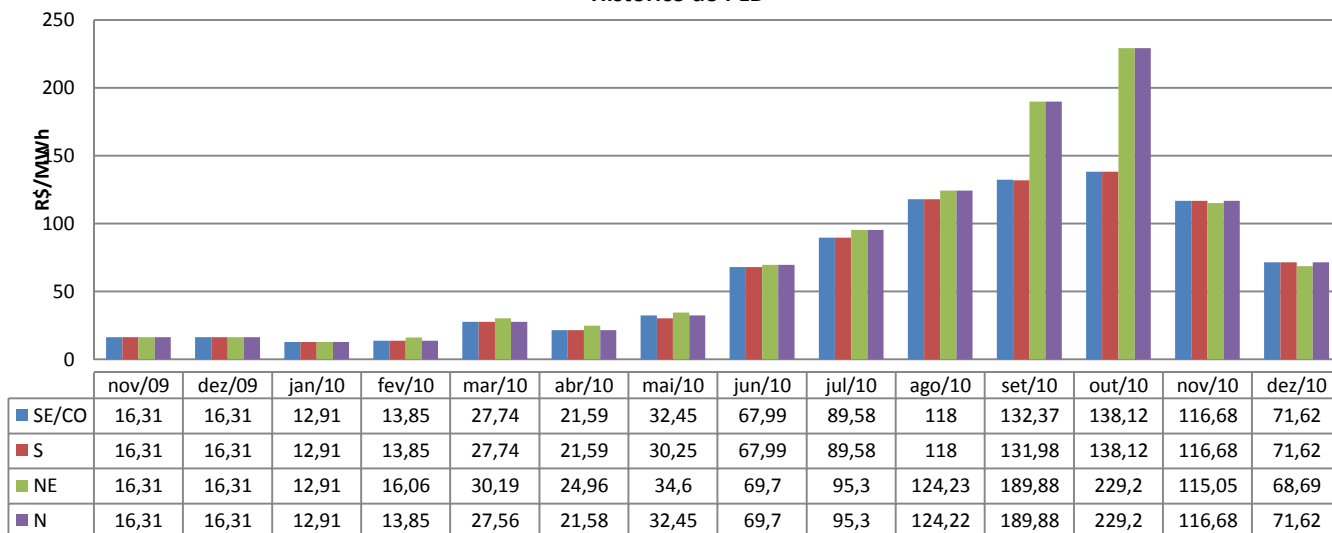


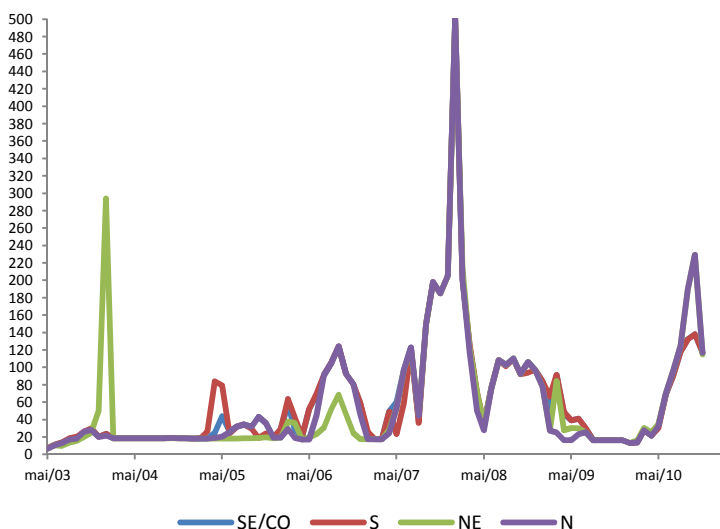
PLD – PREÇO DAS LIQUIDAÇÕES DAS DIFERENÇAS

Preço semanal: 01/01/2011 à 07/01/2011					Preços médios	
R\$ / MWh	SE/CO	S	NE	N	SE/CO	
Pesada	57,96	57,96	57,96	57,96	S	55,49
Média	56,18	56,18	56,18	56,18	NE	55,49
Leve	54,22	54,22	54,22	54,22	N	55,49

