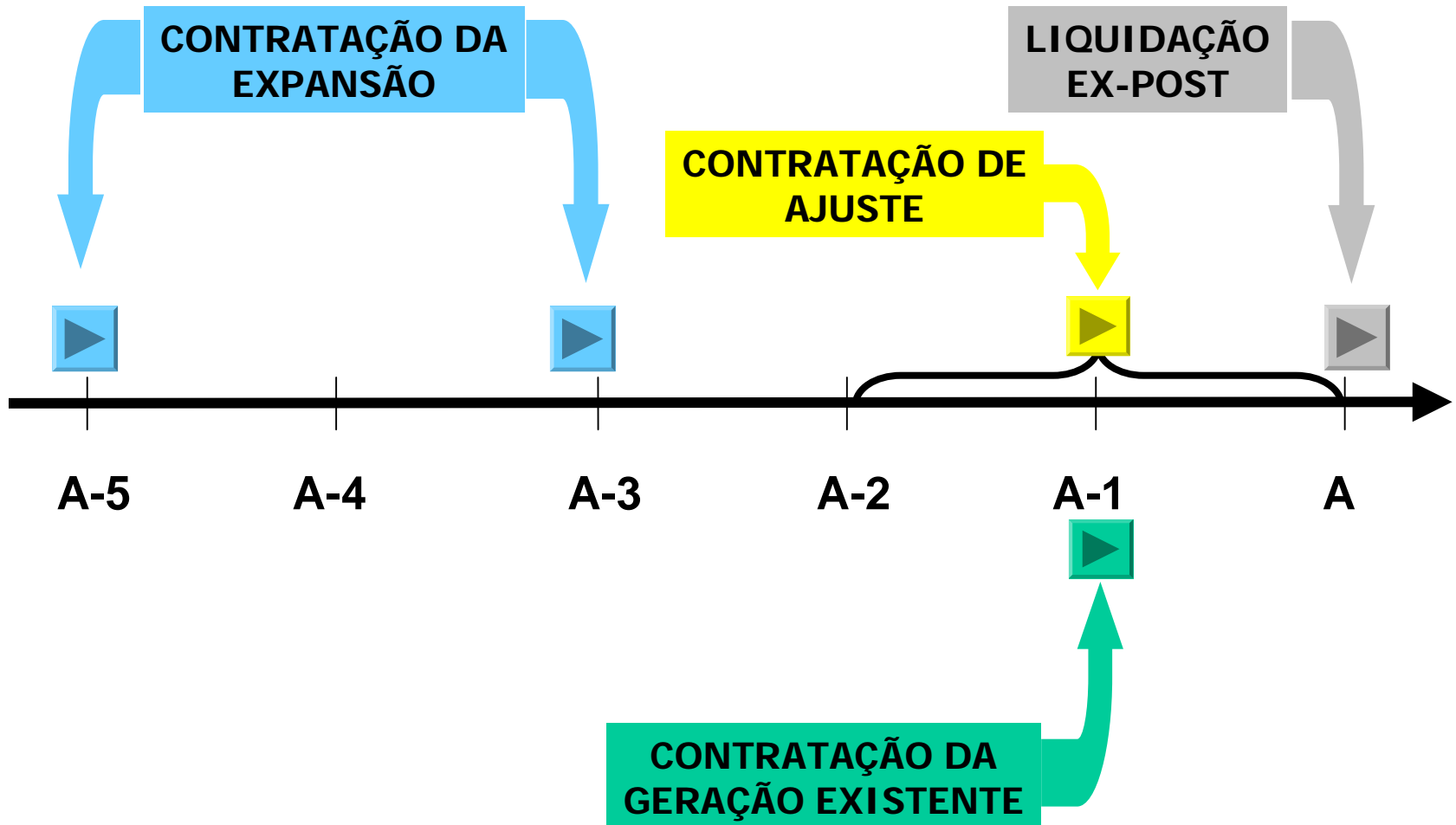
## DOIS AMBIENTES DE CONTRATAÇÃO



**CONVIVÊNCIA ENTRE MERCADO COMPETITIVO E MERCADO REGULADO**

## AMBIENTE REGULADO

### CONTRATAÇÃO DAS DISTRIBUIDORAS





## 