



Operador Nacional do Sistema Elétrico

# **CONSOLIDAÇÃO DA PREVISÃO DE CARGA - PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO ELÉTRICA DE MÉDIO PRAZO - PEL 2009-2010**

Operador Nacional do Sistema Elétrico  
Rua da Quitanda, 196 - Centro  
20091-005 Rio de Janeiro RJ  
Tel (+21) 2203-9400 Fax (+21) 2203-9444

© 2006/ONS  
Todos os direitos reservados.  
Qualquer alteração é proibida sem autorização.

ONS RE-3-128-2008

# **CONSOLIDAÇÃO DA PREVISÃO DE CARGA - PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO ELÉTRICA DE MÉDIO PRAZO - PEL 2009-2010**

## Sumário

1	Objetivo	4
2	Contexto	4
3	Dados	4
4	Processo	5
5	Resultados	5
5.1	NORTE	8
5.1.1	ANÁLISE DAS CURVAS DE CARGA DO NORTE	13
5.2	NORDESTE	17
5.2.1	ANÁLISE DAS CURVAS DE CARGA DO NORDESTE	24
5.3	SUDESTE - CENTRO-OESTE	30
5.3.1	ANÁLISE DAS CURVAS DE CARGA DO SUDESTE - CENTRO OESTE	40
5.4	SUL	48
5.4.1	ANÁLISE DAS CURVAS DE CARGA DO SUL	52
6	Carga para os casos de estudo	57
	Lista de figuras e tabelas	59

## 1 Objetivo

O objetivo deste relatório é apresentar os resultados da consolidação das previsões de carga para o Planejamento da Operação Elétrica de Médio Prazo – PEL 2009-2010.

## 2 Contexto

Os estudos de consolidação das previsões de carga foram executados em consonância com os Procedimentos de Rede - Submódulo 5.3 em vigor com base no Termo de Referência para a Consolidação da Previsão da Carga para o Planejamento da Operação Elétrica de Médio Prazo - período Janeiro/09 a Abril/10 - (ONS RE-3-031/2008) e Manual de Preenchimento dos Dados para a Consolidação da Previsão de Carga para o Planejamento da Operação de Médio Prazo - PEL 2009-2010 (ONS RE 3/033/2008), validados pelos Agentes. O prazo adotado para envio dos dados está de acordo com o Submódulo 6.2 dos Procedimentos Rede, versão autorizada para utilização em caráter provisório pela Resolução nº 1287, de 04/03/2008 da ANEEL.

## 3 Dados

As projeções de carga ativa e reativa por barramento da Rede de Simulação foram informadas, pelos Agentes e consolidadas pelo ONS, para o período de janeiro de 2009 a abril de 2010. Os valores verificados por barramento foram fornecidos pelos Agentes por ocasião do envio dos dados para os Estudos de Planejamento da Operação de Curto Prazo. Para o Subsistema Sudeste e Centro Oeste, devido à falta dos dados verificados para grande parte dos barramentos, foram adotados os valores informados para o SAGIC com retirada das perdas da Rede de Simulação do Agente. O Ano de 2008 foi completado com os dados previstos para os Estudos de Planejamento da Operação de Curto Prazo. As previsões contemplam as condições de carga abaixo indicadas.

**Tabela 3-1: Solicitação de previsões de carga**

Subsistema/Condição de Carga		N/NE/S/ SE-CO					S/SE-CO
		Pesada	Média	Leve	Mínima	Sábado	23ª hora
2009 a 2010	Janeiro/09 a Abril/10						
	Fevereiro						

## 4 Processo

Participaram do processo de consolidação das previsões de carga 46 Agentes de Distribuição e 67 Consumidores Livres e Potencialmente Livres com CUST, que traz basicamente a comparação das previsões, para o período do estudo, em relação aos valores previstos para o Estudo de Ampliações e Reforços do ciclo 2009-2011, Estudos de Curto Prazo, quadrimestrais e mensais, para o ano de 2008, PEL 2008-2009, bem como o confronto com os valores verificados em 2006 e 2007, conforme indicado a seguir:

- As análises foram feitas com base em:
  - ✓ Agrupamentos de barramentos
  - ✓ Agentes
  - ✓ Barramentos
  - ✓ Áreas geoeletricas
  - ✓ Subsistemas
- Avaliação dos indicadores: diferenças absolutas, crescimentos, sazonalidade, fator de potência, fator de participação do barramento e de agrupamentos de barramentos no total da carga do Agente, relações entre diferentes condições de carga.
- Análise da composição das curvas de carga típicas para dias úteis e sábados e curva de carga anual, por Agente e área geoeletrica, mês a mês, para todo o ciclo, de forma a ratificar a escolha dos “momentos” de carga de interesse para estabelecimento de casos para as simulações elétricas.
- Confronto das previsões dos Consumidores Livres e Potencialmente Livres com o MUST constantes dos contratos (CUST), das solicitações e parecer de acesso.

## 5 Resultados

Os dados formatados para utilização no ANAREDE foram disponibilizados no dia 30 de abril de 2008, cumprindo-se assim o cronograma definido no termo de referência. Posteriormente foram efetuadas cinco revisões para o Subsistema Norte-Nordeste, quatro para o Sudeste - Centro Oeste e duas para o Sul.

A síntese dos resultados é mostrada a seguir através de comparação do somatório das cargas dos barramentos da Rede de Simulação que compõem o Sistema Interligado Nacional (SIN), subsistemas e áreas. Cabe ressaltar que o referido somatório, não considera cargas de Agentes de Geração (Consumo Próprio) e as perdas da Rede de Simulação. O detalhamento por Agente e barramentos foi disponibilizado aos Agentes ao longo da consolidação, sendo

mantida na documentação para consulta caso haja interesse. À GPO1, além dos casos de referência e dos casos específicos no formato ANAREDE, foram disponibilizados arquivos com as transferências de carga em caráter definitivo e temporário, “Carga Crítica” por barramento, agrupamento, áreas e total das empresas, fator de potência das cargas por barramento e condição de carga, demanda máxima não coincidente e curvas de carga global. A síntese constante deste relatório destaca, através de visualização gráfica:

- A comparação da previsão de carga por barramentos para períodos de interesse, entre o Curto Prazo 2008 e o PEL 2008-2009 e entre o PEL 2009-2010 e o PAR 2009-2011, mostrando os **desvios percentuais** das previsões nas **setas verticais**;
- O **crescimento anual percentual** para o atual estudo, mostrado nas **setas horizontais brancas**, e para o PEL 2008-2009 nas **setas horizontais escuras**.
- Curvas de carga global típica diária para um dia útil de inverno e de verão, de forma a possibilitar uma visualização da sazonalidade e da diversidade inerentes (a carga global inclui as perdas da Rede de Simulação do Agente);
- Gráficos mostrando participações de cada subsistema no SIN, e de cada área no subsistema, para a condição da carga pesada.
- Tabelas com a comparação, para o ano de 2009, entre as cargas pesada (dias úteis e sábado) e média de dias úteis, com realce em relação à maior carga, denominada **carga crítica**. A composição dos subsistemas, áreas, estados e agrupamentos considera a coincidência mensal.

Cabe ressaltar que as cargas informadas para o Sistema Interligado Nacional (SIN) e o Subsistema Sudeste - Centro Oeste não incluem as cargas da Área Acre-Rondônia. Os resultados das análises destas cargas serão apresentados neste relatório no item 5.3.

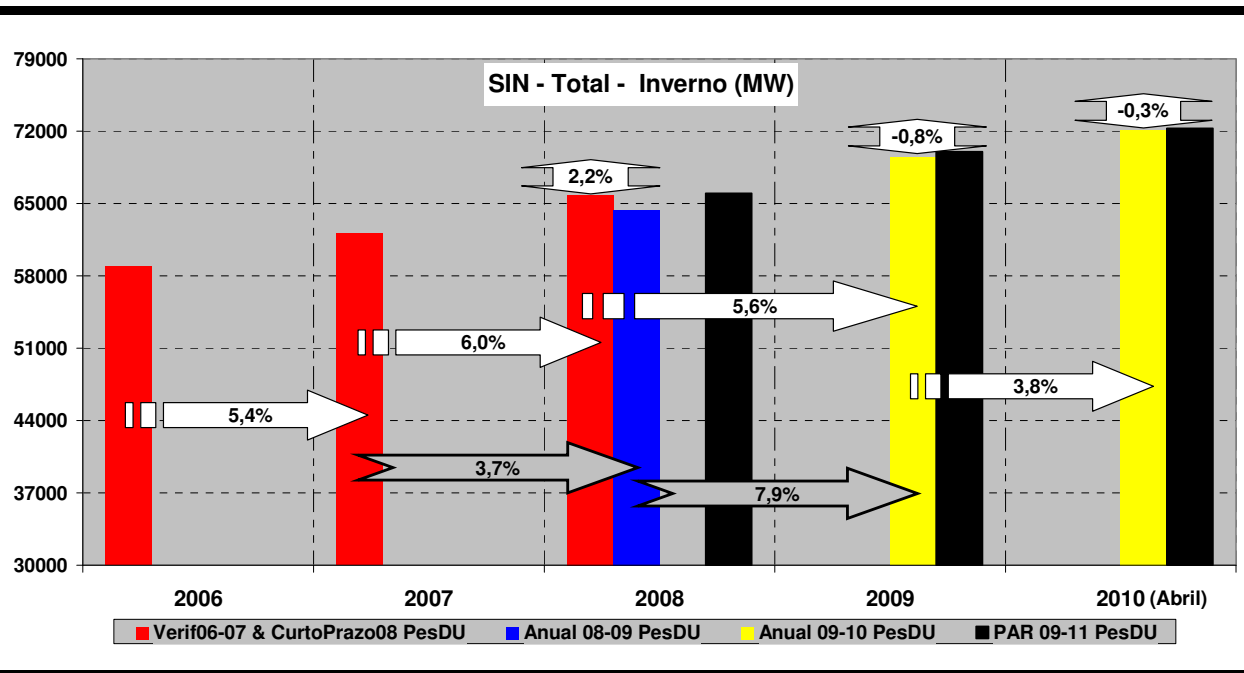
A carga pesada de “**inverno**”, maior carga do Brasil no ano de 2009, 69.470 MW, é aqui representada pela carga coincidente do mês de **setembro**, sem, entretanto, considerar a coincidência horária. Alerta-se que o critério adotado para apresentação dos resultados da consolidação da carga de inverno não é o mesmo adotado para o PAR 2009-2011. Para o PAR, a carga de inverno, foi caracterizada pela composição de diferentes meses, ou seja, foi considerada a maior carga de cada empresa entre os meses de abril a setembro, para os Subsistemas Sul e Sudeste - Centro-Oeste.

A composição da carga consolidada para o **SIN** adotada neste estudo apresenta, para o ano de 2009, um crescimento de 5,6% em relação aos estudos de curto prazo para 2008 e um pequeno desvio, -0,8% em relação às previsões do PAR 2009-2011, observando-se pequenos ajustes para os subsistemas conforme

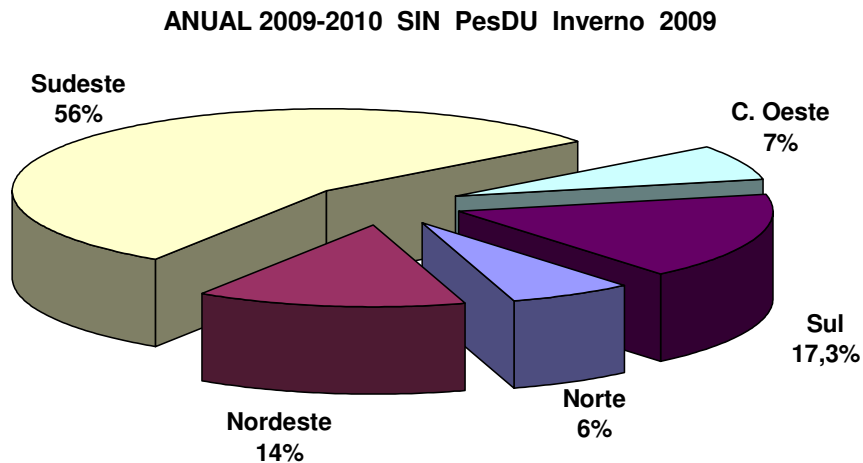
Tabela 5.2. A maior carga do período do estudo ocorre em abril de 2010, 72.099 MW.

A tabela “**carga crítica**”, apresentada para cada subsistema, permite visualizar os horários onde ocorre a maior carga das áreas geoeletricas, em muitos casos diferentes da carga pesada dos dias úteis

**Figura 5-1: Sistema Interligada Nacional – Comparação entre estudos – Pesada Dias Úteis - Inverno**



**Figura 5-2: Sistema Interligado Nacional – Composição por Subsistemas – Pesada Dias Úteis - Setembro**



**Tabela 5-1: Sistema Interligado Nacional – Carga Pesada Dia Útil (MW) – Inverno**

Subsistemas e SIN	Mês	Verif 06.07 & Curto Prazo 08			Anual 08-09	Anual 09-10		PAR 09-11		
		2006	2007	2008	2008	2009	2010	2008	2009	2010
Norte	Inverno	3.683	3.900	4.098	4.062	4.474	4.426	4.037	4.427	4.388
Nordeste	Inverno	8.133	8.852	9.127	8.926	9.658	9.869	9.062	9.763	9.909
SE-CO: Sudeste	Inverno	33.047	34.641	36.714	36.069	38.600	39.985	37.207	38.925	40.029
SE-CO: C. Oeste	Inverno	3.759	3.943	4.396	4.125	4.707	5.042	4.415	4.728	5.068
Sul	Inverno	10.292	10.758	11.483	11.194	12.031	12.777	11.287	12.173	12.915
SIN	Inverno	58.914	62.095	65.817	64.376	69.470	72.099	66.008	70.016	72.309

**Tabela 5-2: Sistema Interligado Nacional – Taxas de Crescimento e Diferenças entre estudos**

Subsistemas e SIN	Verif	Crescimento %					Desvio %		
		C.Prazo 08 / Verif07	Anual 09-10 / C.Praz08	Anual 10-09	Anual 08-09 / Verif07	Anual 09-10 / 08-09	C.Praz08 / Anual 08-09	Anual 09-10 / PAR 09-11	
		07/06	08/07	09/08	10/09	08/07	09/08	2008	2009
Norte	5,9%	5,1%	9,2%	-1,1%	4,1%	10,2%	0,9%	1,1%	0,9%
Nordeste	8,8%	3,1%	5,8%	2,2%	0,8%	8,2%	2,2%	-1,1%	-0,4%
SE-CO: Sudeste	4,8%	6,0%	5,1%	3,6%	4,1%	7,0%	1,8%	-0,8%	-0,1%
SE-CO: C. Oeste	4,9%	11,5%	7,1%	7,1%	4,6%	14,1%	6,6%	-0,4%	-0,5%
Sul	4,5%	6,7%	4,8%	6,2%	4,1%	7,5%	2,6%	-1,2%	-1,1%
SIN	5,4%	6,0%	5,6%	3,8%	3,7%	7,9%	2,2%	-0,8%	-0,3%

Refere-se à Tabela anterior.

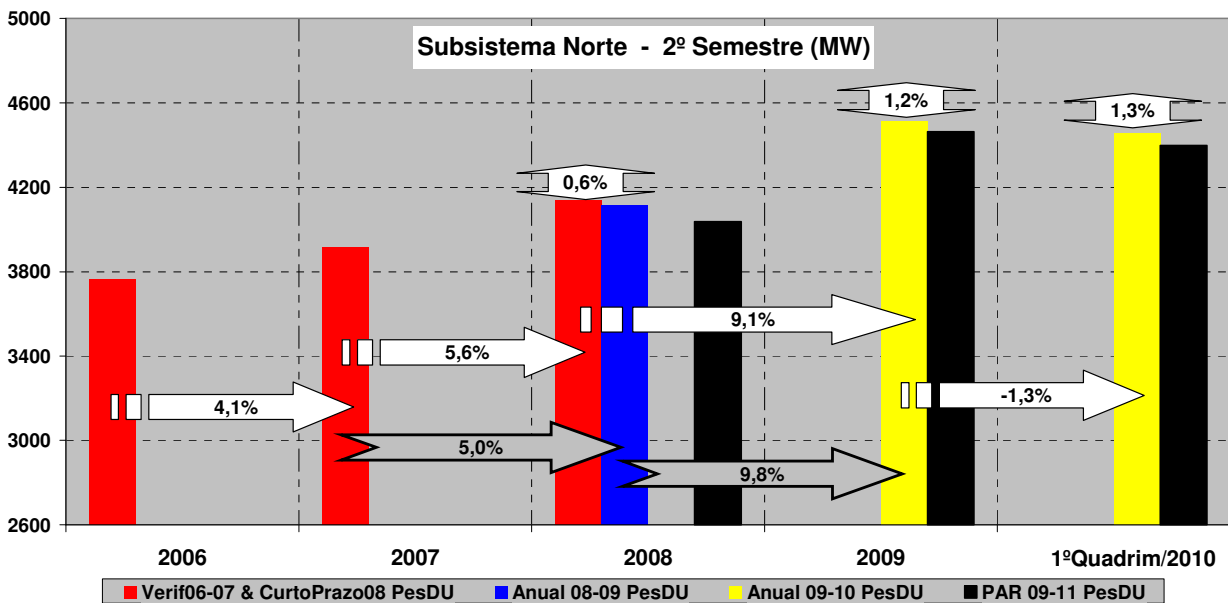
## 5.1 NORTE

O Subsistema Norte apresenta sua maior carga em 2009, no mês de **outubro**, 4.515 MW, na condição de carga pesada dos dias úteis. A ampliação do Consumidor CVRD Onça Puma, na Área Pará, a partir de janeiro de 2009, contribui para que este Subsistema apresente crescimento de 9,1% em relação ao Curto Prazo 2008. O desvio positivo de 1,2% em relação ao PAR 2009-2011 é explicado pela ampliação dos Consumidores Alunorte, em Vila do Conde 230 KV, e Globe Metais em Tucuruí 230 KV, em torno de 50 MW. A maior carga do 1º Quadrimestre de 2010, 4.454 MW, apresenta-se 1,3% inferior às previsões para 2009 e acompanha a sazonalidade histórica das Distribuidoras.