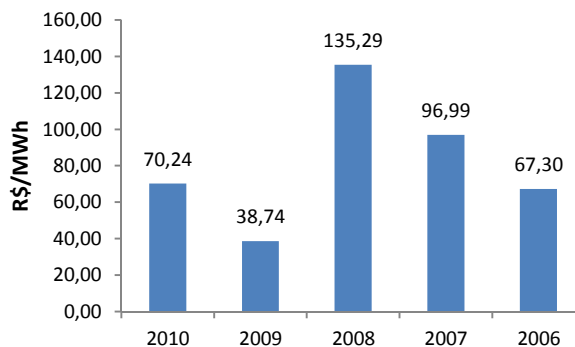
Em relação à última semana do ano de 2010 não houveram alterações significativas no Preço das Liquidações das Diferenças – PLD. Porém, durante o mês de Dezembro, houve a necessidade de despacho térmico para atender requisitos de demanda não-programada e este despacho foi efetuado, em parte, como complementação (restrições elétricas) e será pago pelos agentes do perfil consumo via encargos. Durante todo o ano de 2011 é previsto o despacho térmico para o atendimento da carga.

Histórico do PLD


Fonte: CCEE

Histórico do PLD dos últimos 8 anos


Em 2011 o PLD máximo será de R\$ 689,12/MWh e o mínimo, de R\$ 12,08/MWh.

PLD MÉDIO ANUAL – SE/CO


* O PLD médio anual do Sudeste foi calculado somando-se o PLD médio mensal de todos os meses do ano dividido por doze (meses).

FATOS RELEVANTES

- No dia 09/12/2010, durante a COP-16, o Presidente Lula assinou o decreto que regulamenta a Lei nº 12.187/2009, que instituiu a Política Nacional sobre Mudança do Clima (PNMC). De acordo com o decreto, O Brasil deve chegar a 2020 emitindo no máximo 2,1 bilhões de toneladas de CO₂ (dióxido de carbono) por ano e terá que publicar anualmente as estimativas do total de emissões do País. Com esta medida, o Brasil se torna o primeiro país em desenvolvimento a estabelecer um limite para os seus níveis de emissões. A meta voluntária assumida pelo governo brasileiro representa uma redução absoluta de 6% em relação as 2,2 bilhões de toneladas que o país emitia em 2005, ano em que foi feito o último levantamento de gases-estufa. Para o setor elétrico as ações incluem a expansão da oferta de energia hidrelétrica e de fontes alternativas, o incremento da eficiência energética e outras ações.
- No dia 10/12/2010, ocorreu o 9º Leilão de Energia Existente (A-1 em 2010), onde foram negociados 02 tipos de produtos: Venda por quantidade e venda por disponibilidade. No produto disponibilidade, o vendedor recebe um pagamento mensal de receita fixa e uma parcela destinada ao pagamento do custo variável. A licitação foi voltada a atender o volume de energia necessário para atender a reposição das distribuidoras. O resultado do leilão segue na tabela abaixo: Observação: 01 lote = 1,0 MWmédio

Resultado do 9º Leilão de Energia Existente

Produto	Fonte	Submercado	Total negociado (lotes)	Preço de venda médio	Início do Suprimento	Duração	Nº de vendedores
Quantidade (Q-03)	Hidrelétrica	NE	95	R\$ 105,00	01/01/2011	3 anos	01- CHESF
Disponibilidade (D-03)	Termoelétrico	SE	1	R\$ 109,03	01/01/2011	3 anos	01- Vale Paracatu