3 – Formas de comercialização das usinas flexíveis

### Mercado Regulado

- 1 – Energia de Reserva
- 2 – Energia Complementar

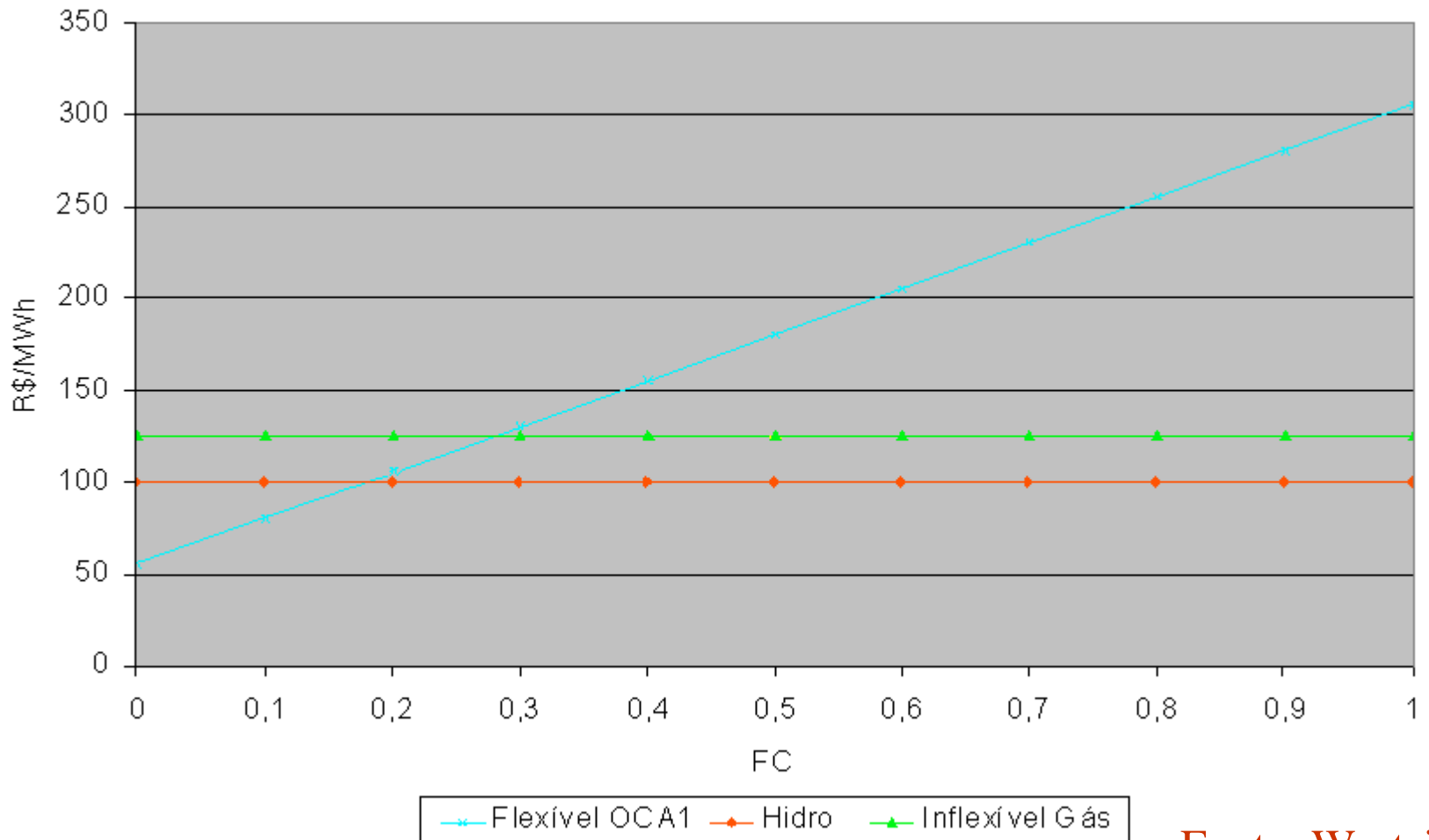
### Mercado Livre

- 3 – Venda a Consumidor Livre