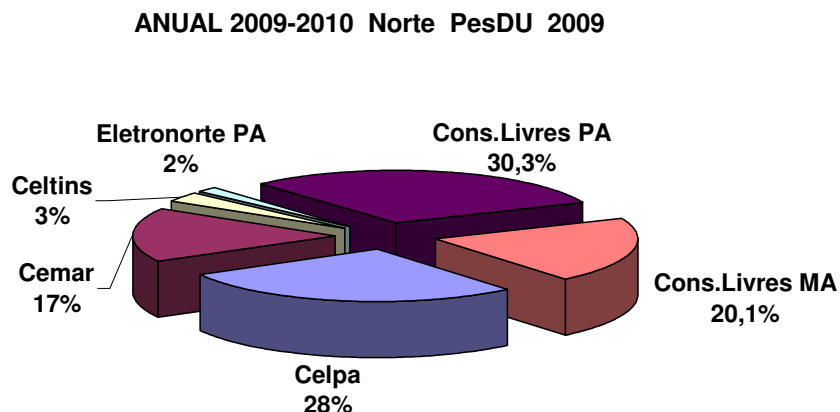
O segmento das Distribuidoras mostra pequenos desvios em relação ao PAR, e apresenta crescimento de 6,7% em relação ao Curto Prazo 2008, influenciado pelas cargas da CELPA que considera a ampliação e entrada em operação de novos consumidores

Os gráficos e tabelas a seguir ilustram os comentários, tomando como base a carga coincidente, com destaque para os gráficos das áreas onde se retrata a condição de maior carga para 2009 e 1º quadrimestre de 2010. A comparação com outros estudos e dados verificados é feita com a maior carga **coincidente** do 2º semestre. Em 2010 utilizou-se como referência a maior carga do 1º Quadrimestre.

**Figura 5-3: Subsistema Norte – Comparação entre estudos – Pesada Dias Úteis – 2º semestre**



**Figura 5-4: Subsistema Norte – Composição por Áreas - Pesada Dias Úteis – Dezembro**



**Tabela 5-3: Subsistema Norte – Carga por Áreas – Pesada Dia Útil (MW)**

Áreas e Subsistema	Mês	Verif 06.07 & Curto Prazo 08			Anual 08-09	Anual 09-10		PAR 09-11		
		2006	2007	2008	2008	2009	2010 <sup>1</sup>	2008	2009	2010 <sup>1</sup>
Pará	2º Semestre	2.114	2.204	2.380	2.324	2.710	2.663	2.287	2.654	2.605
Maranhão	2º Semestre	1.648	1.718	1.780	1.789	1.819	1.792	1.769	1.822	1.793
Distribuidoras	2º Semestre	1.756	1.859	2.025	2.021	2.161	2.100	2.004	2.164	2.102
Eletronorte&ConsLivres	2º Semestre	2.006	2.070	2.118	2.092	2.355	2.355	2.062	2.299	2.297
Subsistema Norte	2º Semestre	3.763	3.917	4.137	4.113	4.515	4.454	4.037	4.464	4.398

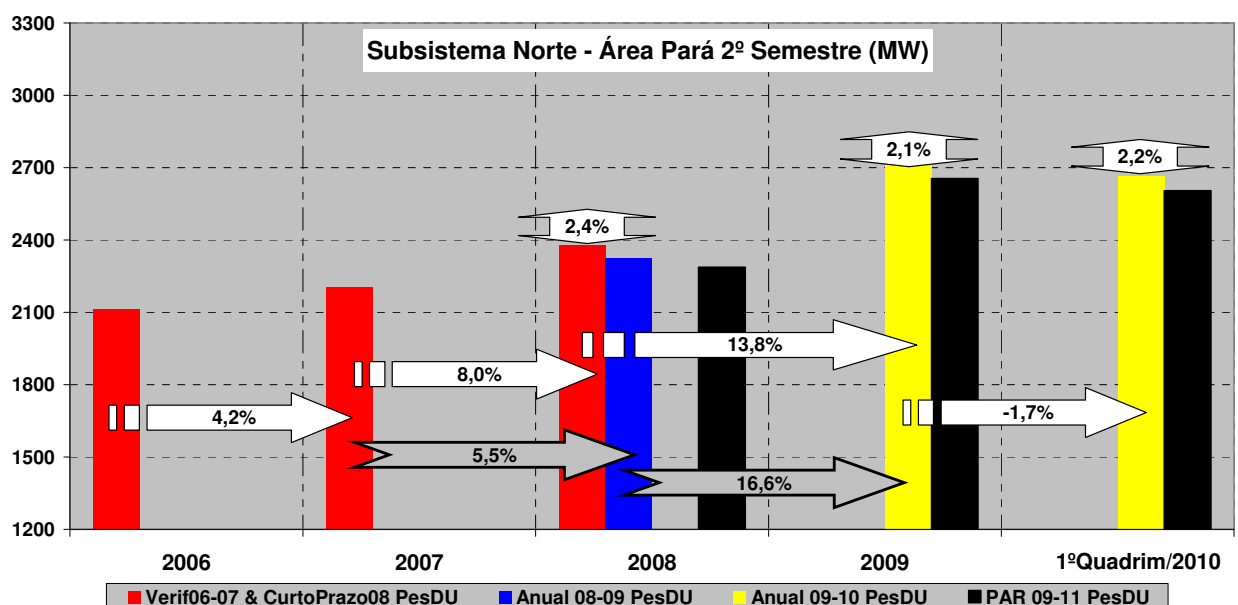
1- Maior carga do 1º Quadrimestre

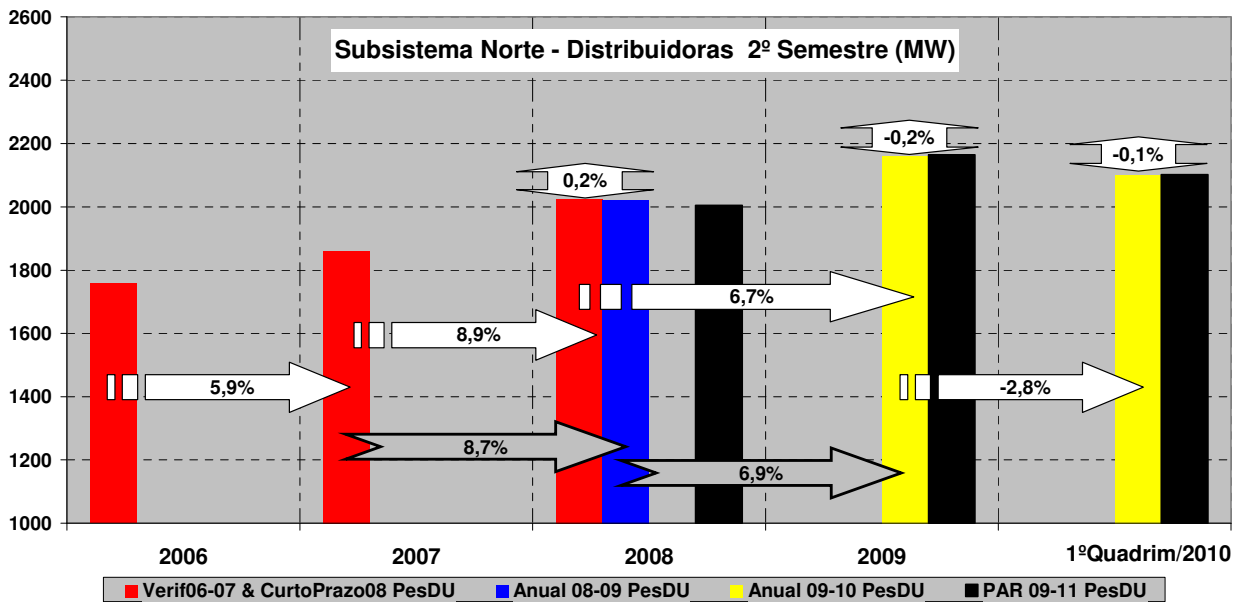
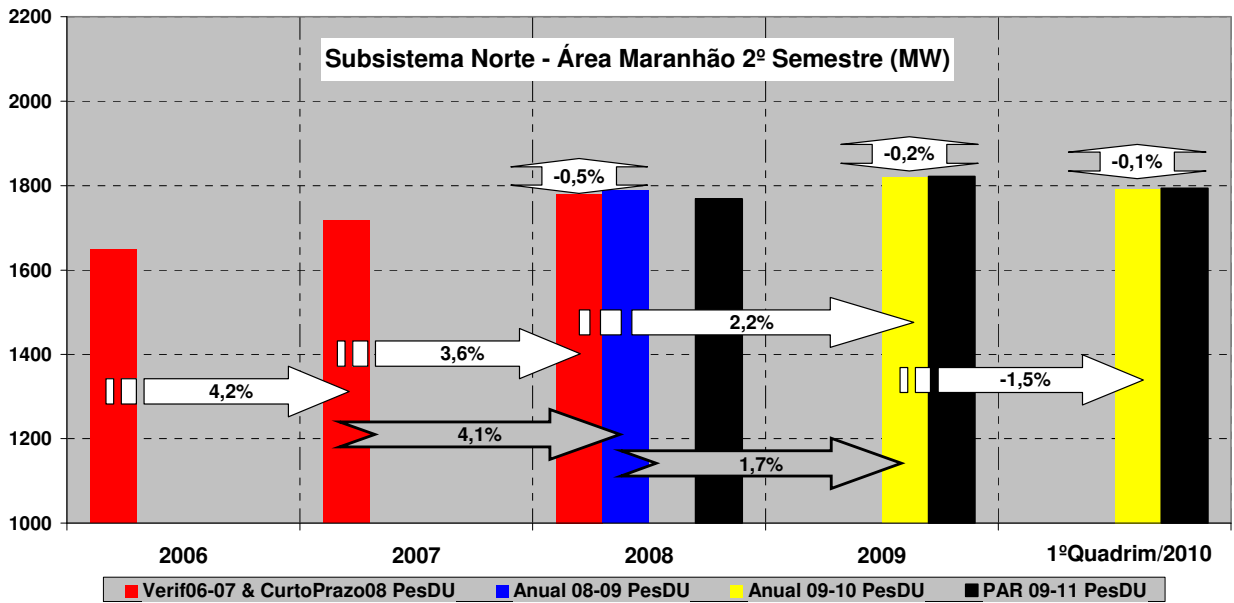
**Tabela 5-4: Subsistema Norte – Taxas de Crescimento e Diferenças entre estudos por Áreas**

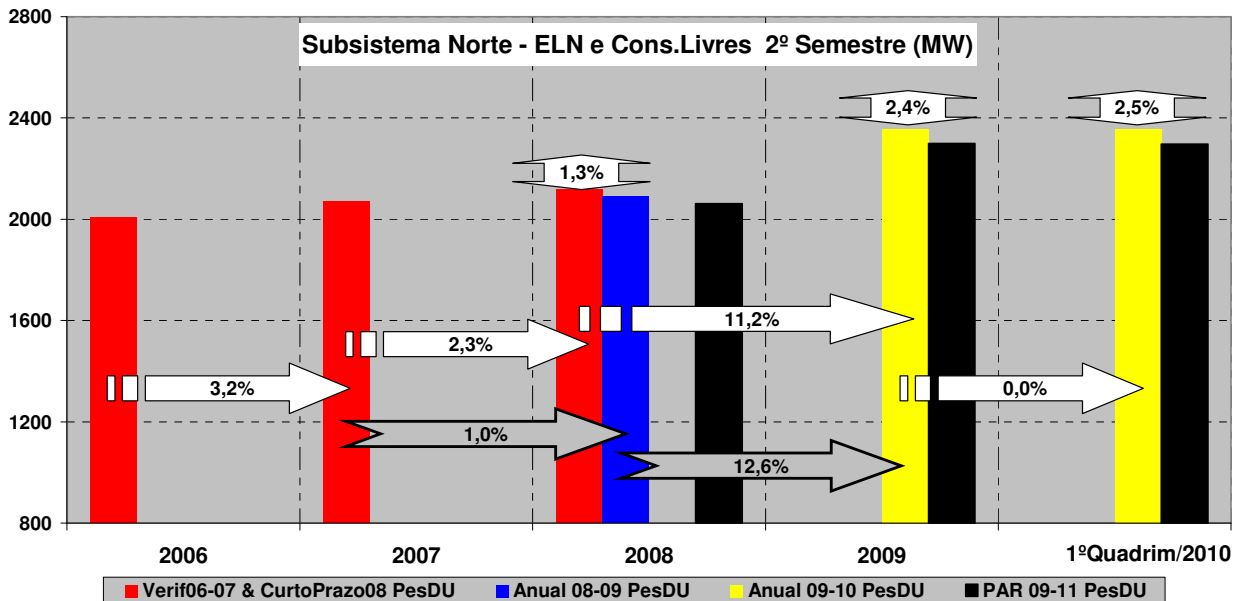
Áreas e Subsistema	Crescimento %						Desvio %		
	Verif	C.Prazo		Anual	Anual		C.Prazo8 / Anual		
		08 / Verif07	09-10 / C.Praz08		08-09 / Verif07	09-10 / 08-09	08-09	2009 / PAR 09-11	2010 <sup>1</sup>
	07/06	08/07	09/08	10/09	08/07	09/08	2008	2009	2010 <sup>1</sup>
Pará	4,2%	8,0%	13,8%	-1,7%	5,5%	16,6%	2,4%	2,1%	2,2%
Maranhão	4,2%	3,6%	2,2%	-1,5%	4,1%	1,7%	-0,5%	-0,2%	-0,1%
Distribuidoras	5,9%	8,9%	6,7%	-2,8%	8,7%	6,9%	0,2%	-0,2%	-0,1%
Eletronorte&ConsLivres	3,2%	2,3%	11,2%	0,0%	1,0%	12,6%	1,3%	2,4%	2,5%
Subsistema Norte	4,1%	5,6%	9,1%	-1,3%	5,0%	9,8%	0,6%	1,2%	1,3%

Refere-se à Tabela anterior.