- No dia 17/12/2010, ocorreu o 11º Leilão de Energia Nova (A-5 em 2010), onde foram negociados empreendimentos hidroelétricos. Dos 5 empreendimentos negociados, apenas a UHE Teles Pires obteve interessado, o Consórcio Teles Pires Energia Eficiente, liderado pela Neoenergia, que apresentou oferta única, que equivale ao deságio de 33%. O preço de venda negociado equivale ao menor preço já negociado para hídricas. O preço resultante deste leilão irá influenciar diretamente o processo de renovação das concessões que vencem em 2015. Segundo Nelson Hubner, diretor da Aneel, se um empreendimento novo, em que todo o investimento está por ser feito, é possível se ter uma tarifa destas, não é admissível que um empreendimento antigo custe mais. O resultado do leilão segue abaixo:

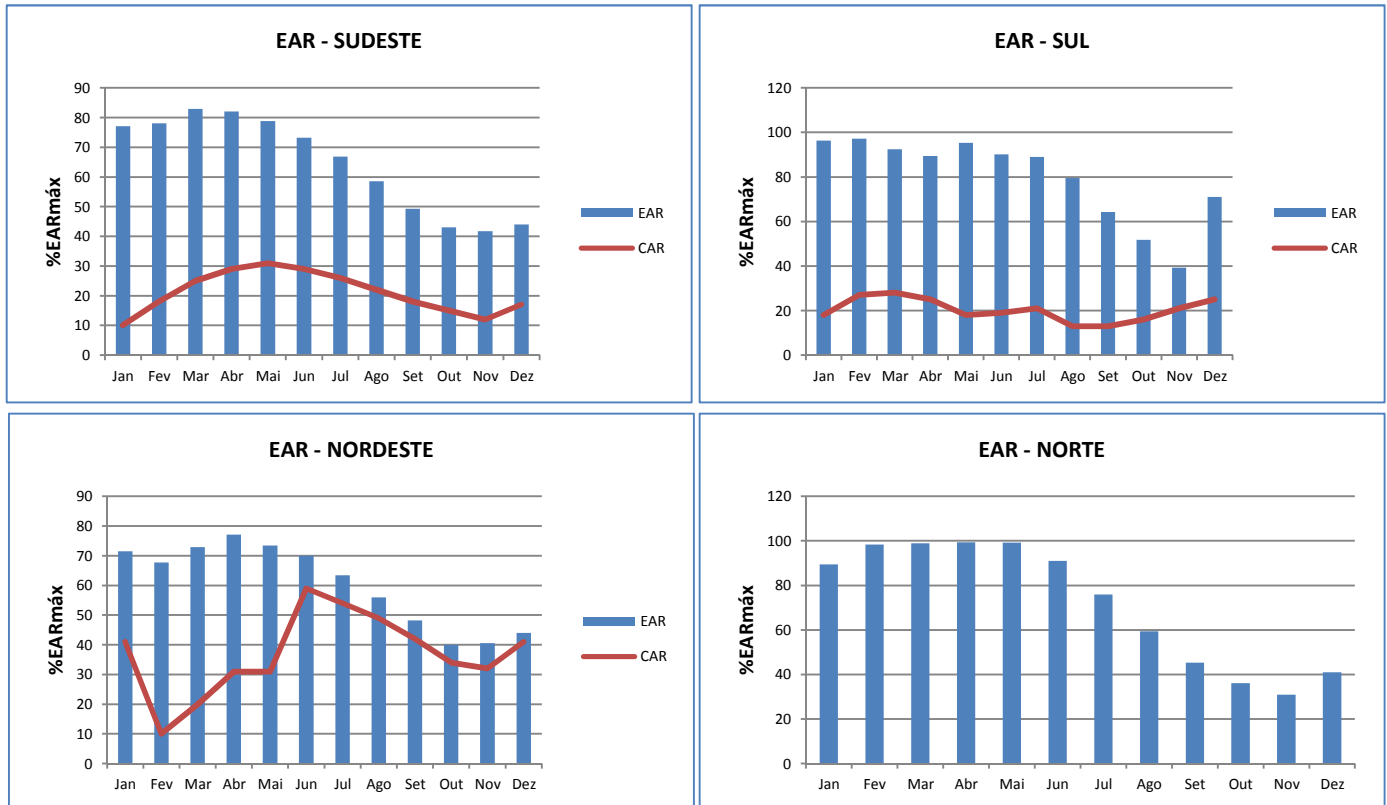
Resultado do 11º Leilão de Energia Nova

Produto	Fonte	Potência instalada (MW)	Preço de referência	Preço de venda médio	Início do Suprimento	Duração	Vendedores
UHE Teles Pires	Hidrelétrica	1820	R\$ 87,00	R\$ 58,35	01/01/2015	30 anos	Consórcio Teles Pires Energia Eficiente
UHE Sinop	Hidrelétrica	400	R\$ 125,00		01/01/2015	30 anos	Não houveram interessados
UHE Ribeiro Gonçalves	Hidrelétrica	113	R\$ 86,00		01/01/2015	30 anos	Não houveram interessados