- 4 – “Merchant” Plant

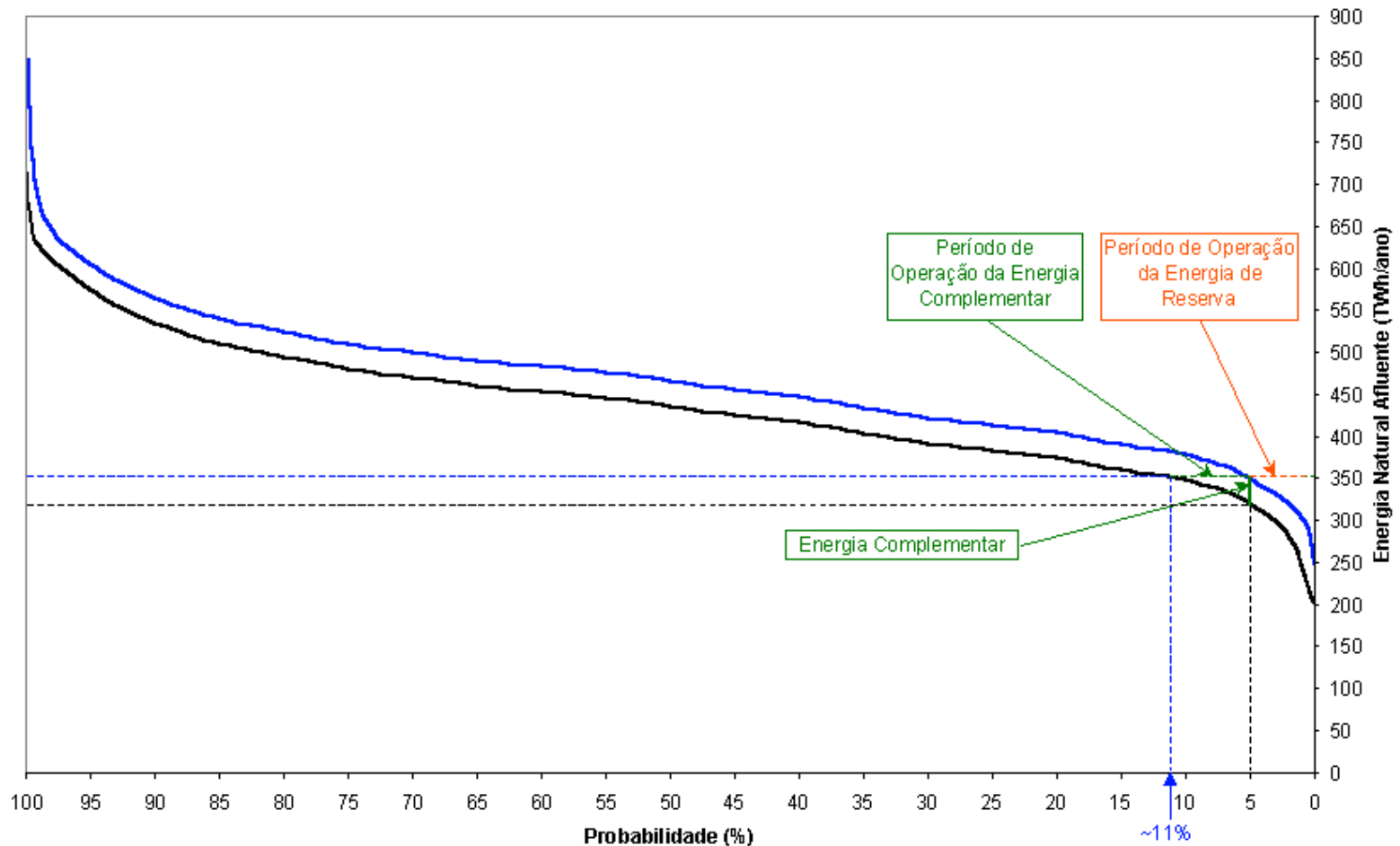
Obs:

- a) Energia nova e energia existente
- b) Contratos de Quantidade de Energia e Contratos de Disponibilidade de Energia