**Figura 5-5: Subsistema Norte– Comparação entre estudos – Áreas**







**Tabela 5-5: Subsistema Norte – Carga Crítica<sup>1</sup>**

CARGA CRÍTICA ANO 2009			
BARRAS	Mês (MW Crítico) / Mês (Dif % MW Crítico)		
	Pes DU	Med DU	Pes Sáb
ÁREA PARÁ	DEZ (-1,1%)	NOV (2.739MW)	DEZ (-0,9%)
ÁREA MARANHÃO	OUT (1.819MW)	OUT (-6,8%)	OUT (-1,6%)
PARÁ	DEZ (-1,1%)	NOV (2.739MW)	DEZ (-0,9%)
MARANHÃO	OUT (1.669MW)	OUT (-7,2%)	OUT (-0,9%)
TOCANTINS	AGO (158MW)	AGO (-3,4%)	AGO (-12,2%)
DISTRIBUIDORAS	OUT (2.161MW)	OUT (-4,4%)	OUT (-1,5%)
ELN&CONS.LIVRES	FEV (2.355MW)	FEV (2.355MW)	FEV (2.355MW)
SUBSISTEMA NORTE	OUT (4.515MW)	OUT (-2,1%)	OUT (-0,7%)

CARGA CRÍTICA ANO 2010			
BARRAS	Mês (MW Crítico) / Mês (Dif % MW Crítico)		
	Pes DU	Med DU	Pes Sáb
ÁREA PARÁ	JAN (-1,6%)	JAN (-0,6%)	FEV (2.707MW)
ÁREA MARANHÃO	JAN (1.792MW)	JAN (-7,0%)	JAN (-2,1%)
PARÁ	JAN (-1,6%)	JAN (-0,6%)	FEV (2.707MW)
MARANHÃO	JAN (1.653MW)	JAN (-7,0%)	JAN (-1,8%)
TOCANTINS	MAR (148MW)	MAR (-8,4%)	FEV (-9,9%)
DISTRIBUIDORAS	JAN (2.100MW)	JAN (-4,7%)	MAR (-0,4%)
ELN&CONS.LIVRES	FEV (2.355MW)	FEV (2.355MW)	FEV (2.355MW)
SUBSISTEMA NORTE	JAN (4.454MW)	JAN (-2,2%)	MAR (-0,2%)

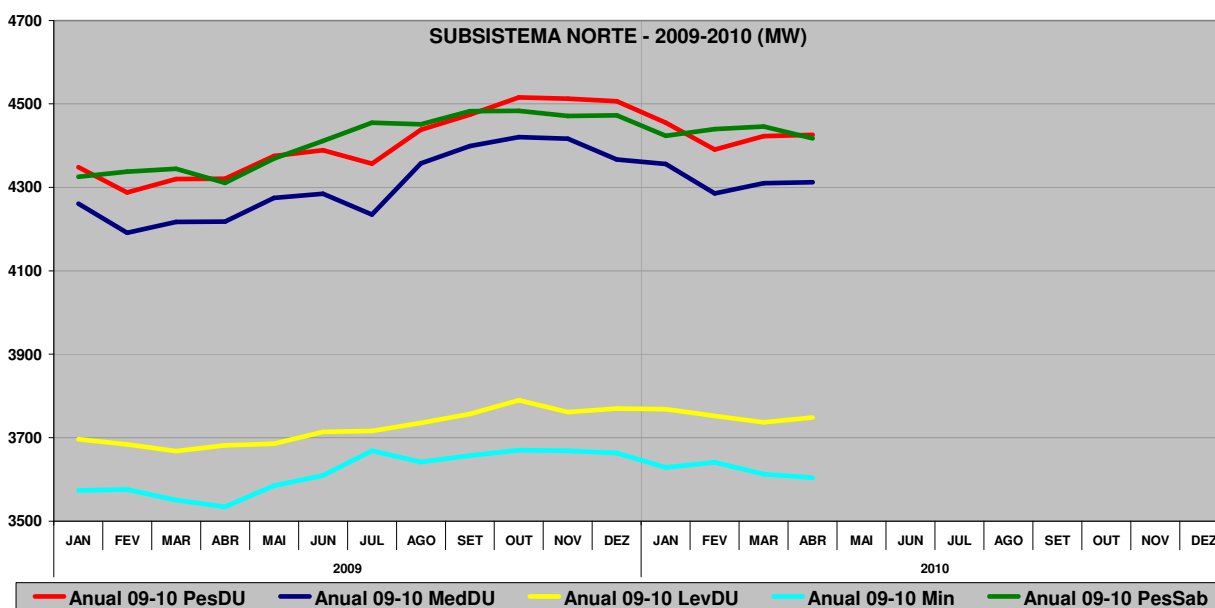
1 – Carga coincidente mensal. Área Maranhão: inclui Celtins que traz a maior carga para setembro; diferença para dezembro de 10 MW.

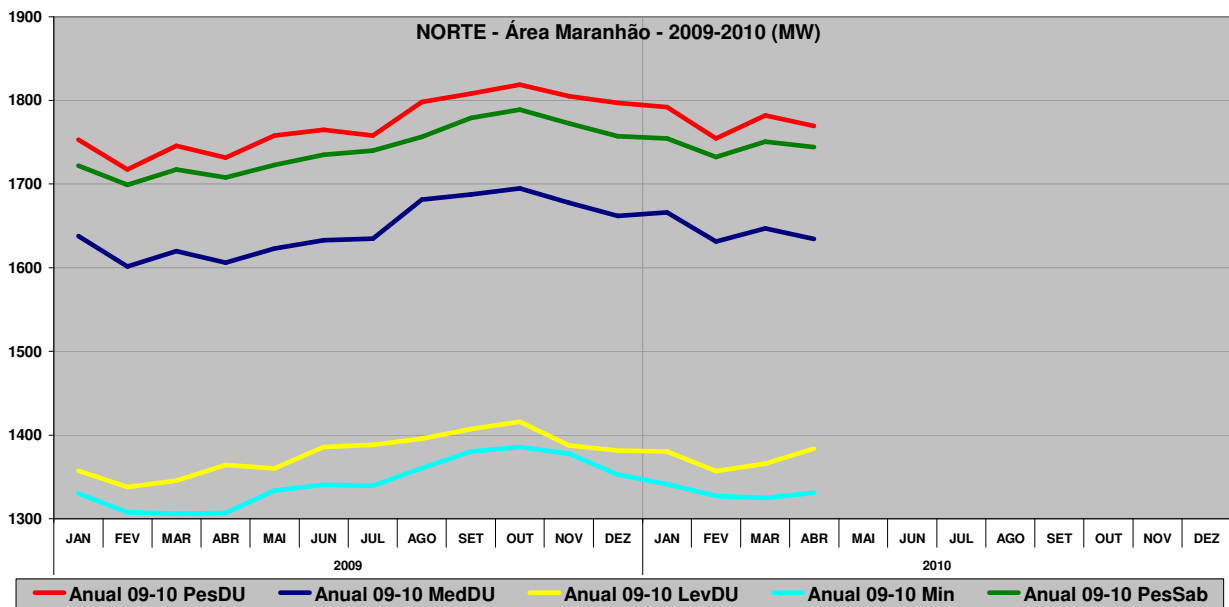
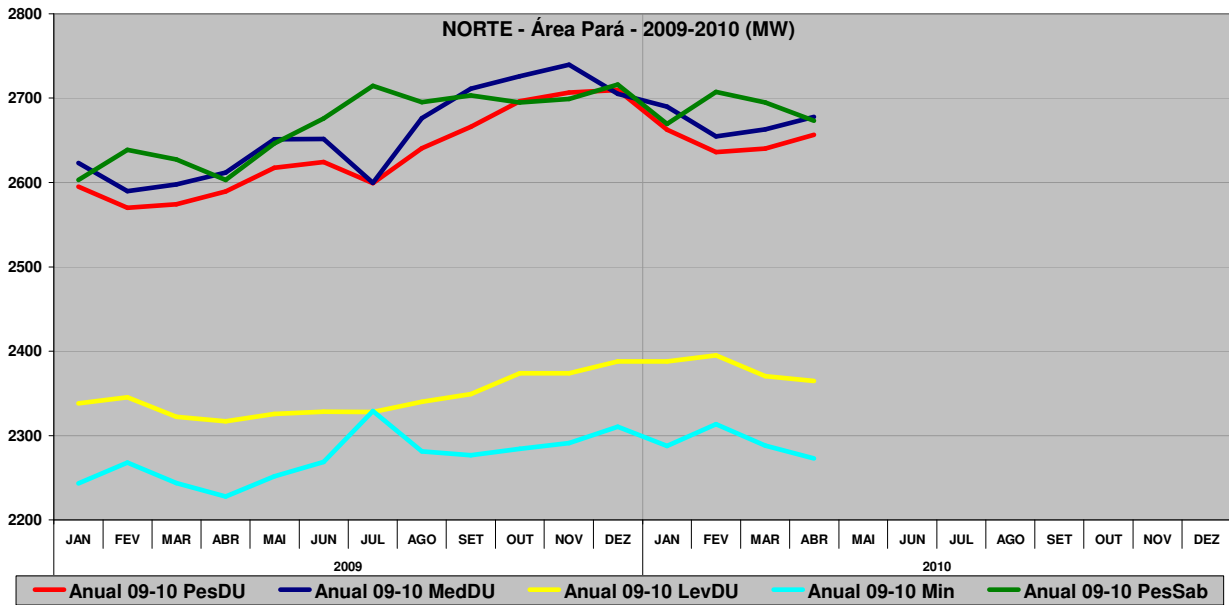
## 5.1.1 ANÁLISE DAS CURVAS DE CARGA DO NORTE

Este Subsistema diferencia-se por apresentar a carga leve, apenas 20% inferior à carga pesada, e a carga pesada (dias úteis e sábado) da mesma ordem de grandeza da carga média. Tal comportamento é explicado pela elevada parcela de carga horosazonal, com destaque para os consumidores conectados à Rede Básica, que correspondem a 52% e 62% do total para a carga pesada dos dias úteis e carga leve, respectivamente. A variação sazonal (curva de carga anual) é da ordem de 5% para o Subsistema e de 12% para o conjunto das Distribuidoras CELPA, CEMAR e CELTINS. As curvas de carga diárias apresentam a influência do período de chuvas e sol, com pequenas alterações no perfil.

O Pará apresenta sua maior carga na condição de carga média no ano de 2009 e carga pesada do sábado no 1º quadrimestre de 2010.

**Figura 5-6: Subsistema Norte – Curvas de carga anual**





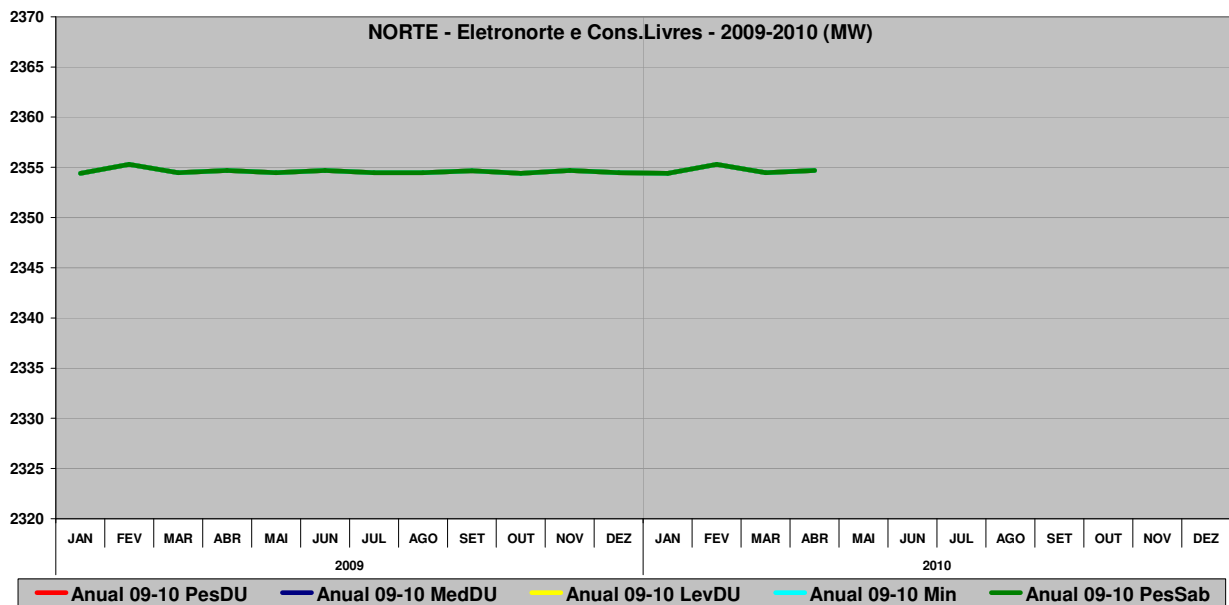
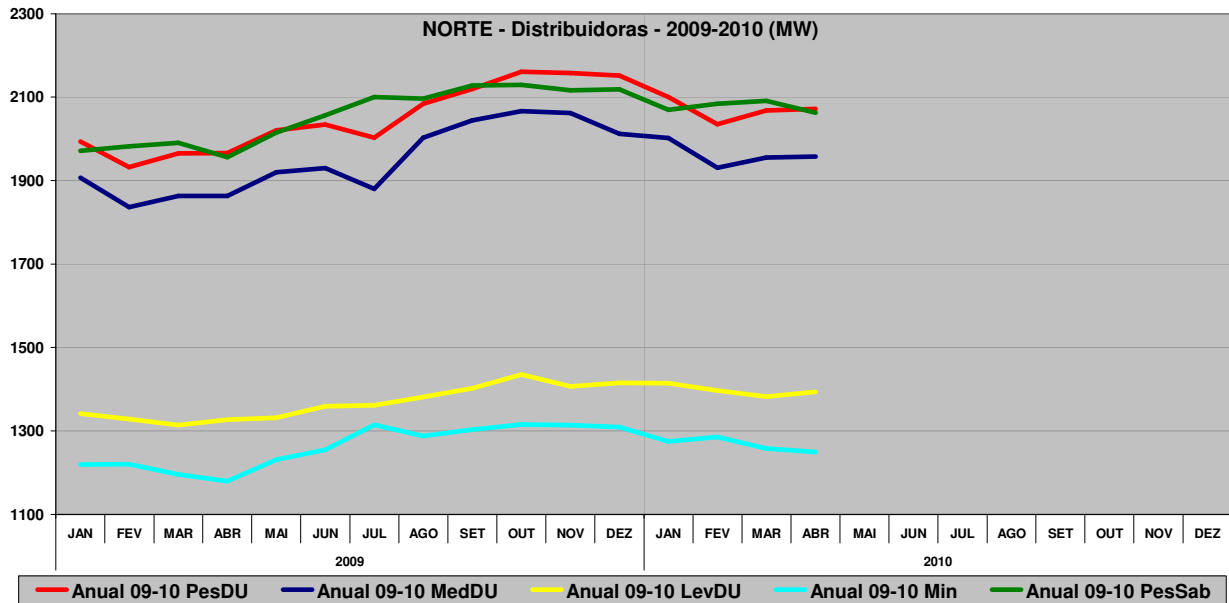
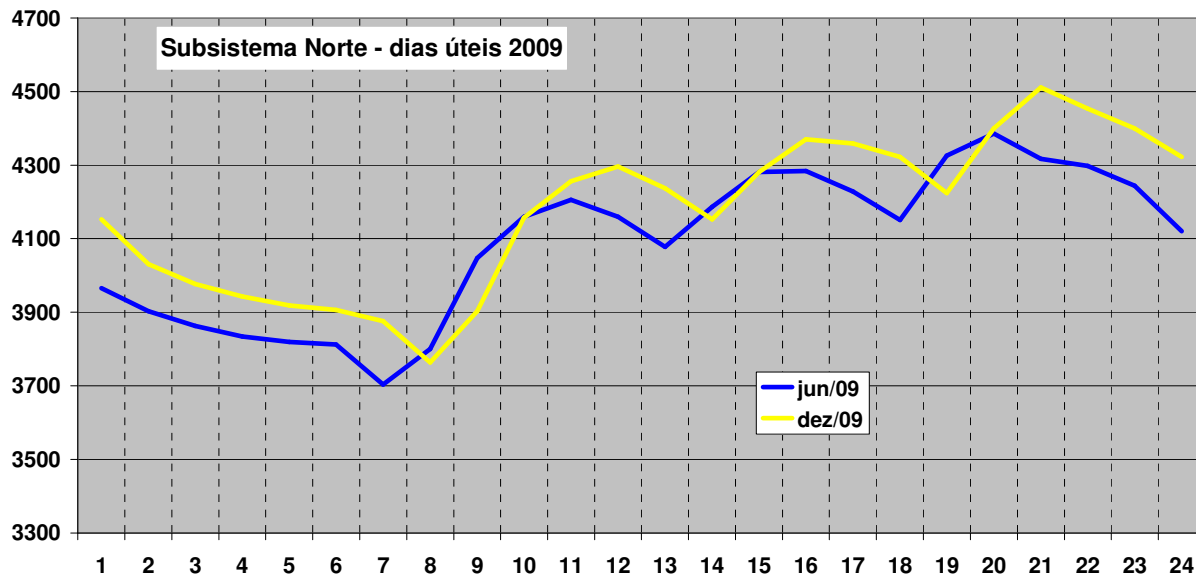


Figura 5-7: Subsistema Norte – Curvas de carga típicas para dia útil



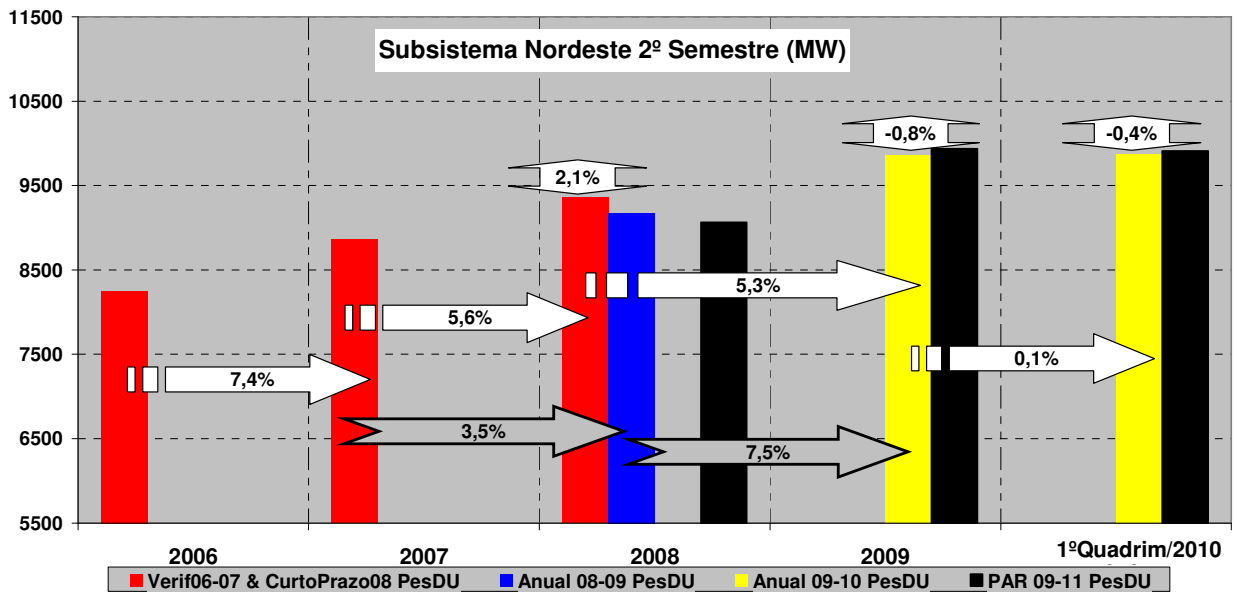
## 5.2 NORDESTE

O Subsistema Nordeste apresenta sua maior carga para o período de estudo em **dezembro de 2009**, 10.119 MW, na condição de carga pesada dos sábados, que é aproximadamente 2,6% superior à carga pesada dos dias úteis, 9.857 MW em dezembro. Até abril de 2010 a carga mantém o mesmo patamar de 2009. A referência neste relatório, para a comparação entre estudos é a carga pesada dos dias úteis, sendo a carga pesada dos sábados, adotada para as análises específicas das Áreas Sul e Sudoeste. O Ano de 2009 apresenta crescimento de 5,3% em relação ao Curto Prazo 2008 e um pequeno desvio negativo de 0,7% na comparação com o PAR 2009-2011. As previsões para o Curto Prazo 2008 apresentam desvio positivo de 2,1%, em relação ao PAR 2008-2010, devido, principalmente, à ampliação das cargas dos Consumidores Livres, Dow Química Gerdau-Usiba e RDM, e aos novos montantes de carga contratados pela Coelba para as subestações da Área Sudoeste, não considerados nos estudos anteriores.