UHE Estreito Parnaíba	Hidrelétrica	56	R\$ 131,00		01/01/2015	30 anos	Não houveram interessados
UHE Cachoeira	Hidrelétrica	63	R\$ 110,00		01/01/2015	30 anos	Não houveram interessados

NÍVEL DOS RESERVATÓRIOS

A evolução do nível dos reservatórios, durante o mês de Dezembro, é retratada no gráfico abaixo. Percebe-se um aumento do nível dos reservatórios em todos os Subsistemas, com especial aumento na região Sul. O risco de se atingir a Curva de aversão ao risco – CAR em Dezembro para o subsistema do Nordeste não verificou-se, pois no final de Dezembro a Energia Armazenada foi de 44,1 % EARM_{máx}, contra os 41 % EARM_{máx} que sinalizava a CAR.

Fonte: ONS


CAR – 2011 (% EARM_{máx})

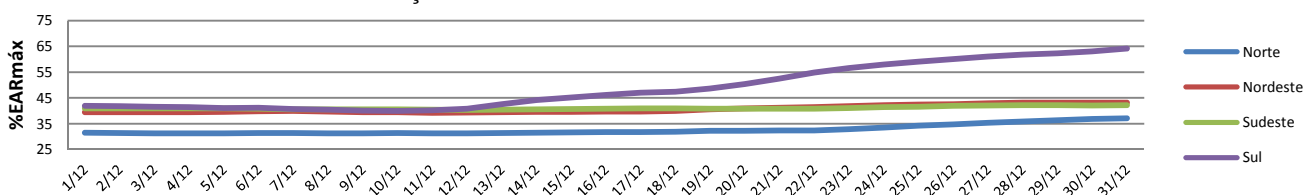
mês	NE	S	SE
Jan	10	22	12
Fev	18	24	24
Mar	33	25	30
Abr	42	22	34
Mai	42	16	36
Jun	39	17	34
Jul	34	20	30
Ago	31	13	26
Set	23	18	21
Out	14	27	18
Nov	11	33	16
Dez	20	33	20

A Aneel homologou os valores para a CAR para os anos de 2011 e 2012 para as regiões Nordeste, Sul e Sudeste, apresentados nas tabelas ao lado. O ONS propôs uma curva de operação para o Norte, mas a mesma foi rejeitada pela Aneel. O tema foi abordado em audiência e consulta públicas. Muitos agentes apresentaram em suas contribuições que a CAR não traz mais segurança para o sistema e o diretor da Aneel, Nelson Hubner, disse concordar com esta visão.