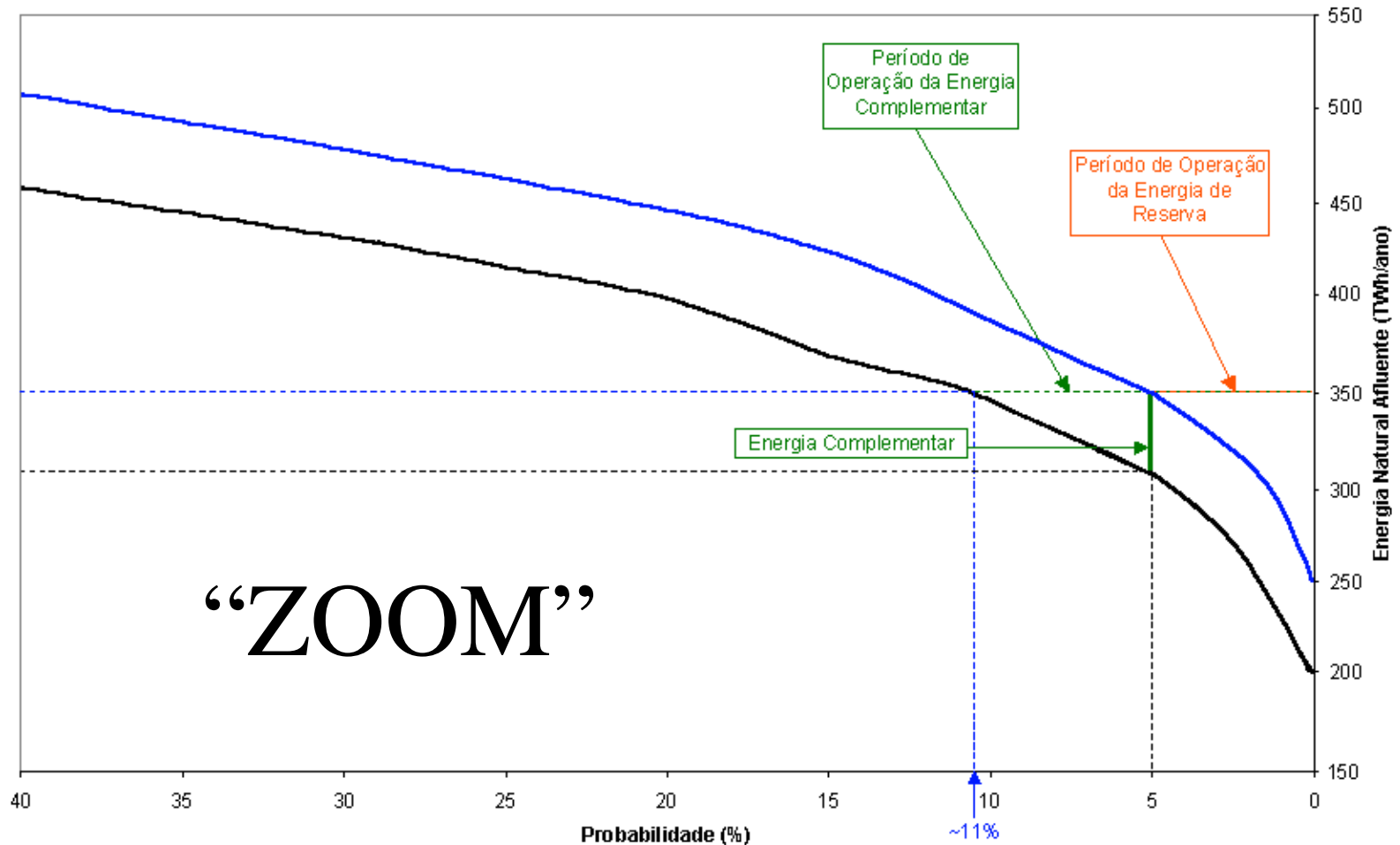
## 4 – Competitividade das Usinas Flexíveis