A entrada em operação do Consumidor Livre Usina Siderúrgica Cearense (USC) não está prevista para o horizonte deste estudo, o que acarreta os desvios negativos de 11% para o ano de 2009 entre as cargas do PEL 2009-2010 e do PAR 2009-2011, previstas para a Área Norte. O efeito da postergação da USC no Subsistema Nordeste é minimizado, com o aumento das cargas dos Consumidores Livres, citados acima.

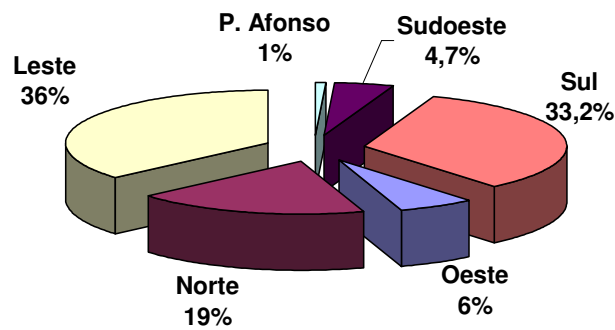
Os gráficos e tabelas a seguir ilustram os comentários, tomando como base a carga coincidente, com destaque para os gráficos das áreas onde se retrata a condição de maior carga para 2009. A comparação com outros estudos e dados verificados é feita com a maior carga **coincidente** do 2º semestre. Em 2010 utilizou-se como referência a maior carga do 1º Quadrimestre.

**Figura 5-8: Subsistema Nordeste – Comparação entre estudos – Pesada Dias Úteis 2º semestre**



**Figura 5-9: Subsistema Nordeste – Composição por Áreas – Pesada Dias Úteis – Dezembro**

ANUAL 2009-2010 Nordeste PesDU 2009



**Tabela 5-6: Subsistema Nordeste – Previsão de Carga por Áreas – Pesada Dia Útil (MW)**

Áreas e Subsistema	Mês	Verif 06.07 & Curto Prazo 08			Anual 08-09	Anual 09-10		PAR 09-11		
		2006	2007	2008	2008	2009	2010 <sup>1</sup>	2008	2009	2010 <sup>1</sup>
Oeste	2º Semestre	514	557	582	594	620	585	567	620	585
Norte	2º Semestre	1.557	1.659	1.747	1.737	1.854	1.768	1.673	2.087	2.002
Leste	2º Semestre	3.041	3.156	3.386	3.447	3.576	3.630	3.226	3.570	3.620
Sul <sup>2</sup>	2º Semestre	2.919	3.153	3.455	3.398	3.564	3.612	3.354	3.502	3.532
Sudoeste <sup>2</sup>	2º Semestre	438	472	530	469	587	530	521	574	509
P. Afonso	2º Semestre	90	95	102	98	102	106	95	102	105
Distribuidoras	2º Semestre	7.493	7.823	8.363	8.427	8.862	8.886	8.187	8.824	8.807
Chesf&ConsLivres <sup>2</sup>	2º Semestre	1.026	1.305	1.325	1.282	1.323	1.323	1.272	1.516	1.516
<b>Subsistema Nordeste</b>	<b>2º Semestre</b>	<b>8.248</b>	<b>8.861</b>	<b>9.361</b>	<b>9.173</b>	<b>9.857</b>	<b>9.869</b>	<b>9.062</b>	<b>9.938</b>	<b>9.909</b>

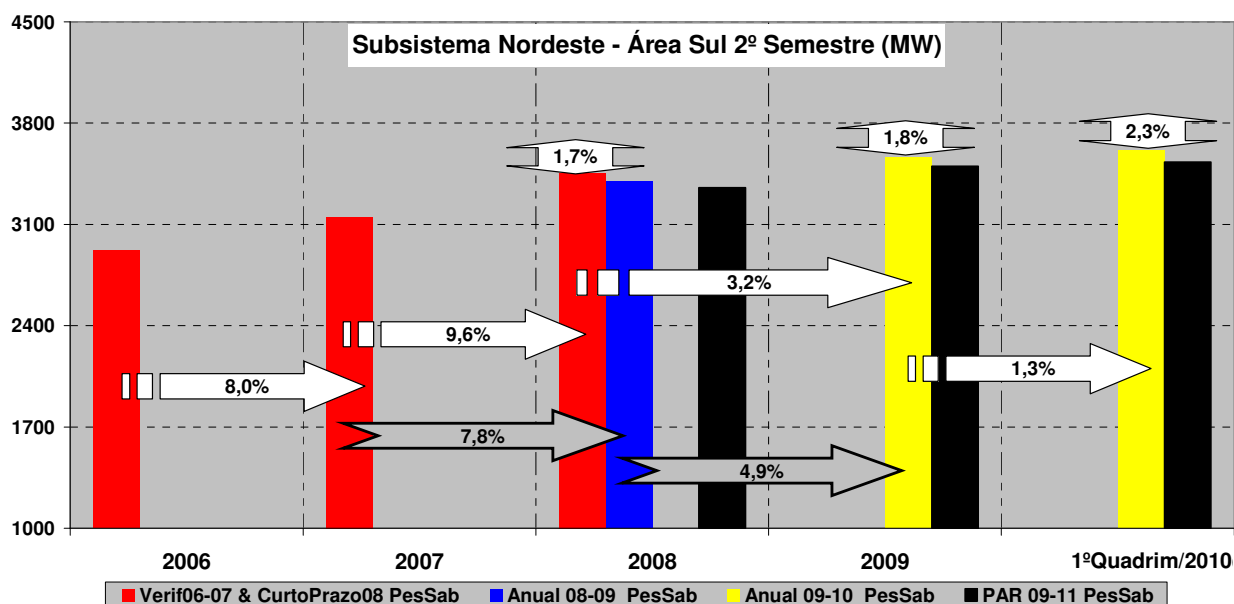
1- Maior carga do 1º Quadrimestre 2 - Carga pesada do sábado

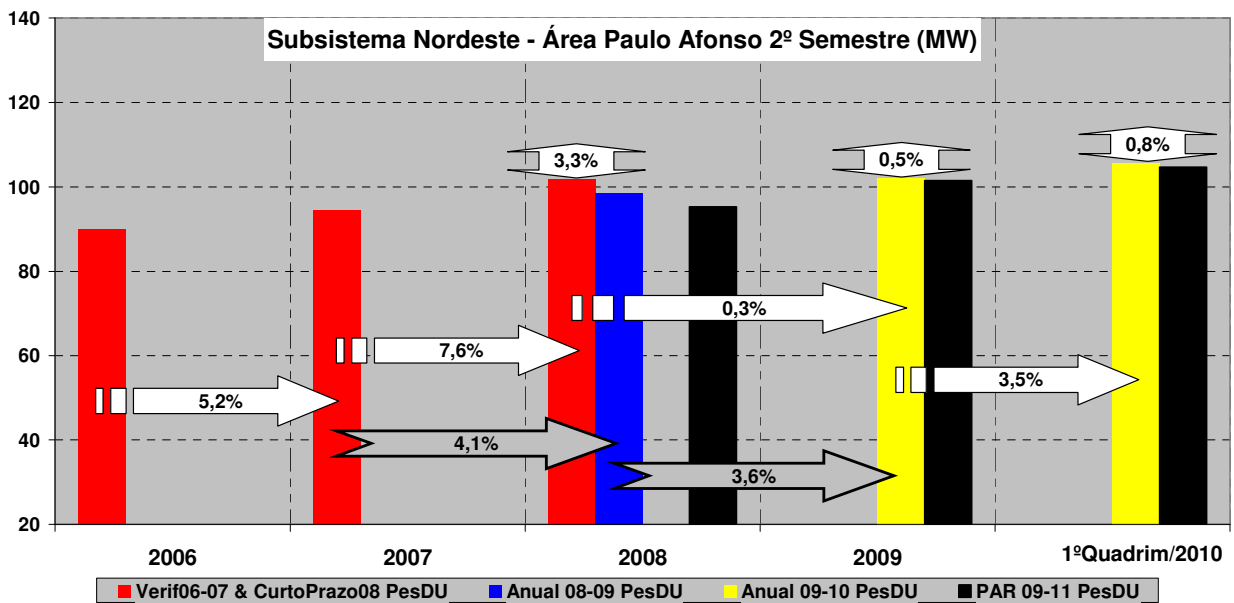
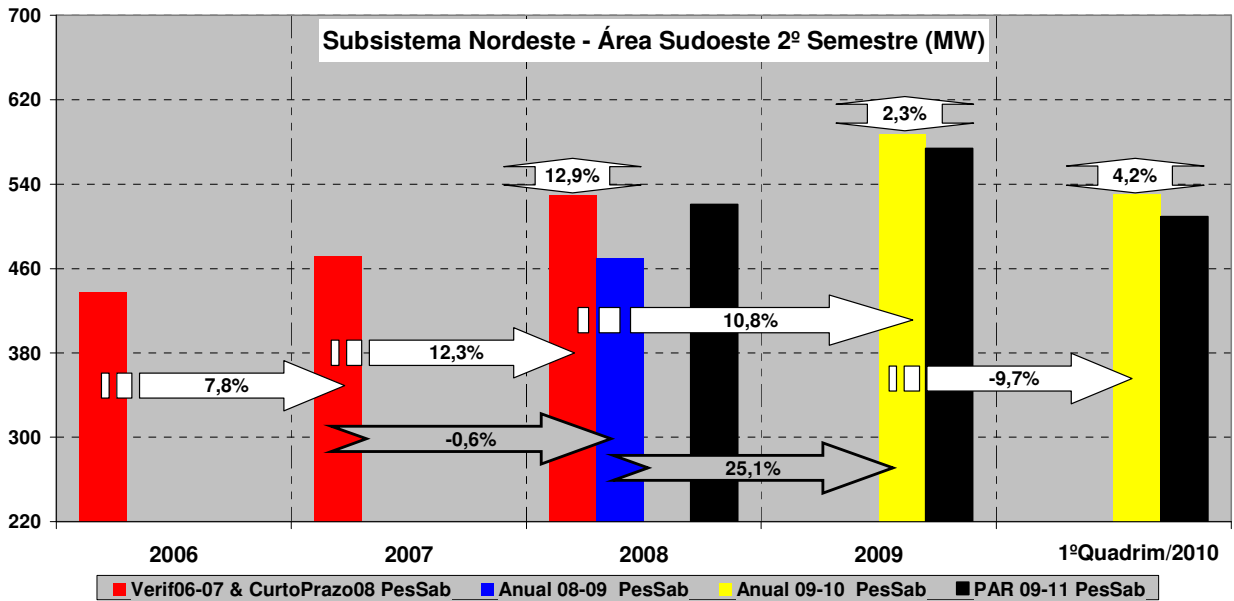
**Tabela 5-7: Subsistema Nordeste – Taxas de Crescimento e Diferenças entre Estudos**

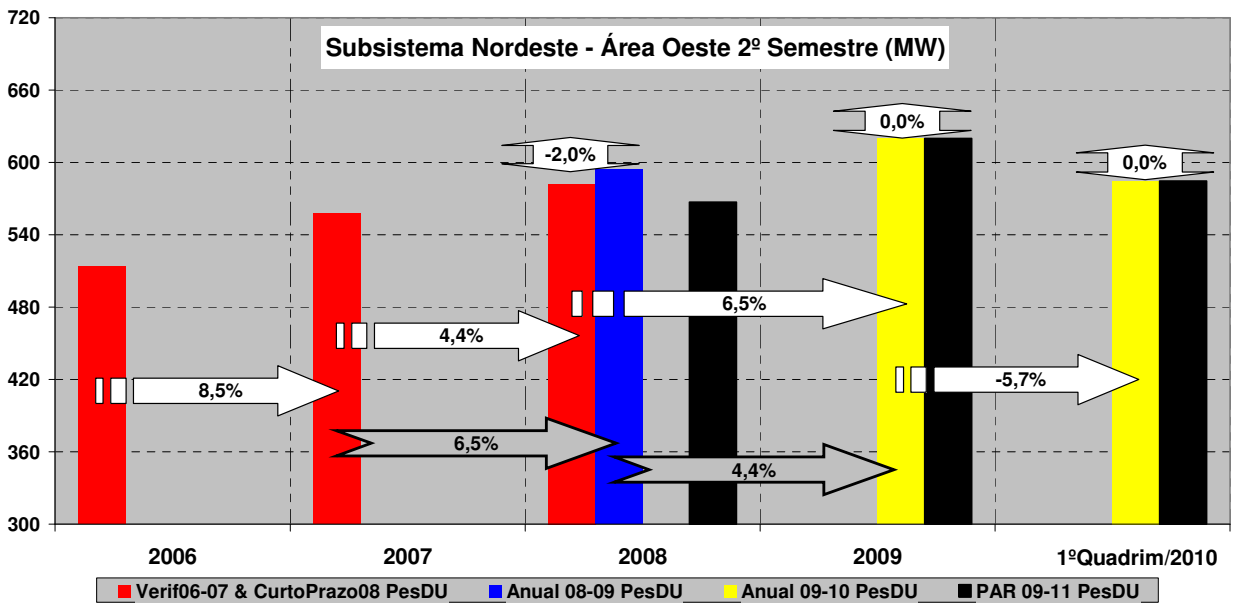
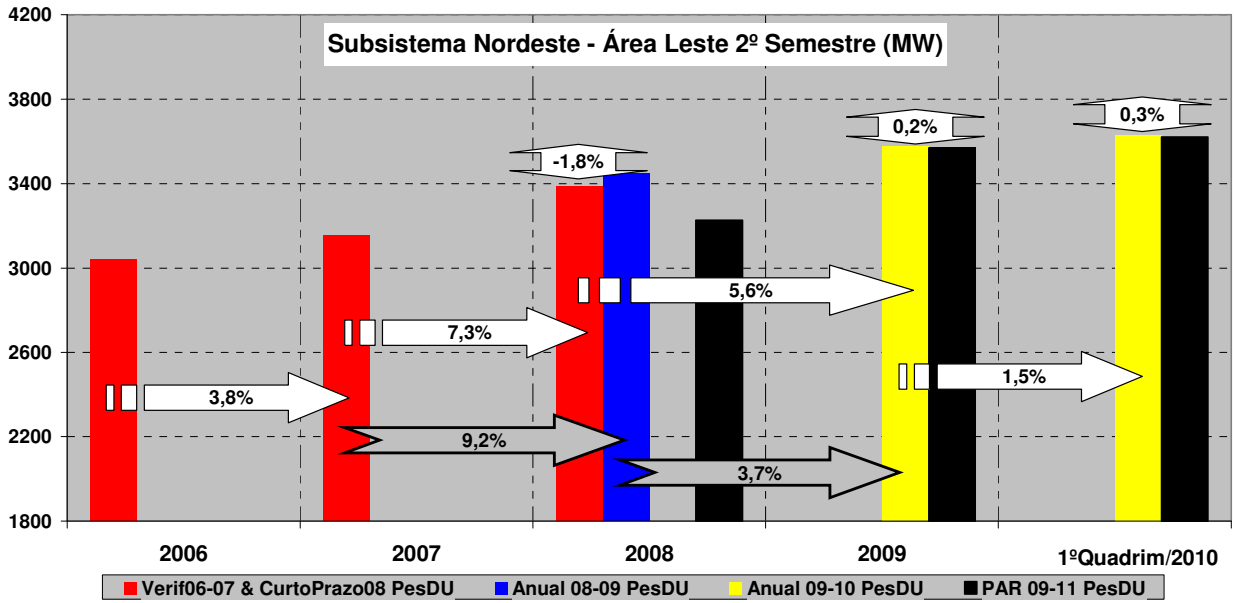
Áreas e Subsistema	Crescimento %						Desvio %		
	Verif	C.Prazo 08 / Verif07	Anual 09-10 / C.Praz08	Anual 09-10	Anual 08-09 / Verif07	Anual 09-10 / 08-09	C.Praz08 / Anual 08-09	Anual 09-10 / PAR 09-11	
	07/06	08/07	09/08	10/09	08/07	09/08	2008	2009	2010 <sup>1</sup>
Oeste	8,5%	4,4%	6,5%	-5,7%	6,5%	4,4%	-2,0%	0,0%	0,0%
Norte	6,5%	5,3%	6,1%	-4,6%	4,7%	6,8%	0,6%	-11,2%	-11,7%
Leste	3,8%	7,3%	5,6%	1,5%	9,2%	3,7%	-1,8%	0,2%	0,3%
Sul <sup>2</sup>	8,0%	9,6%	3,2%	1,3%	7,8%	4,9%	1,7%	1,8%	2,3%
Sudoeste <sup>2</sup>	7,8%	12,3%	10,8%	-9,7%	-0,6%	25,1%	12,9%	2,3%	4,2%
P. Afonso	5,2%	7,6%	0,3%	3,5%	4,1%	3,6%	3,3%	0,5%	0,8%
Distribuidoras	4,4%	6,9%	6,0%	0,3%	7,7%	5,2%	-0,8%	0,4%	0,9%
Chesf&ConsLivres <sup>2</sup>	27,1%	1,6%	-0,2%	0,0%	-1,8%	3,2%	3,4%	-12,7%	-12,7%
<b>Subsistema Nordeste</b>	<b>7,4%</b>	<b>5,6%</b>	<b>5,3%</b>	<b>0,1%</b>	<b>3,5%</b>	<b>7,5%</b>	<b>2,1%</b>	<b>-0,8%</b>	<b>-0,4%</b>