Fonte: Canal Energia

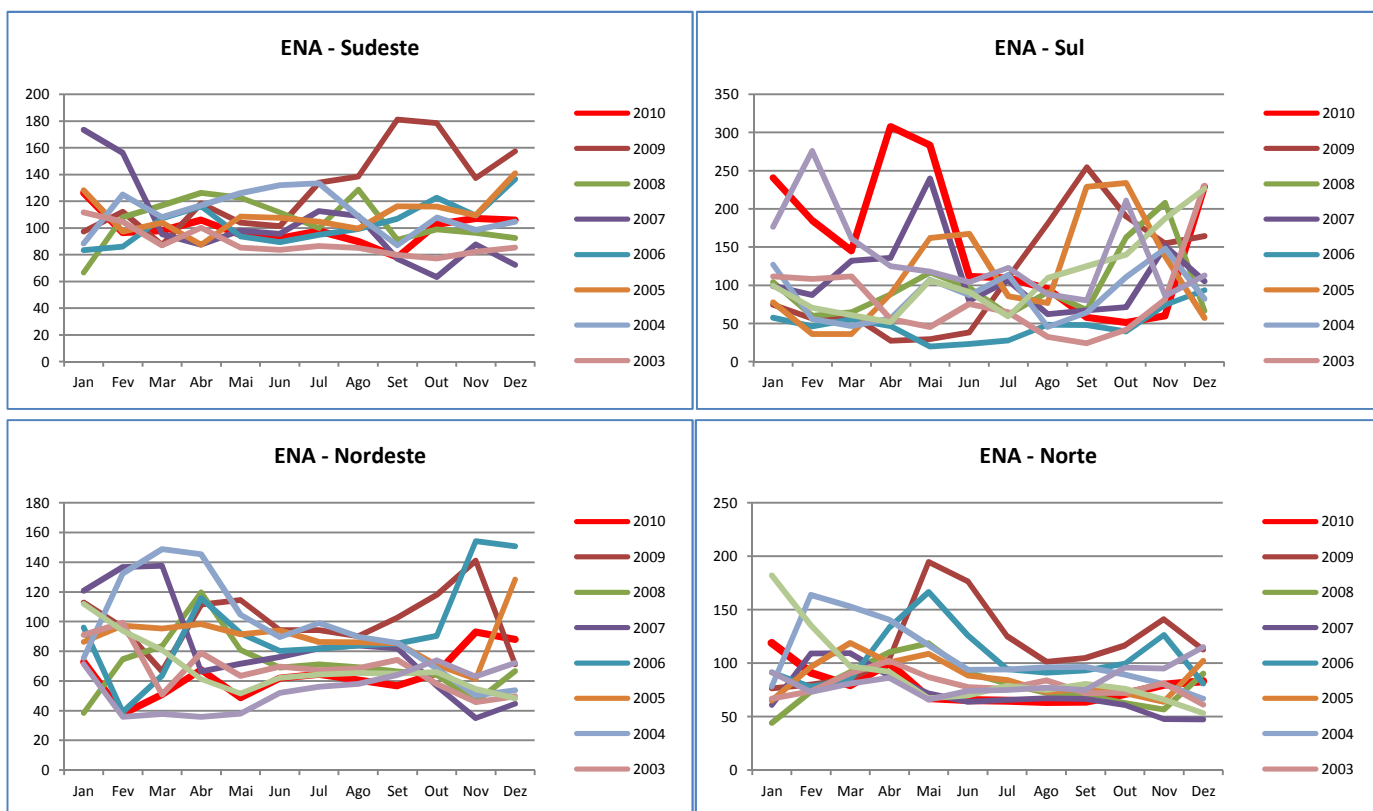
CAR – 2012 (% EARM_{máx})

mês	NE	S	SE
Jan	32	29	28
Fev	34	30	33
Mar	37	32	37
Abr	37	29	38
Mai	34	23	37
Jun	31	24	34
Jul	28	27	29
Ago	24	18	23
Set	18	13	19
Out	13	13	14
Nov	10	13	10
Dez	10	13	10

Evolução da EAR durante o mês de Dezembro


PREVISÃO DE VAZÕES

Durante o Mês de Dezembro, a Energia Armazenada – ENA nos Submercados do Sul e do Norte apresentou valores maiores do que o previsto no PMO de Dezembro. O desempenho dos reservatórios do Sul foi excelente, representando o 4º melhor Dezembro do histórico. No Norte, o valor apresentado situa-se no 47º Dezembro do histórico. Já nos submercados do Sudeste e do Nordeste a ENA prevista foi inferior ao realizado. Os valores realizados em Dezembro são apresentados na tabela abaixo e representaram o 30º e o 50º Dezembro do histórico respectivamente.