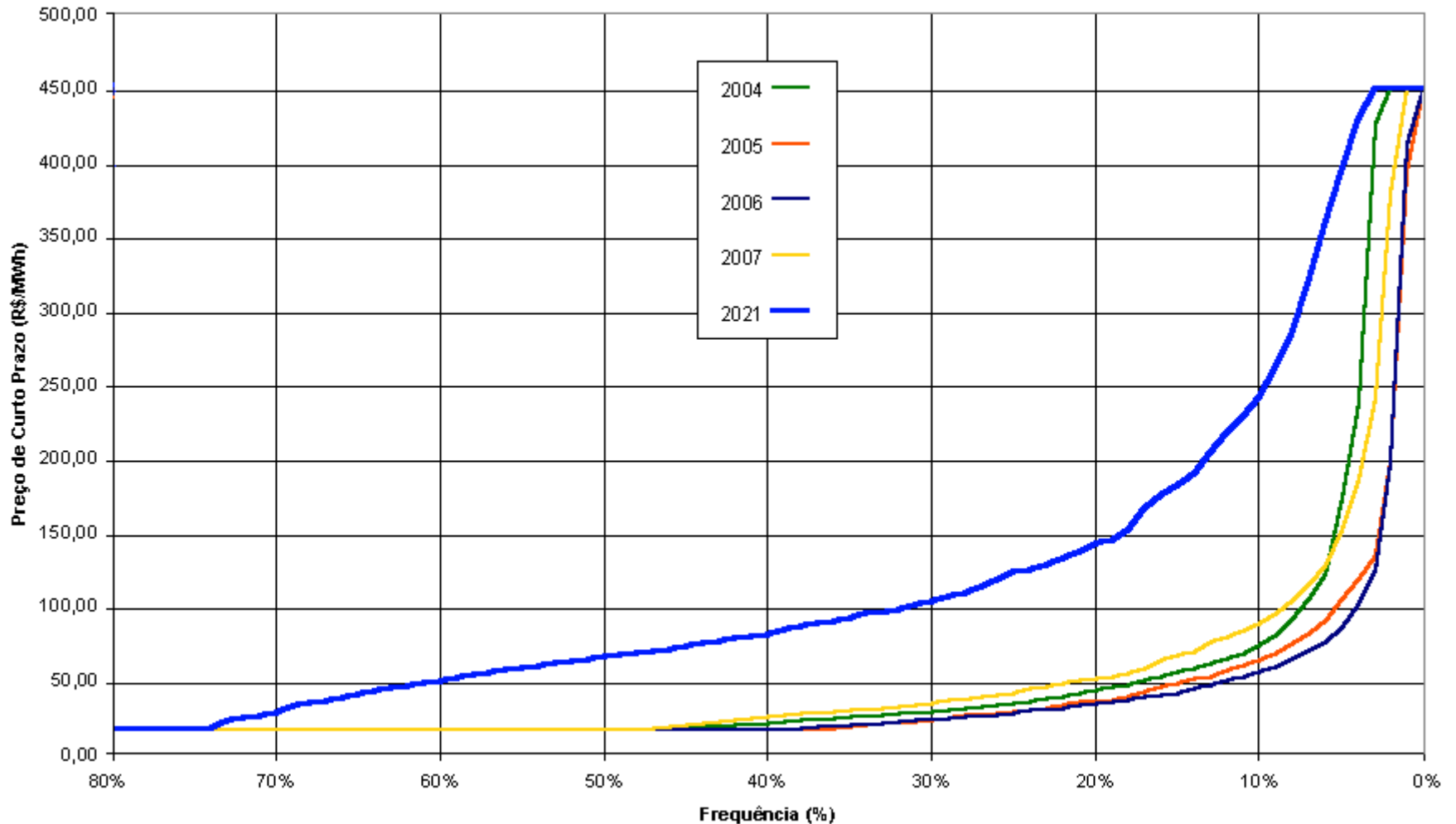
# Reserva x Complementar



# Reserva x Complementar



# Cenário “ONS”



- Energia Complementar

- Três equacionamentos foram efetuados para esta hipótese:

- 1 – Cálculo do Encargo de Capacidade (EC) diretamente através da comparação com o custo da energia no “Pool”. Este equacionamento levaria a um limite superior para o EC;
- 2 – Cálculo do EC semelhante ao 2.1, porém “descontando” deste encargo o custo de compra de energia ao  $P_{SPOT}$ , quando a usina não é despachada. Este equacionamento levaria a um limite inferior para o EC;
- 3 – Cálculo do EC semelhante ao 2.1, porém “descontando” deste encargo **a diferença** entre o custo de compra de energia ao  $P_{SPOT}$  com o atendimento da carga sendo efetuado pela **Energia Complementar** (com parque hidrotérmico atual) e o custo de compra de energia ao  $P_{SPOT}$  com o atendimento da carga sendo efetuado por um parque hidrotérmico ampliado hipotético (conforme conceituado no slide 15). Este equacionamento levaria a uma valor mais provável para o EC.