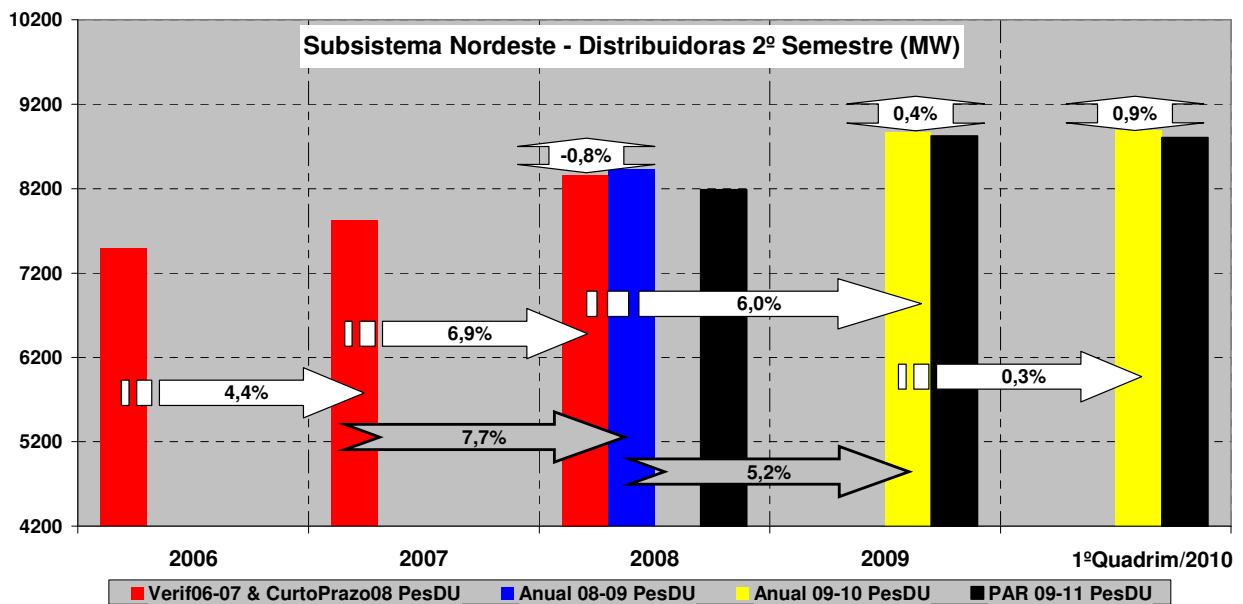
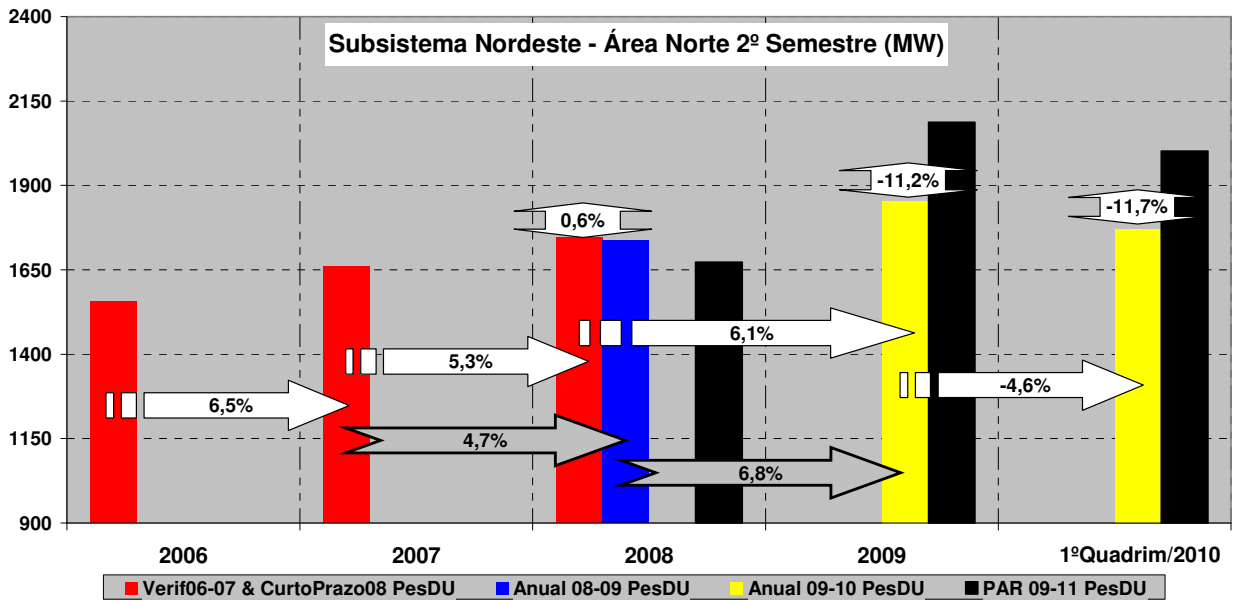
Refere-se à Tabela anterior.

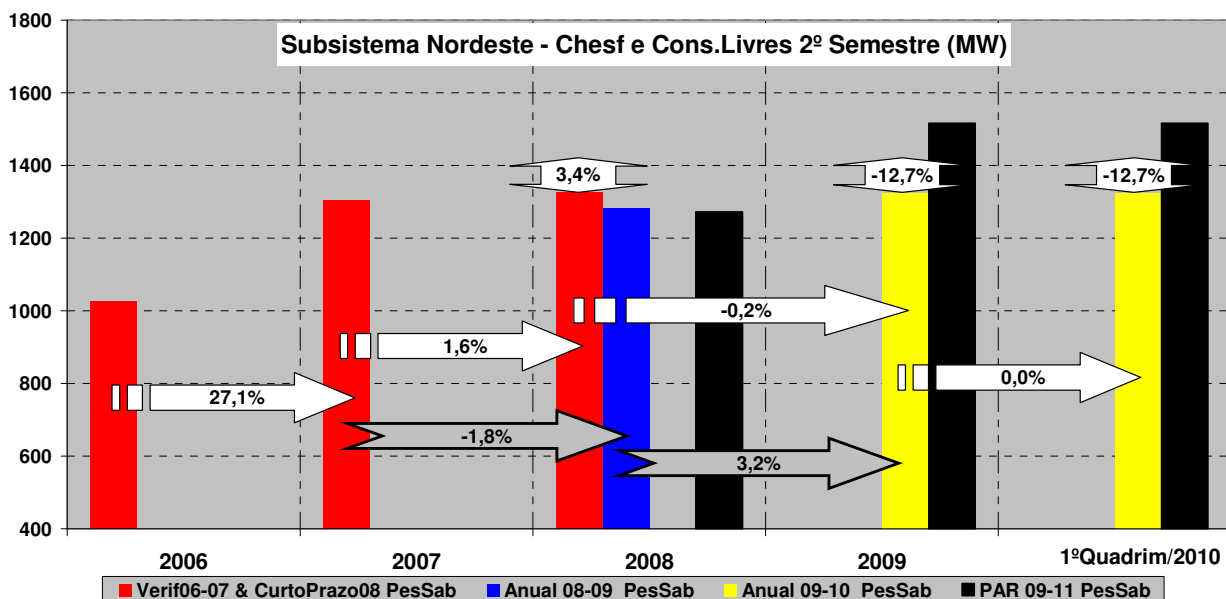
**Figura 5-10: Subsistema Nordeste – Comparação entre estudos – Áreas**











**Tabela 5-8: Subsistema Nordeste – Carga Crítica<sup>1</sup>**

CARGA CRÍTICA ANO 2009			
BARRAS	Mês (MW Crítico) / Mês (Dif % MW Crítico)		
	Pes DU	Med DU	Pes Sáb
ÁREA OESTE	OUT (620MW)	OUT (-12,2%)	OUT (-2,6%)
ÁREA NORTE	NOV (1.854MW)	NOV (-1,5%)	NOV (-2,2%)
ÁREA LESTE	DEZ (-0,2%)	DEZ (-6,1%)	DEZ (3.584MW)
ÁREA PAULOAFONSO	NOV (-1,7%)	DEZ (-5,6%)	DEZ (104MW)
ÁREA SUDOESTE	SET (-6,5%)	OUT (-6,3%)	SET (587MW)
ÁREA SUL	OUT (-7,7%)	DEZ (-6,6%)	DEZ (3.564MW)
DISTRIBUIDORAS	DEZ (8.862MW)	NOV (-7,0%)	DEZ (-0,7%)
CHESF&CONS.LIVRES	JAN (-24,8%)	JAN (1.324MW)	JAN (-0,1%)
PIAUI	OUT (620MW)	OUT (-12,2%)	OUT (-2,6%)
CEARÁ	NOV (1.425MW)	NOV (-0,3%)	NOV (-2,4%)
RIO G. DO NORTE	DEZ (-1,3%)	DEZ (777MW)	DEZ (-2,5%)
PARAÍBA	DEZ (707MW)	DEZ (-10,3%)	DEZ (-0,4%)
PERNAMBUCO	DEZ (1.937MW)	DEZ (-5,1%)	DEZ (-0,5%)
ALAGOAS	MAR (728MW)	NOV (-10,5%)	DEZ (-1,3%)
SERGIPE	NOV (-2,8%)	NOV (-6,0%)	DEZ (524MW)
BAHIA	OUT (-8,3%)	OUT (-8,3%)	OUT (3.609MW)
SUBSISTEMA NORDESTE	DEZ (-2,6%)	NOV (-5,4%)	DEZ (10.119MW)

CARGA CRÍTICA ANO 2010			
BARRAS	Mês (MW Crítico) / Mês (Dif % MW Crítico)		
	Pes DU	Med DU	Pes Sáb
ÁREA OESTE	ABR (585MW)	JAN (-14,1%)	JAN (-2,2%)
ÁREA NORTE	ABR (-0,2%)	JAN (1.772MW)	ABR (-1,5%)
ÁREA LESTE	MAR (3.630MW)	MAR (-6,5%)	MAR (-1,1%)
ÁREA PAULOAFONSO	MAR (106MW)	MAR (-7,6%)	MAR (-2,8%)
ÁREA SUDOESTE	ABR (-2,1%)	ABR (-10,7%)	ABR (530MW)
ÁREA SUL	ABR (-7,8%)	MAR (-5,9%)	MAR (3.612MW)
DISTRIBUIDORAS	ABR (8.886MW)	JAN (-7,5%)	MAR (-1,5%)
CHESF&CONS.LIVRES	JAN (-24,8%)	JAN (1.324MW)	JAN (-0,1%)
PIAÚ	ABR (585MW)	JAN (-14,1%)	JAN (-2,2%)
CEARÁ	ABR (-1,1%)	JAN (1.376MW)	ABR (-2,6%)
RIO G. DO NORTE	MAR (-1,2%)	FEV (792MW)	MAR (-3,3%)
PARAÍBA	MAR (702MW)	JAN (-7,9%)	JAN (-0,5%)
PERNAMBUCO	MAR (1.931MW)	MAR (-5,1%)	MAR (-0,5%)
ALAGOAS	MAR (740MW)	FEV (-11,8%)	MAR (-2,8%)
SERGIPE	MAR (-2,6%)	FEV (-5,8%)	MAR (523MW)
BAHIA	ABR (-7,8%)	MAR (-7,9%)	ABR (3.614MW)
SUBSISTEMA NORDESTE	ABR (-2,1%)	JAN (-5,3%)	MAR (10.077MW)

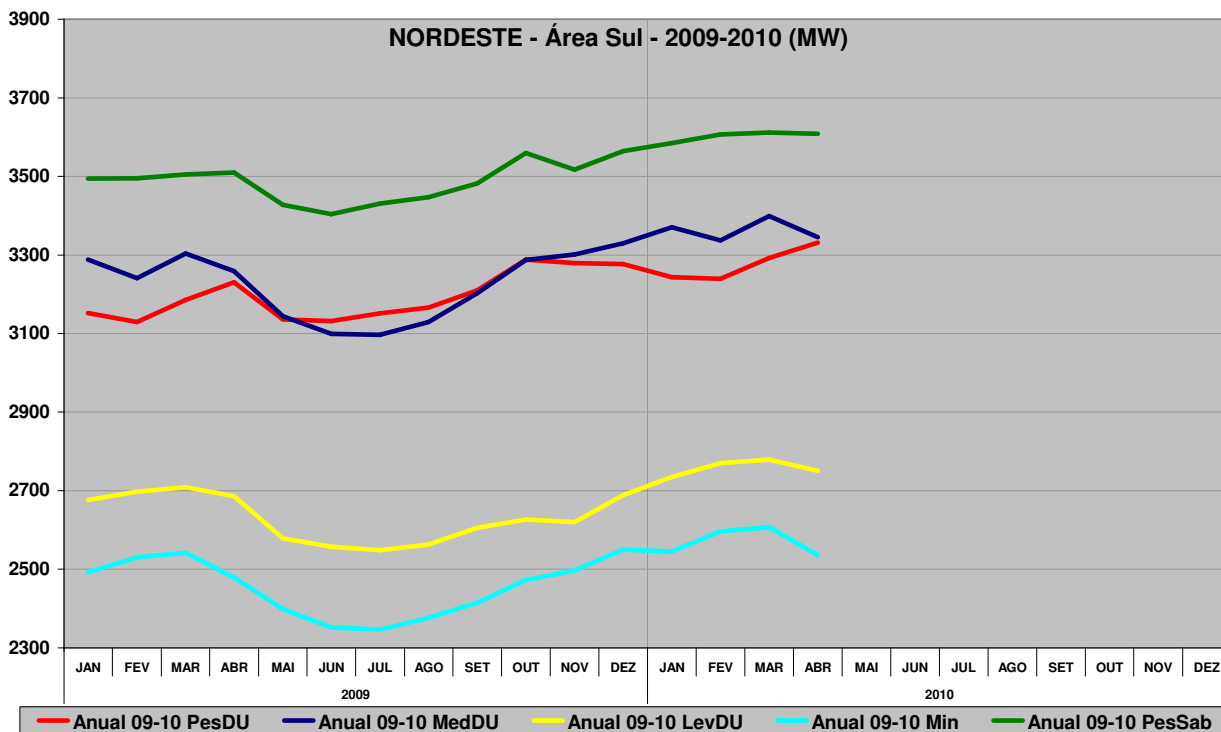
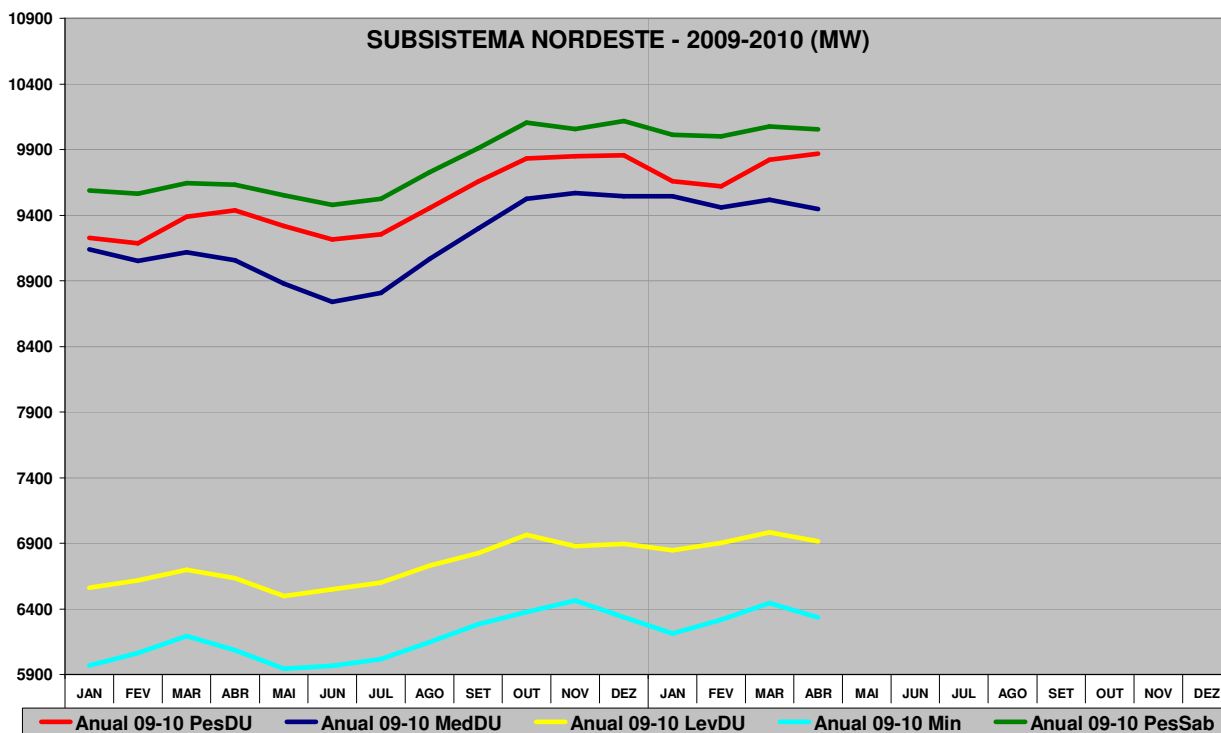
1 – Carga coincidente mensal