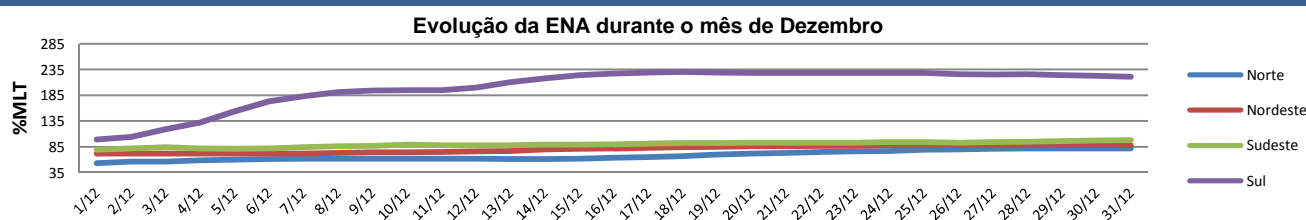
Fonte: ONS

A previsão de ENA para Janeiro de 2011 e como esta previsão é posicionada no ranking é apresentada na tabela ao lado. O gráfico abaixo demonstra a evolução da ENA durante o mês de Dezembro.

*Ranking histórico decrescente de um total de 80 anos

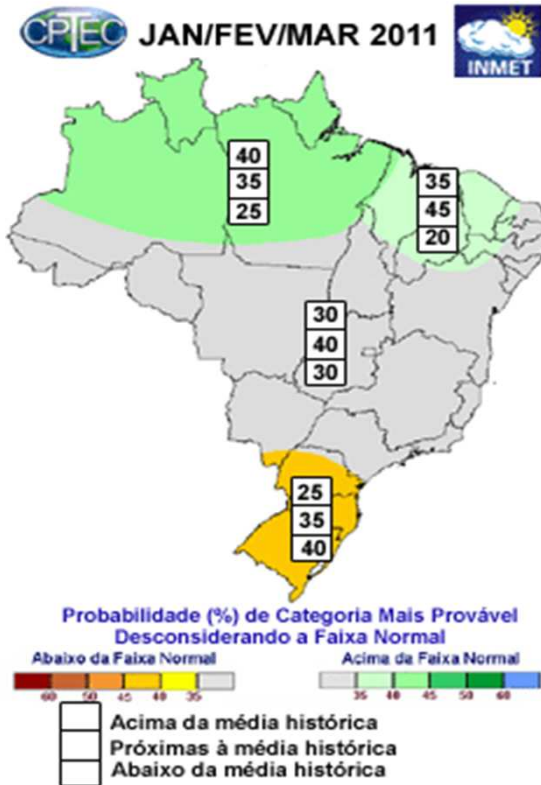
MLT = vazão média de longo termo

Submercado:	DEZEMBRO		JANEIRO	
	previsto (%MLT)	realizado (%MLT)	previsto (%MLT)	Posição no ranking
Sudeste	116	106	122	16º
Sul	86	229	142	19º
Nordeste	101	88	73	65º
Norte	79	83	83	52º



CLIMATOLOGIA DE PRECIPITAÇÃO

➤ Em Dezembro ocorreram chuvas acima da média no Subsistema Sul e nos demais subsistemas as chuvas foram abaixo da média. Janeiro é normalmente o mês que mais chove e é previsto que as chuvas aconteçam dentro da média histórica para o SIN. O detalhamento por subsistema é apresentado abaixo:



Fonte: ONS e CPTEC

As previsões de precipitação e temperatura para os meses de Janeiro, Fevereiro e Março são:

Sul:

Precipitação: abaixo da média histórica.
Temperatura: próximo da média histórica.