- Hipótese 1

$$EC \leq PV_{POOL} - E[C_{COMB} + CV_{O\&M}]$$

*Onde:*

$E [Receita]$  – Valor esperado da receita para as usinas emergenciais (R\$/MWh);

$PV_{POOL}$  – Preço de venda para o “pool” (energia nova) (R\$/MWh);

$E[C_{COMB} + CV_{O\&M}]$  – Valor Esperado do Custo de Combustível, mais o custo variável de operação e manutenção, quando a usina é despachada (R\$/MWh).

Tabela – cenário “ONS”

	PV <sub>POOL</sub> (R\$/MWh)	Óleo Diesel		Óleo Combustível		Biomassa	
		E[C <sub>COMB</sub> + CV <sub>O&amp;M</sub> ]	EC	E[C <sub>COMB</sub> + CV <sub>O&amp;M</sub> ]	EC	E[C <sub>COMB</sub> + CV <sub>O&amp;M</sub> ]	EC
2004	102,21	12,63	89,58	9,68	92,53	7,49	94,72
2005	103,73	3,43	100,30	4,33	99,40	5,46	98,27
2006	105,26	4,22	101,04	4,36	100,90	4,18	101,08
2007	106,78	6,71	100,07	7,28	99,50	8,66	98,12
2008	106,78	5,50	101,28	7,25	99,53	10,61	96,18
2009	106,78	14,28	92,50	14,30	92,48	14,12	92,66
2010	106,78	10,16	96,62	12,15	94,63	16,94	89,84
2011	106,78	10,27	96,51	12,00	94,78	16,35	90,43
2012	106,78	9,92	96,86	10,52	96,26	12,68	94,10
2013	106,78	11,39	95,39	13,66	93,12	15,00	91,78
2014	106,78	12,98	93,80	15,19	91,59	17,85	88,93
2015	106,78	12,05	94,73	12,05	94,73	15,75	91,03
2016	106,78	11,07	95,71	12,18	94,60	11,97	94,81
2017	106,78	14,88	91,90	16,22	90,56	15,86	90,92
2018	106,78	16,20	90,58	18,32	88,46	18,89	87,89
<b>Média (R\$/MWh)</b>			<b>95,79</b>		<b>94,87</b>		<b>93,38</b>
<b>Média (R\$/MW.mês)</b>			<b>66.477</b>		<b>65.838</b>		<b>64.806</b>
<b>VPL (R\$/MW) (.10<sup>6</sup>)</b>	<b>i=12%</b>		<b>5,469</b>		<b>5,438</b>		<b>5,369</b>
	<b>i=15%</b>		<b>4,699</b>		<b>4,678</b>		<b>4,622</b>
	<b>i=18%</b>		<b>4,094</b>		<b>4,079</b>		<b>4,035</b>



- Hipótese 2

$$EC \leq PV_{POOL} - E[C_{COMPRA}] - E[C_{COMB} + CV_{O\&M}]$$

Onde:

$E [Receita]$  – Valor esperado da receita para as usinas emergenciais (R\$/MWh);

$PV_{POOL}$  – Preço de venda para o “pool” (energia nova) (R\$/MWh);

$E[C_{COMPRA}]$  – Valor esperado do custo de compra de energia ao  $P_{SPOT}$ , quando a usina **não** é despachada (R\$/MWh);

$E[C_{COMB} + CV_{O\&M}]$  – Valor Esperado do Custo de Combustível, mais o custo variável de operação e manutenção, quando a usina é despachada (R\$/MWh).