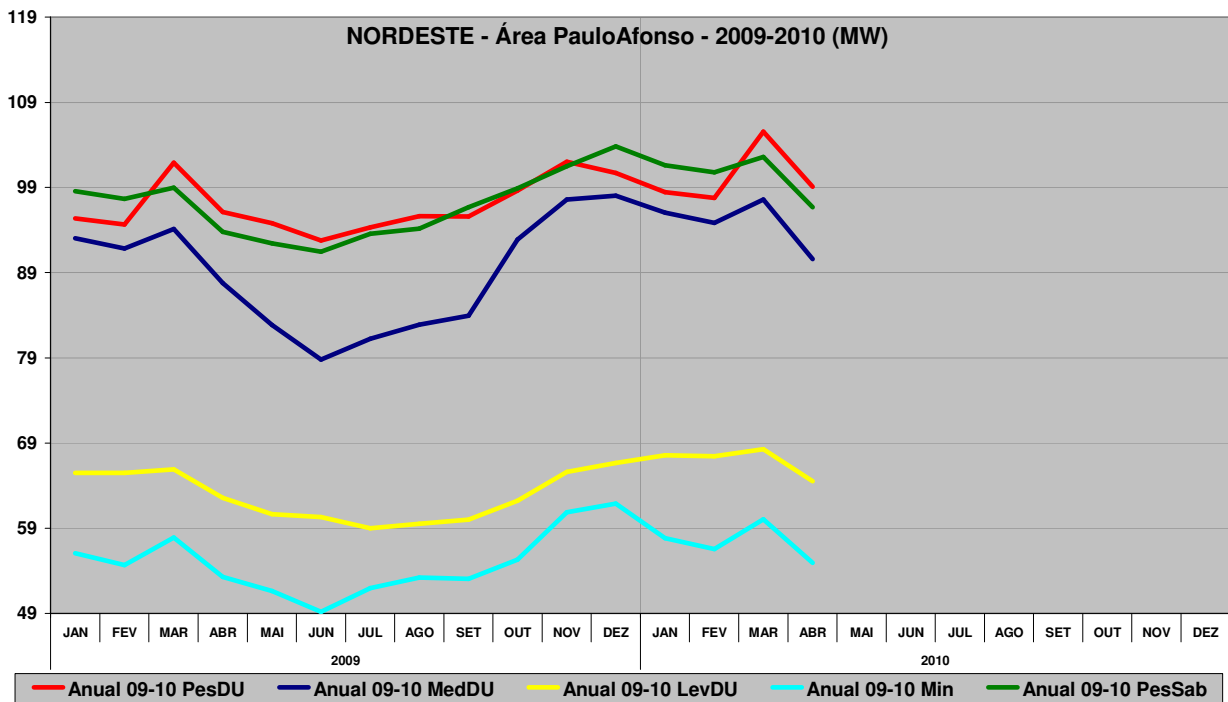
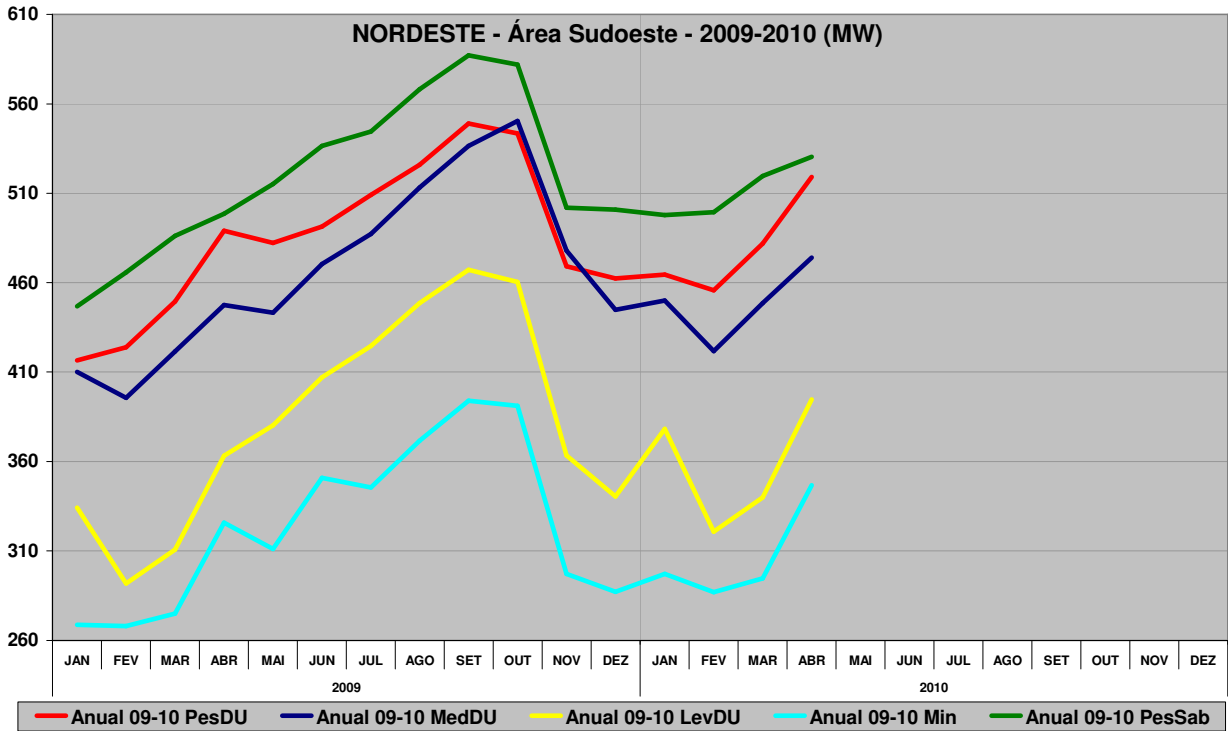
## 5.2.1 ANÁLISE DAS CURVAS DE CARGA DO NORDESTE

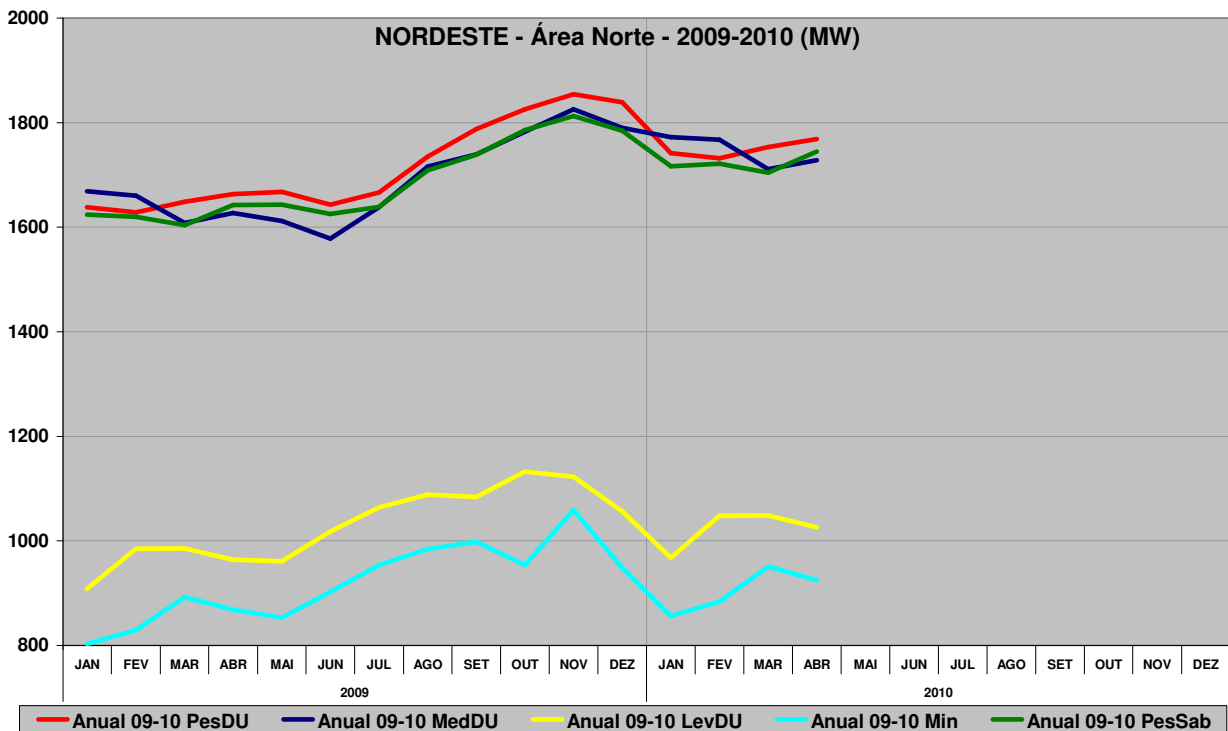
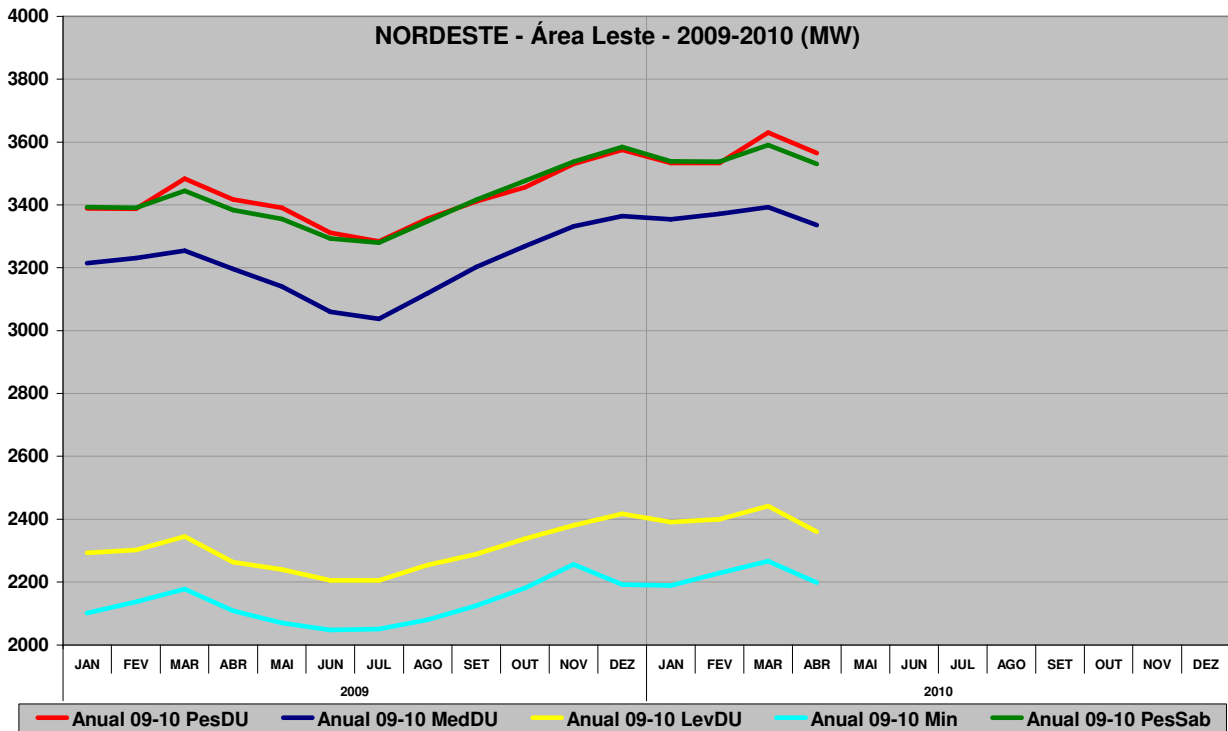
A análise das curvas de carga anual do Subsistema Nordeste mostra variação de 9 e 7% entre os maiores valores mensais na carga média e pesada, respectivamente. Nos meses de calor, a carga média aproxima-se da carga pesada. Pode-se atribuir este comportamento à influência da temperatura e também ao favorecimento da tarifa no período fora ponta. Com exceção do estado do Piauí e Área Oeste, a carga pesada dos sábados e a dos dias úteis das áreas geoeletricas e estados deste Subsistema são praticamente da mesma ordem de grandeza, com diferenças de até 2,5%. Este comportamento estende-se para a carga média do Rio Grande do Norte e Ceará. Alagoas, Sergipe e Bahia têm sua maior carga nos sábados.

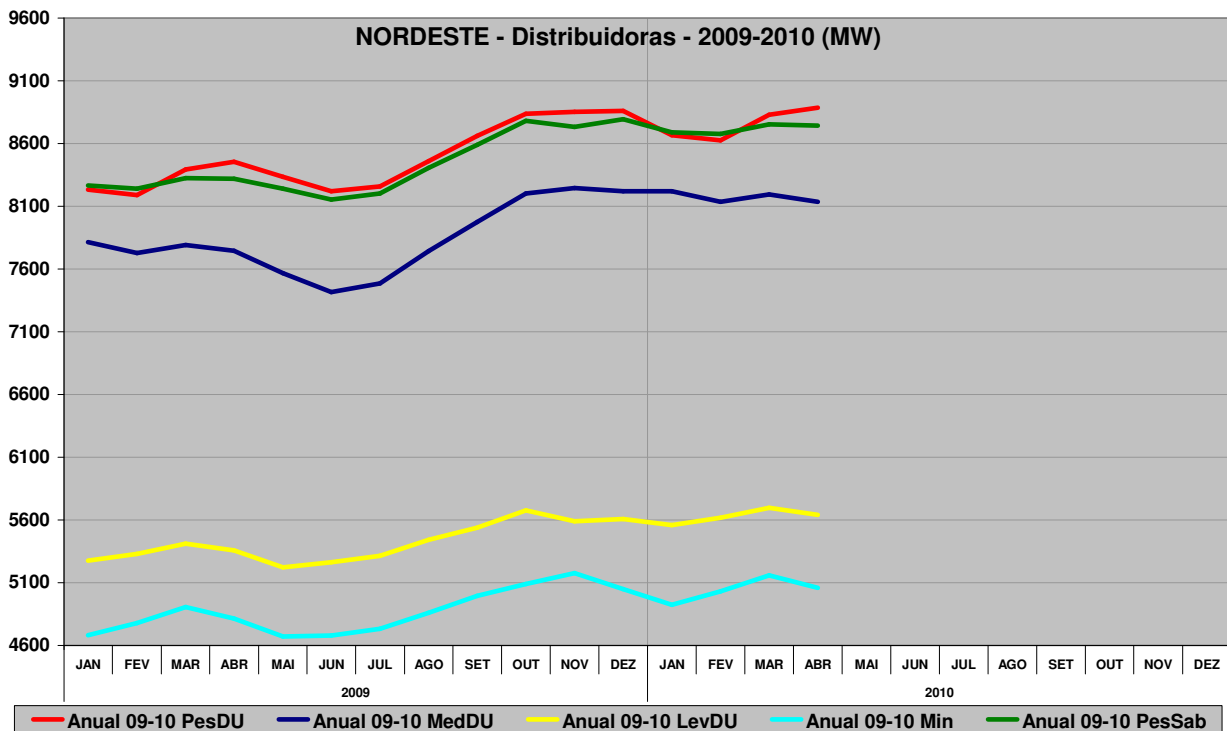
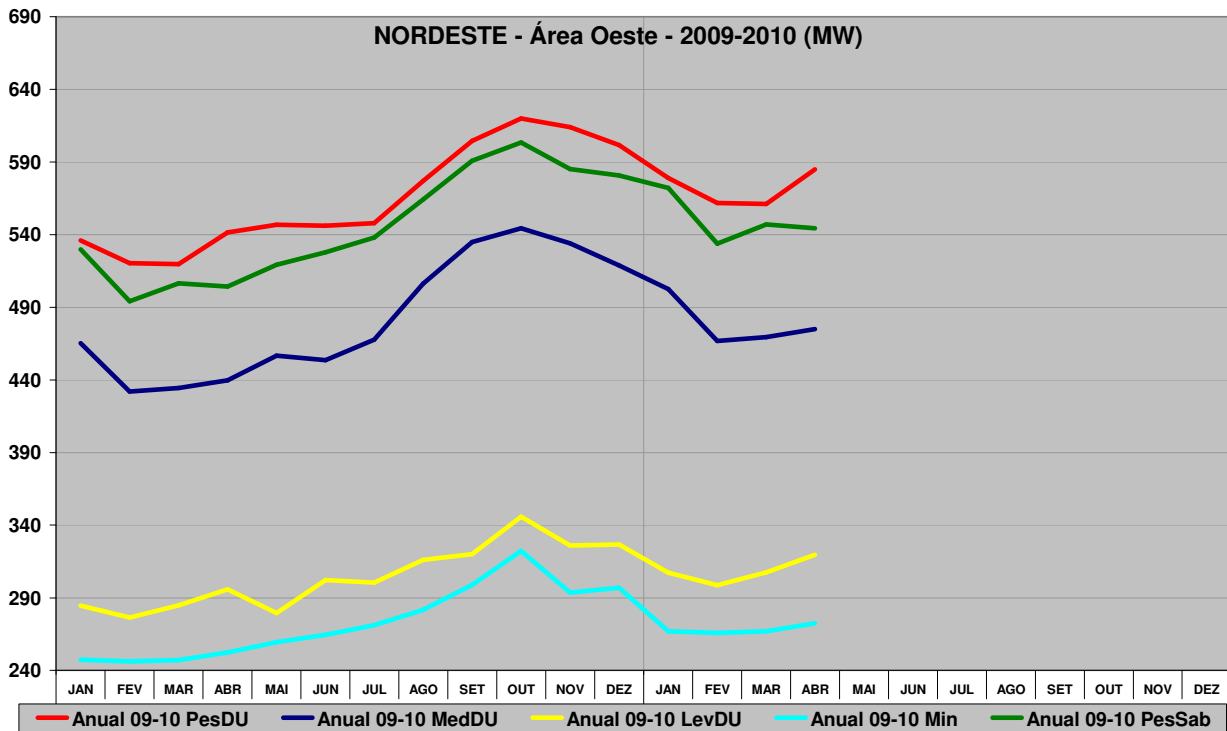
Destaca-se a influência dos consumidores horo-sazonais no elevado fator de carga deste Subsistema e forma da curva, com picos às 11:00, 15:00, 19:00 e 22:00 horas. A curva de carga composta pelas distribuidoras tem um formato tradicional, com o pico descolado dos demais horários e representando a ocorrência da máxima carga do dia.