Sudeste:

Precipitação: abaixo da média histórica no trecho incremental a UHE Itaipu, e próximo da média nas demais bacias.
Temperatura: acima da média histórica.

Centro- Oeste:

Precipitação: próxima da média
Temperatura: acima da média.

Nordeste:

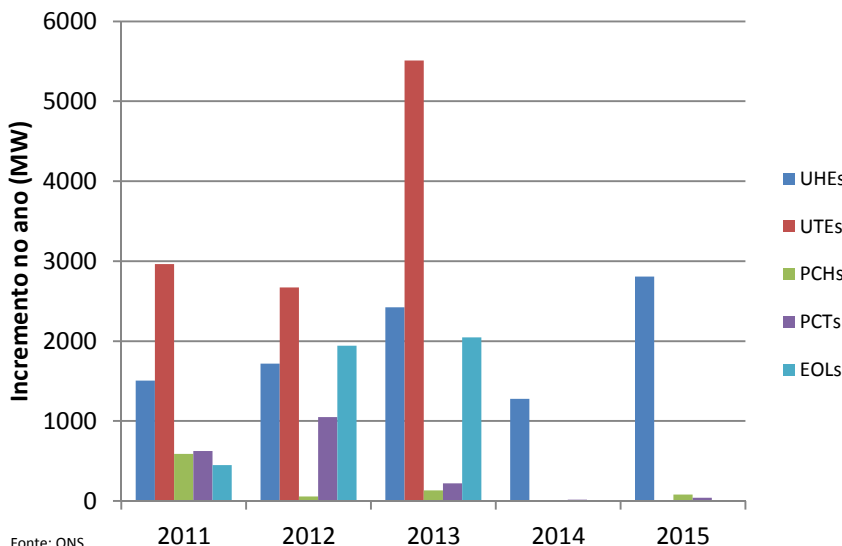
Precipitação: próxima da média.
Temperatura: próximo da média.

Norte:

Precipitação: próxima da média
Temperatura: próxima da média.

EXPANSÃO DA OFERTA

Nos próximos 5 anos é previsto um acréscimo de 28130,2 MW na capacidade instalada do SIN. A expansão da oferta é formada por um conjunto de 6 ofertas novas: 10 leilões de energia nova (LEN), 2 leilões de fontes alternativas (LFA), 3 leilões de energia de reserva (LER), PROINFA e PCHs / PCTs Aneel (Usinas Verdes). A entrada desta oferta por ano é mostrada no gráfico abaixo:



As principais alterações no cronograma de expansão do Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico – DMSE, em relação à potência que estas usinas disponibilizam ao sistema, informadas no PMO de Janeiro são:

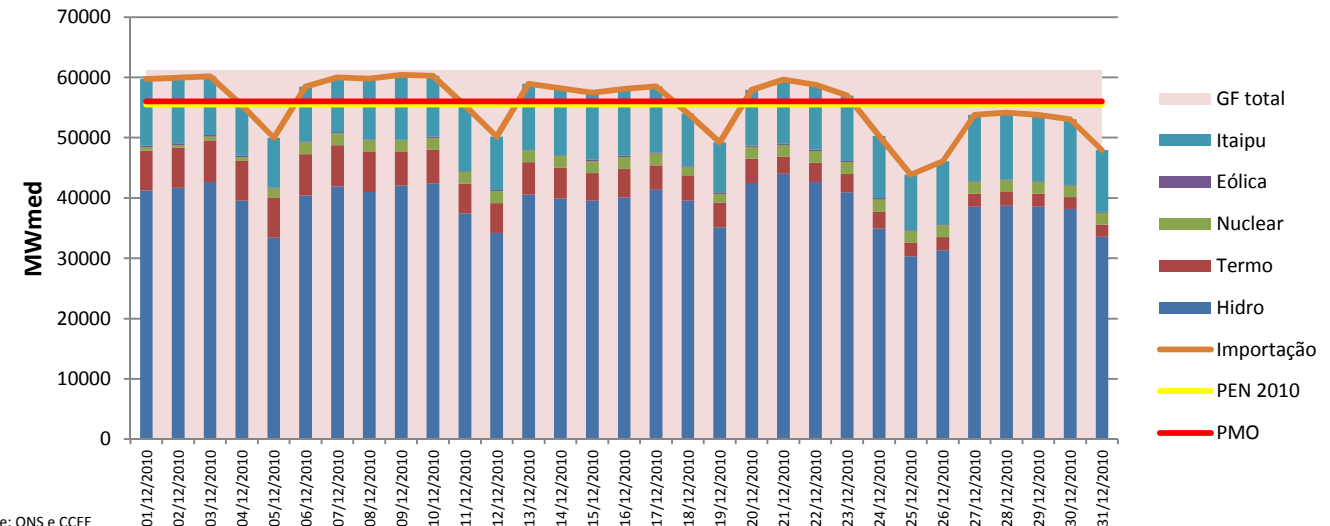
UHE Santo Antônio do Rio Madeira, que possuía previsão de entrada de suas máquinas para 2012, 2013 e 2014 apresentará atraso de 5 meses, na média, para cada máquina. E UTE do Atlântico que possuía previsão de entrada para Janeiro de 2011 e atrasará 1 mês.