Tabela – cenário “ONS”

	PV <sub>POOL</sub> (R\$/MWh)	Óleo Diesel			Óleo Combustível			Biomassa		
		E[C <sub>COMB+</sub> CV <sub>O&amp;M</sub> ]	E[Compra]	EC	E[C <sub>COMB+</sub> CV <sub>O&amp;M</sub> ]	E[Compra]	EC	E[C <sub>COMB+</sub> CV <sub>O&amp;M</sub> ]	E[Compra]	EC
2004	102,21	12,63	33,24	56,34	9,68	30,59	61,94	7,49	25,46	69,26
2005	103,73	3,43	32,82	67,49	4,33	29,59	69,81	5,46	24,77	73,50
2006	105,26	4,22	30,72	70,32	4,36	28,17	72,73	4,18	25,12	75,96
2007	106,78	6,71	39,95	60,12	7,28	35,58	63,91	8,66	27,35	70,77
2008	106,78	5,50	43,77	57,52	7,25	38,82	60,71	10,61	27,87	68,31
2009	106,78	14,28	48,39	44,11	14,30	40,91	51,57	14,12	29,27	63,39
2010	106,78	10,16	56,29	40,33	12,15	48,57	46,06	16,94	30,53	59,31
2011	106,78	10,27	55,17	41,34	12,00	47,80	46,98	16,35	31,16	59,27
2012	106,78	9,92	49,03	47,83	10,52	43,24	53,02	12,68	30,92	63,18
2013	106,78	11,39	55,67	39,72	13,66	46,73	46,38	15,00	32,94	58,84
2014	106,78	12,98	57,64	36,16	15,19	48,27	43,32	17,85	31,60	57,34
2015	106,78	12,05	53,83	40,89	12,05	47,61	47,11	15,75	32,41	58,61
2016	106,78	11,07	45,31	50,40	12,18	38,05	56,56	11,97	27,59	67,21
2017	106,78	14,88	51,47	40,43	16,22	42,21	48,35	15,86	28,15	62,76
2018	106,78	16,20	59,92	30,66	18,32	48,91	39,55	18,89	31,94	55,95
<b>Média (R\$/MWh)</b>				<b>48,24</b>			<b>53,87</b>			<b>64,24</b>
<b>Média (R\$/MW.mês)</b>				<b>33.480</b>			<b>37.382</b>			<b>44.583</b>
<b>VPL (R\$/MW) (.10<sup>6</sup>)</b>	<b>i=12%</b>			<b>2,987</b>			<b>3,268</b>			<b>3,771</b>
	<b>i=15%</b>			<b>2,611</b>			<b>2,846</b>			<b>3,262</b>
	<b>i=18%</b>			<b>2,310</b>			<b>2,510</b>			<b>2,860</b>

- Hipótese 3

$$EC \leq PV_{POOL} - E[\Delta C_{COMPRA}] - E[C_{COMB} + CV_{O\&M}]$$

Onde:

$E [Receita]$  – Valor esperado da receita para as usinas emergenciais (R\$/MWh);

$PV_{POOL}$  – Preço de venda para o “pool” (energia nova) (R\$/MWh);

$E[\Delta C_{COMPRA}]$  – Valor esperado da diferença do custo de compra de energia ao  $P_{SPOT}$ , quando a usina **não** é despachada, com a expansão hidrotérmica e com (R\$/MWh);

$E[C_{COMB} + CV_{O\&M}]$  – Valor Esperado do Custo de Combustível, mais o custo variável de operação e manutenção, quando a usina é despachada (R\$/MWh).

\* Para este equacionamento foi desenvolvido o estudo apenas para o cenário “ONS”. Porém para o cenário “ONS+5%” o resultado deverá estar em proporção próxima ao do cenário “ONS” em relação aos limites mínimo e máximo.

Tabela – cenário “ONS”