**Figura 5-11: Subsistema Nordeste – Curvas de carga anual**

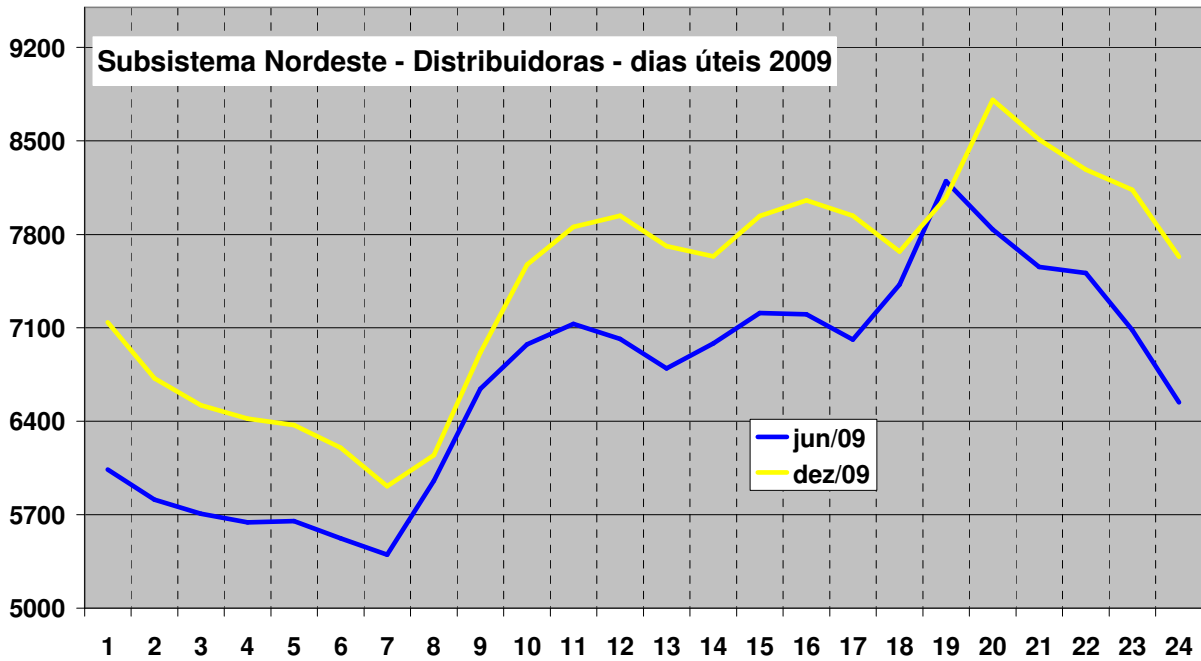
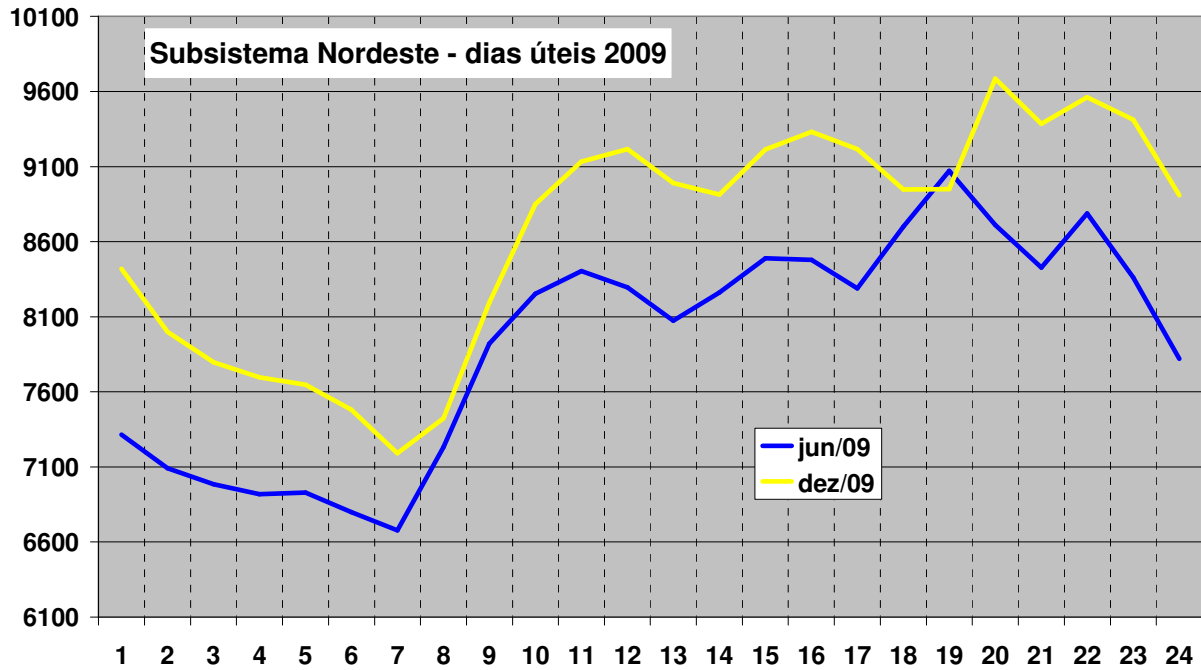








**Figura 5-12: Subsistema Nordeste – Curvas de carga típicas para dia útil**



### 5.3 SUDESTE - CENTRO-OESTE

O Subsistema Sudeste – Centro-Oeste apresenta sua maior carga, entre os meses de **abril a setembro**, período de inverno, na condição de carga pesada de dias úteis, 43.307 MW no mês de setembro de 2009 e 45.027 MW no mês de abril de 2010. A carga do ano de 2009 do PEL 2009-2010 apresenta um pequeno desvio de -0,8% na comparação com o mesmo ano do PAR 2009-2011. Apresenta também crescimento de 4,3% em relação ao Curto Prazo 2008 e de 7,7% em relação ao ano de 2008 do PEL 2008-2009. Observa-se também que o verificado 2008 está aderente à previsão de carga para o PAR 2009-2011, justificando o ajuste efetuando para as previsões de carga dos anos de 2009 e 2010 nos estudos realizados após o PEL-2008-2009. As projeções dos estudos mais atuais, PEL 2009-2010 e PAR 2009-2011, apresentam um crescimento mais elevado em função do bom desempenho da economia brasileira no ano de 2007, e as boas perspectivas para a mesma nos anos de abrangência desses estudos, o que poderá ser observado no detalhamento das áreas logo abaixo.

A Área Minas Gerais, contribui com 17% da carga do Subsistema Sudeste – C. Oeste e apresenta ocorrência da demanda máxima em junho de 2009, 7.880 MW, na condição de carga pesada dos sábados, que é adotada para as análises específicas desta Área, sendo aproximadamente 1,3% superior à carga pesada dos dias úteis. A referência neste relatório, para a comparação entre estudos é a carga pesada dos dias úteis, com maior carga, no mês de junho de 2009, 7.780 MW, 1,4 % menor que a previsão do PAR 2009-2011, devido a ajuste de previsões de carga da CEMIG e de consumidores livres. Em 2010, a carga até abril evolui para 8.000 MW. Em relação às previsões dos estudos de curto-prazo de 2008, o PEL 2009-2010 apresenta um crescimento de 6,6%. Em relação à previsão do ano de 2008 do PEL 2008-2009, a previsão desse ciclo apresenta um crescimento de 3,1%. Cabe ressaltar a previsão, para o ano de 2009 do PEL 2009-2010, de entrada de aproximadamente 300 MW relativos à carga de novos consumidores livres.

A Área São Paulo, representa 49% da carga do Subsistema Sudeste - C. Oeste e apresenta ocorrência da demanda máxima na condição de carga pesada de dia útil, no mês de agosto de 2009, 21.560 MW. A previsão para 2009 é mantida no mesmo patamar da previsão para o mesmo ano do PAR 2009-2011. Até abril de 2010 a carga evolui para 22.076 MW. A comparação com as previsões do curto-prazo apresenta um crescimento de 3,8% para a Área São Paulo. Em relação à previsão do ano de 2008 do PEL 2008-2009, a previsão desse ciclo apresenta um crescimento de 7,6%.

A Área Rio - Espírito Santo, contribui com 22% da carga do Subsistema Sudeste - C. Oeste e apresenta para o verão 2009/2010 a ocorrência da demanda máxima na condição de carga pesada de dia útil, 9.700 MW em 2009 e 10.078 MW em março de 2010. A previsão para 2009 é 1,4% menor que a previsão para o mesmo ano do PAR 2009-2011. A comparação com as previsões do curto-prazo apresenta um crescimento de 3,8% para Área Rio-Espírito Santo. Em relação à previsão do ano de 2008 do PEL 2008-2009, a previsão desse ciclo apresenta um crescimento de 10,5%.

A Área Goiás - Distrito Federal apresenta ocorrência da demanda máxima de inverno na condição de pesada de sábado no mês de agosto, 3.057 MW, com um desvio positivo de 0,7% em relação ao PAR 2009-2011. Até abril de 2010 a carga evolui para 3.238. A comparação com as previsões de curto-prazo apresenta um crescimento de 7,3%. Em relação à previsão do ano de 2008 do PEL 2008-2009, a previsão desse ciclo apresenta um crescimento de 11,9%.

A Área Mato Grosso apresenta ocorrência da demanda máxima na condição de carga média de dia útil no mês de setembro, 1105 MW, com um desvio negativo de 4,0% em relação ao PAR 2009-2011, devido a ajuste de previsões de carga da CEMAT em função da não entrada de novas cargas previstas e fim dos contratos da Energia Temporária. Até abril de 2010 a carga mantém o mesmo patamar de 2009. Em relação às previsões dos estudos de curto-prazo de 2008, o PEL 2009-2010 apresenta um crescimento de 9,1%.

A Área Mato Grosso do Sul apresenta demanda máxima na condição de carga pesada do sábado, no mês de setembro, 687 MW, com um desvio positivo de 2,2% em relação ao PAR 2008-2010. Em 2009, a carga evolui para 709 MW. Em relação às previsões dos estudos de curto-prazo de 2008, o PEL 2009-2010 apresenta um crescimento de 4,2%. A análise da curva de carga típica com base nos dados verificados mais recentes mostra uma modificação do comportamento da carga, com uma tendência da máxima de dias úteis se aproximar ou ultrapassar a carga dos sábados.

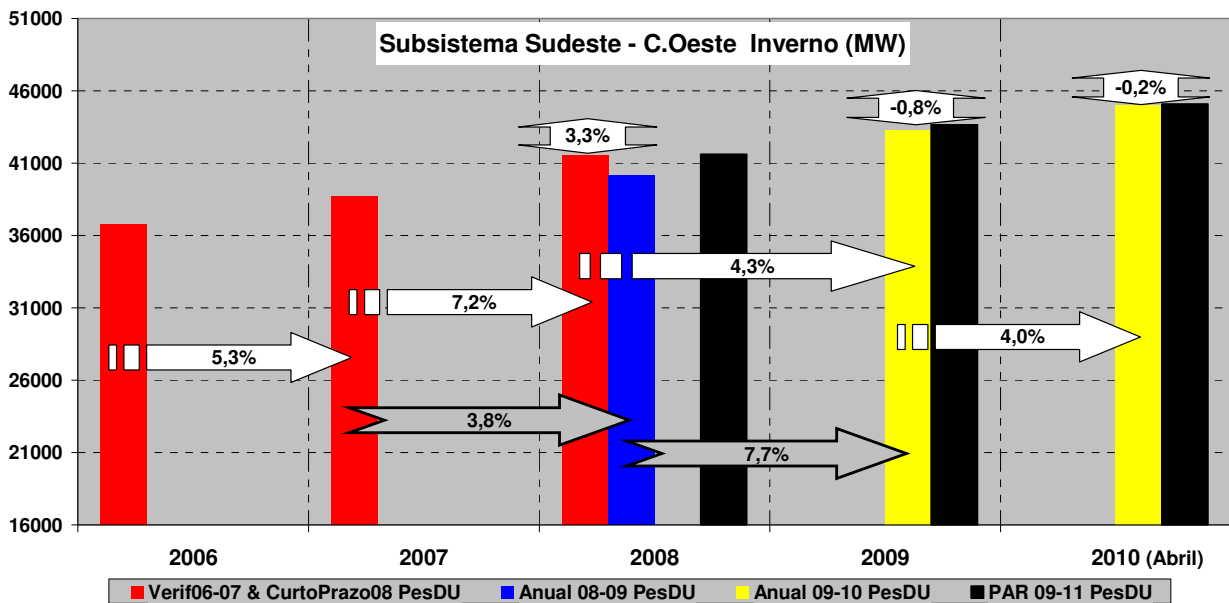
Merecem destaque as seguintes empresas e Áreas que apresentam sua maior carga em períodos diferentes da carga pesada dos dias úteis: Bragantina, CELG, Escelsa, Enersul e Áreas Mato Grosso do Sul e Goiás + Distrito Federal na carga pesada do sábado. CEMAT, Santa Maria e Área Mato Grosso na carga média do dia útil. A CEMIG e a Área Minas Gerais apresentam nos meses de junho, julho e agosto, a carga pesada dos sábados superior à carga pesada dos dias úteis.

A interligação ao SIN do sistema isolado Acre-Rondônia, através do Mato Grosso, prevista para o início de 2009, representa um acréscimo da ordem de 650 MW na carga pesada do Subsistema Centro-Oeste. As previsões de carga

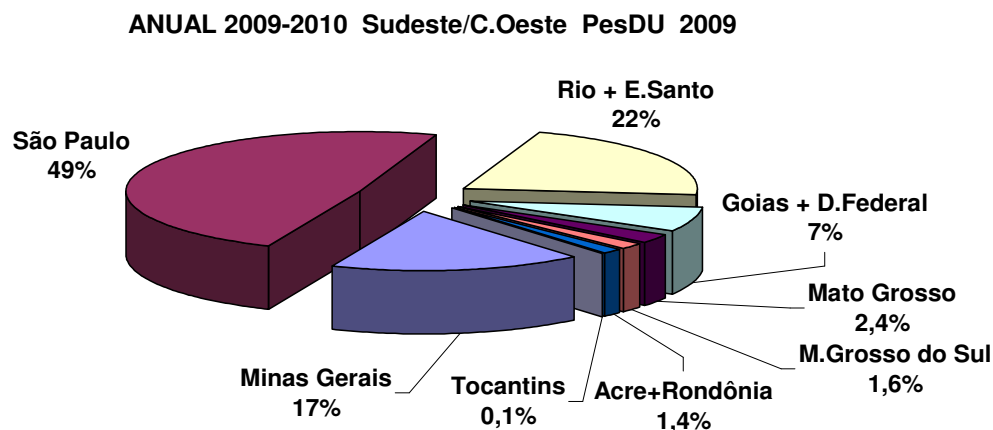
por barramento, da Área Geométrica Acre-Rondônia, foram fornecidas pelas empresas Eletroacre, Ceron e Eletronorte, que participaram dos processos de consolidação das cargas para o PEL 2009-2010 e PAR 2009-2011. Esta área apresenta sua maior carga, na condição de carga pesada de dias úteis, 645 MW no mês de outubro de 2009 e 680 MW no mês de abril de 2010. A carga prevista para o PEL 2009-2010 mantém a recente atualização do PAR 2009-2011 em função de revisão do mercado, devido à perspectiva de entrada em operação de novos clientes não contemplados nos estudos anteriores.