Fonte: ONS

OFERTA E DEMANDA

Durante o verão, devido as altas temperaturas, observa-se um aumento da demanda de energia. Nos horários de pico, quando a demanda é ainda maior, é de fundamental importância que o sistema tenha potência disponível para suprir seus requisitos de demanda horária. Neste contexto, observa-se que o nível de armazenamento dos principais reservatórios do SIN encontra-se significativamente reduzido, fato que conduz a elevadas perdas de potência por deplecionamento dos reservatórios. Deste modo, a disponibilidade de potência das usinas hidráulicas do SIN não foi suficiente para suprir a demanda horária dos atuais patamares de carga média e pesada. Sendo necessário o despacho de usinas térmicas.

Durante o mês de Dezembro a carga (consumo + perdas) esteve um pouco acima da previsão de carga efetuada pela Projeção da demanda de energia elétrica – PEN 2010 (55.474 MW_{méd}) e da previsão de carga efetuada pelo Operador Nacional do Sistema, durante o Planejamento mensal da Operação – PMO (56.021 MW_{méd}), conforme ilustrado no gráfico abaixo. Este aumento de carga no mês de Dezembro também foi devido ao comportamento atípico da produção industrial, onde esperava-se uma queda de consumo que não ocorreu.

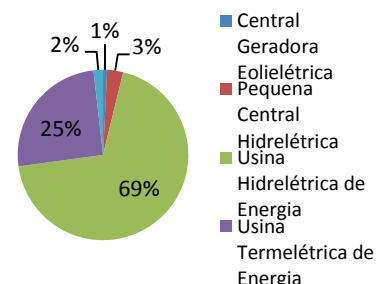


Fonte: ONS e CCEE

Os dados de Garantia Física do SIN são divulgados pela CCEE e referem-se ao mês de Novembro. Eles contemplam a garantia física modulada das usinas hidroelétricas (46.154,62 MW_{méd}), a garantia física de usinas termoeletrônicas (11.352,85 MW_{méd}) e um valor estimado para a garantia física das outras fontes de geração de energia (3.670,69 MW_{méd} - 6% da garantia física total do sistema- percentual proporcional ao peso que estas fontes possuem na capacidade de geração do Brasil).

A capacidade de geração do Brasil atualmente equivale à 111.522 MW de potência (considerando os sistemas isolados), enquanto a garantia física do sistema representa, em média, a metade deste valor.

Durante o ano de 2010 o crescimento econômico foi de 7%, valor este, maior do que o previsto (6,0%), e isso também ocorreu com a carga. A carga teve aumento de 8,2% do previsto no PEN.

Capacidade de geração Brasil


Fonte: Banco de Informações de geração – BIG / ANEEL