	PV <sub>POOL</sub> (R\$/MWh)	Óleo Diesel			Óleo Combustível			Biomassa		
		E[C <sub>COMB+</sub> CV <sub>O&amp;M</sub> ]	E[ΔCompra]	EC	E[C <sub>COMB+</sub> CV <sub>O&amp;M</sub> ]	E[ΔCompra]	EC	E[C <sub>COMB+</sub> CV <sub>O&amp;M</sub> ]	E[ΔCompra]	EC
2004	102,21	12,63	3,05	86,53	9,68	2,22	90,31	7,49	1,75	92,97
2005	103,73	3,43	8,00	92,31	4,33	5,65	93,75	5,46	1,68	96,59
2006	105,26	4,22	13,64	87,40	4,36	9,47	91,43	4,18	3,69	97,39
2007	106,78	6,71	21,69	78,38	7,28	13,96	85,53	8,66	2,31	95,81
2008	106,78	5,50	23,84	77,45	7,25	14,95	84,58	10,61	3,26	92,91
2009	106,78	14,28	28,28	64,21	14,30	17,52	74,96	14,12	3,92	88,73
2010	106,78	10,16	32,23	64,40	12,15	20,88	73,75	16,94	0,04	89,80
2011	106,78	10,27	21,23	75,28	12,00	9,88	84,90	16,35	-1,25	91,68
2012	106,78	9,92	25,62	71,25	10,52	14,93	81,33	12,68	2,88	91,22
2013	106,78	11,39	25,58	69,81	13,66	15,76	77,36	15,00	-2,42	94,20
2014	106,78	12,98	34,53	59,27	15,19	21,91	69,68	17,85	-1,00	89,94
2015	106,78	12,05	29,17	65,55	12,05	20,71	74,02	15,75	0,48	90,54
2016	106,78	11,07	31,75	63,96	12,18	21,47	73,13	11,97	3,34	91,47
2017	106,78	14,88	28,27	63,63	16,22	16,29	74,27	15,86	2,13	88,79
2018	106,78	16,20	31,92	58,66	18,32	16,85	71,61	18,89	-7,80	95,69
<b>Média (R\$/MWh)</b>				<b>71,87</b>			<b>80,04</b>			<b>92,52</b>
<b>Média (R\$/MW.mês)</b>				<b>49.877</b>			<b>55.547</b>			<b>64.204</b>
<b>VPL (R\$/MW) (.10<sup>6</sup>)</b>	<b>i=12%</b>			<b>4,325</b>			<b>4,720</b>			<b>5,284</b>
	<b>i=15%</b>			<b>3,760</b>			<b>4,086</b>			<b>4,544</b>
	<b>i=18%</b>			<b>3,312</b>			<b>3,585</b>			<b>3,963</b>

## Preço Máximo de Capacidade

Valores em mil R\$/MW.mês				
Item		OD	OC	Biomassa
1 - Energia de Reserva		78,6	84,2	89,1
2 - Energia Complementar	Hipótese 1	66,5	65,8	64,8
	Hipótese 2	33,5	37,4	44,6
	Hipótese 3	49,9	55,5	64,2
3 - Venda a Consumidores Livres		22,4	26,3	33,5
4 - "Merchant"		0,8	4,7	11,9

## 5 – Balanço Energético Nacional e no NE

# BALANÇO ESTÁTICO DE ENERGIA NO NORDESTE

	MW médio			
	2005	2006	2007	2008
<b>Oferta</b>	<b>7215</b>	<b>7793</b>	<b>7857</b>	<b>7911</b>
<b>Mercado - CR</b>	<b>6867</b>	<b>7215</b>	<b>7705</b>	<b>8126</b>
<b>Balanço - CR</b>	<b>348</b>	<b>578</b>	<b>152</b>	<b>- 215</b>
<b>Mercado - CA</b>	<b>7110</b>	<b>7581</b>	<b>8175</b>	<b>8660</b>
<b>Balanço - CA</b>	<b>105</b>	<b>212</b>	<b>- 318</b>	<b>- 749</b>

1. Oferta não inclui Flexíveis ( Emergenciais )
2. Mercado não considera parcela de irrigação

CR – Cenário de Referência  
 CA – Cenário Alto

# Riscos de Déficit

Riscos de Déficit no Nordeste					
Probabilidade / Ano	2004	2005	2006	2007	2008
Qualquer Déficit	-	0,2	3,7	4,6	10,2
Déficit > 5% Carga	-	-	0,6	1,4	1,6
Déficit > 10% Carga	-	-	0,2	0,7	0,6



## 6 – Conclusões

## 6 – Conclusões

- 1 – Tem aplicações no novo modelo
- 2 – Forma mais apropriada de contratação
  - Como térmica complementar
  - Na modalidade de disponibilidade
  - Critério de julgamento pré-estipulado, levando-se em conta as condições futuras esperadas de despacho