Os gráficos e tabelas a seguir ilustram os comentários, tomando como base a carga coincidente, com destaque para os gráficos das áreas onde se retrata a condição de maior carga para 2009. A comparação com outros estudos e dados verificados é feita com a maior carga **coincidente** do inverno, exceto para a Área Rio de Janeiro + Espírito Santo, onde foi utilizada a **coincidente** do verão.

**Figura 5-13: Subsistema Sudeste - Centro-Oeste – Comparação entre estudos – Pesada Dias Úteis - Inverno**



**Figura 5-14: Subsistema Sudeste - Centro-Oeste – Participação – Pesada de dias úteis – Inverno – Setembro**



**Tabela 5-9: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste – Previsão de Carga Pesada Dia Útil (MW)**

Áreas e Subsistemas	Mês	Verif 06.07 & Curto Prazo 08			Anual 08-09	Anual 09-10		PAR 09-11		
		2006	2007	2008	2008	2009	2010	2008	2009	2010
Minas Gerais	Inverno	6.974	7.288	7.299	7.543	7.779	8.000	7.288	7.890	8.044
São Paulo	Inverno	18.417	19.719	20.777	20.046	21.560	22.076	20.746	21.563	21.874
Mato Grosso <sup>1</sup>	Inverno	764	826	1.013	898	1.105	1.106	1.032	1.150	1.155
Mato Grosso do Sul	Inverno	596	623	648	646	681	694	653	671	684
Goiás+Dist.Federal <sup>2</sup>	Inverno	2.494	2.595	2.849	2.731	3.057	3.238	2.847	3.035	3.391
Rio + E. Santo	Verão <sup>3</sup>	7.983	8.121	9.349	8.777	9.700	10.078	9.451	9.838	10.150
Subsistema SE-CO	Inverno	36.806	38.739	41.512	40.194	43.307	45.027	41.621	43.653	45.096
Sudeste	Inverno	33.047	34.883	37.155	36.069	38.600	39.985	37.207	38.925	40.029
C.Oeste	Inverno	3.759	3.943	4.396	4.132	4.707	5.042	4.415	4.728	5.068
Acre+Rondônia	2º Semestre				510	645	679	550	645	679

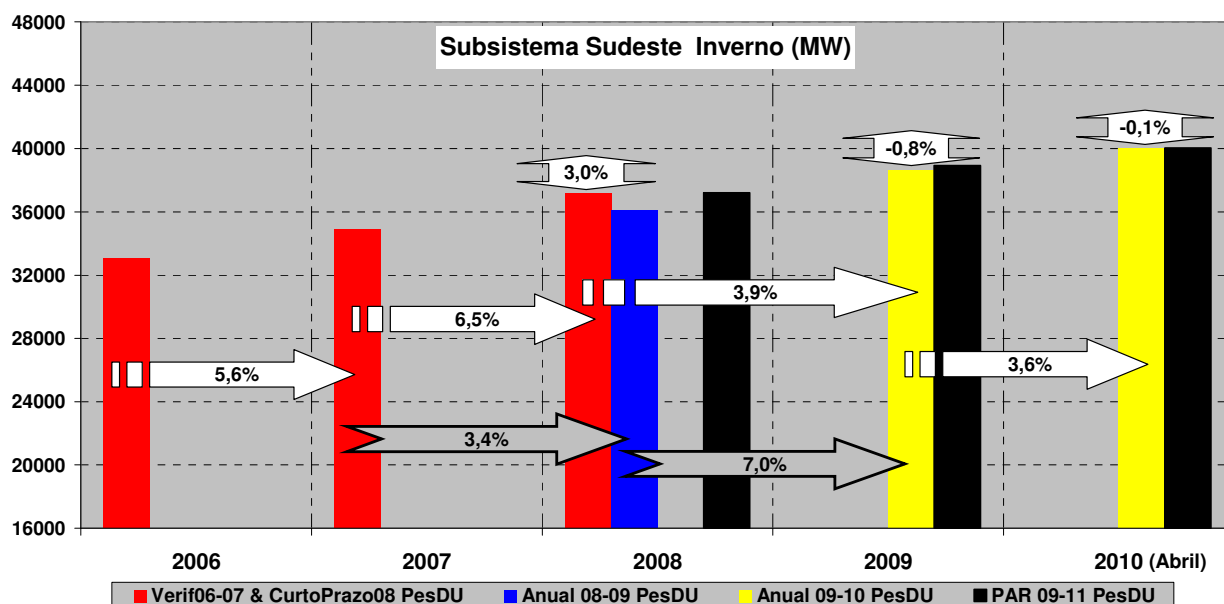
1 – Carga média do dia útil; 2 – Carga pesada do sábado; 3 – Carga do verão considera a pesquisa do máximo por empresa entre janeiro e março. Não inclui outubro – dezembro.

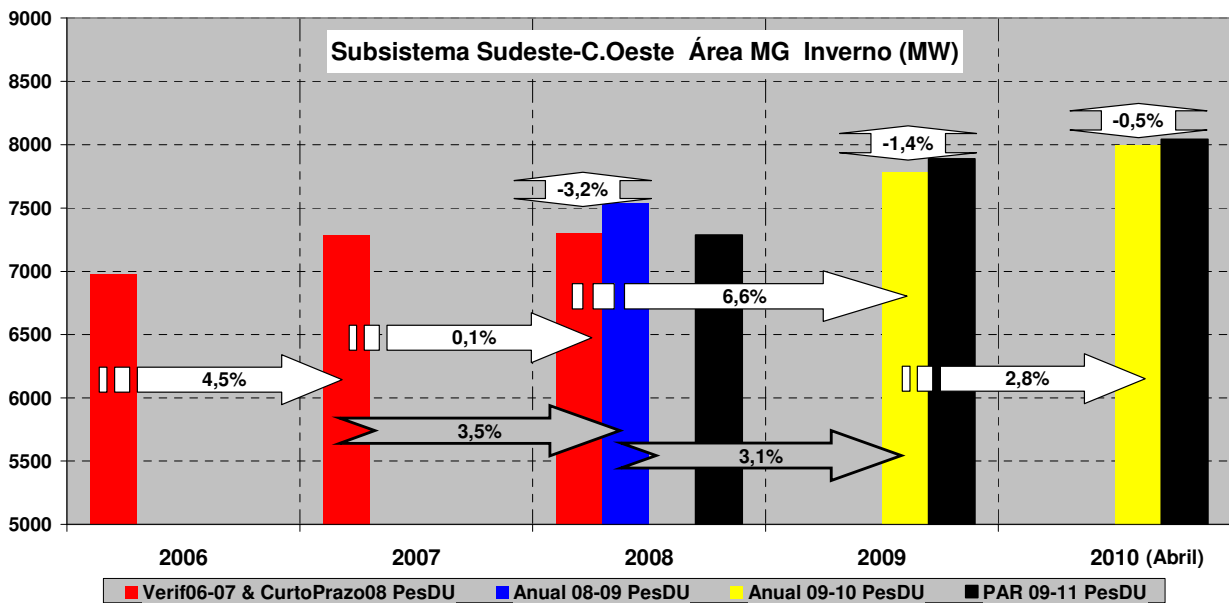
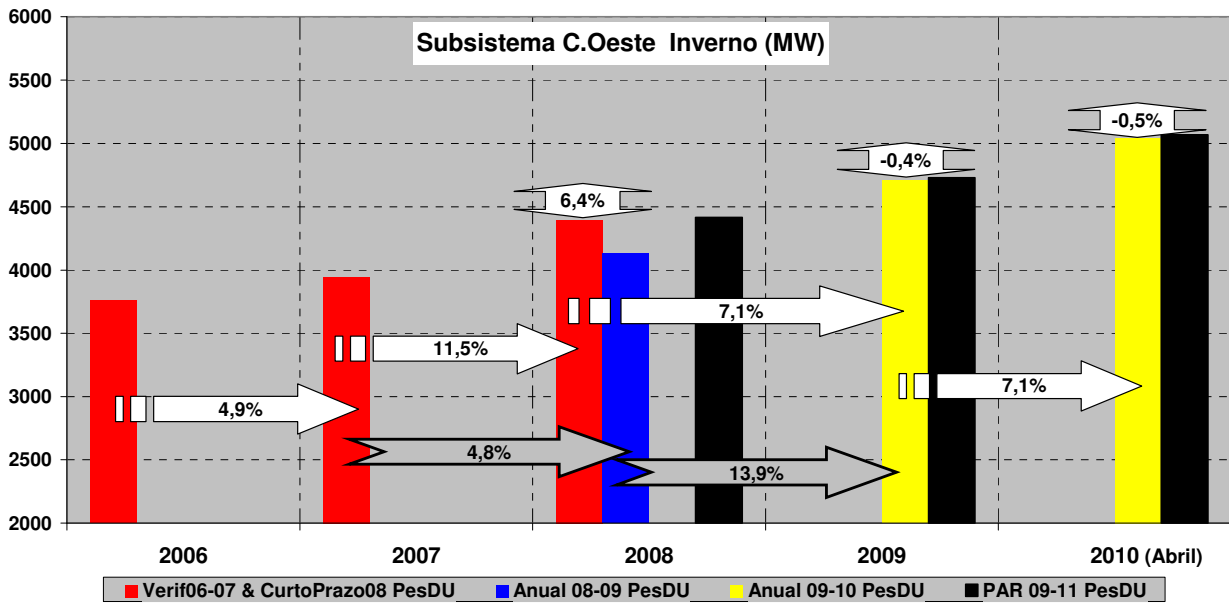
**Tabela 5-10: Subsistema Sudeste – Centro-Oeste – Taxas de Crescimento e diferenças entre estudos**

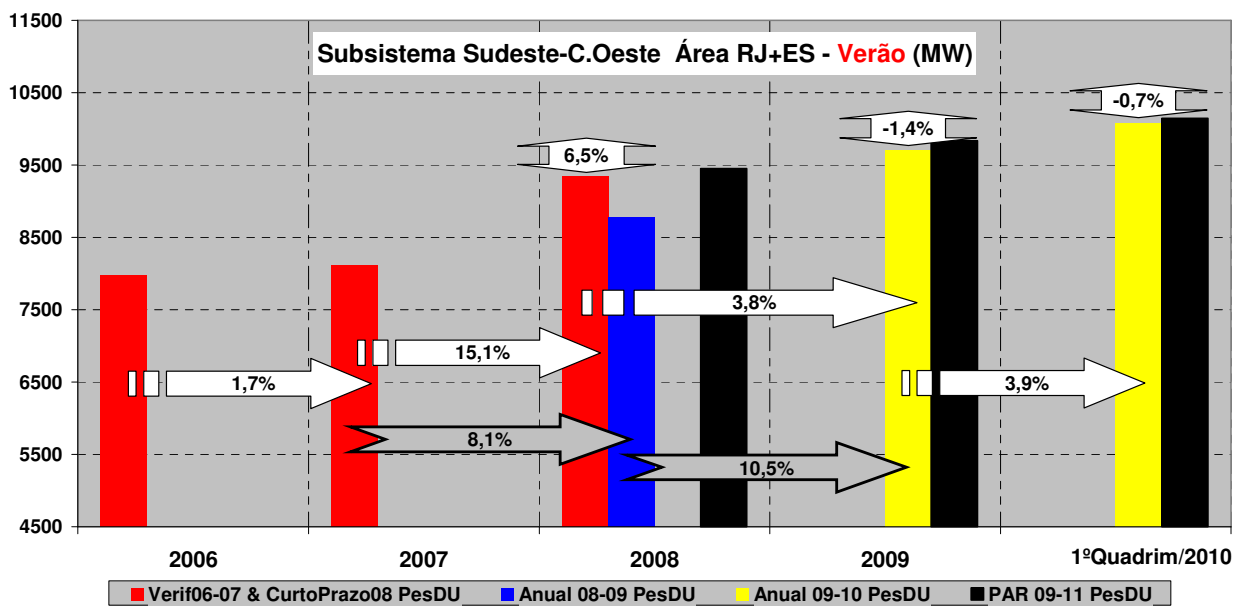
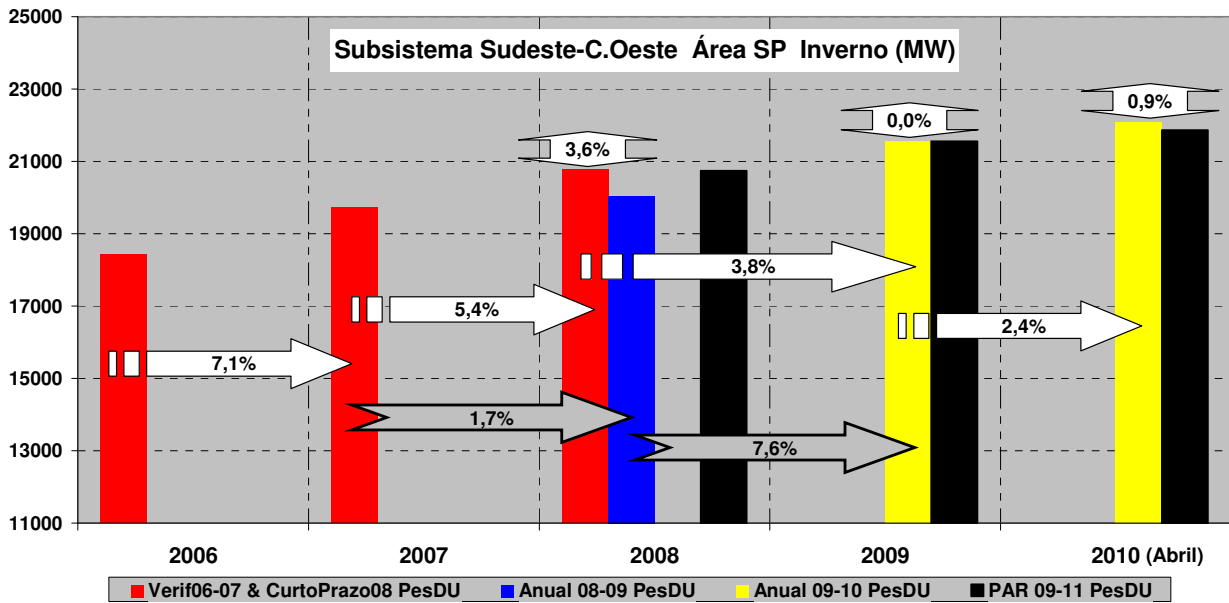
	Crescimento %						Desvio %		
	Verif	C.Prazo 08 / Verif07	Anual 09-10 / C.Praz08	Anual 09-10	Anual 08-09 / Verif07	Anual 09-10 / 08-09	C.Praz08 / Anual 08-09	Anual 09-10 / PAR 09-11	
Áreas e Subsistemas	07/06	08/07	09/08	10/09	08/07	09/08	2008	2009	2010
Minas Gerais	4,5%	0,1%	6,6%	2,8%	3,5%	3,1%	-3,2%	-1,4%	-0,5%
São Paulo	7,1%	5,4%	3,8%	2,4%	1,7%	7,6%	3,6%	0,0%	0,9%
Mato Grosso <sup>1</sup>	8,1%	22,6%	9,1%	0,1%	8,7%	23,0%	12,8%	-4,0%	-4,2%
Mato Grosso do Sul	4,6%	3,9%	5,1%	1,9%	3,6%	5,5%	0,4%	1,6%	1,5%
Goiás+Dist.Federal <sup>2</sup>	4,0%	9,8%	7,3%	5,9%	5,3%	11,9%	4,3%	0,7%	-4,5%
Rio + E. Santo	1,7%	15,1%	3,8%	3,9%	8,1%	10,5%	6,5%	-1,4%	-0,7%
Subsistema SE-CO	5,3%	7,2%	4,3%	4,0%	3,8%	7,7%	3,3%	-0,8%	-0,2%
Sudeste	5,6%	6,5%	3,9%	3,6%	3,4%	7,0%	3,0%	-0,8%	-0,1%
C.Oeste	4,9%	11,5%	7,1%	7,1%	4,8%	13,9%	6,4%	-0,4%	-0,5%
Acre+Rondônia <sup>4</sup>			17,2%	5,3%				0,0%	0,0%

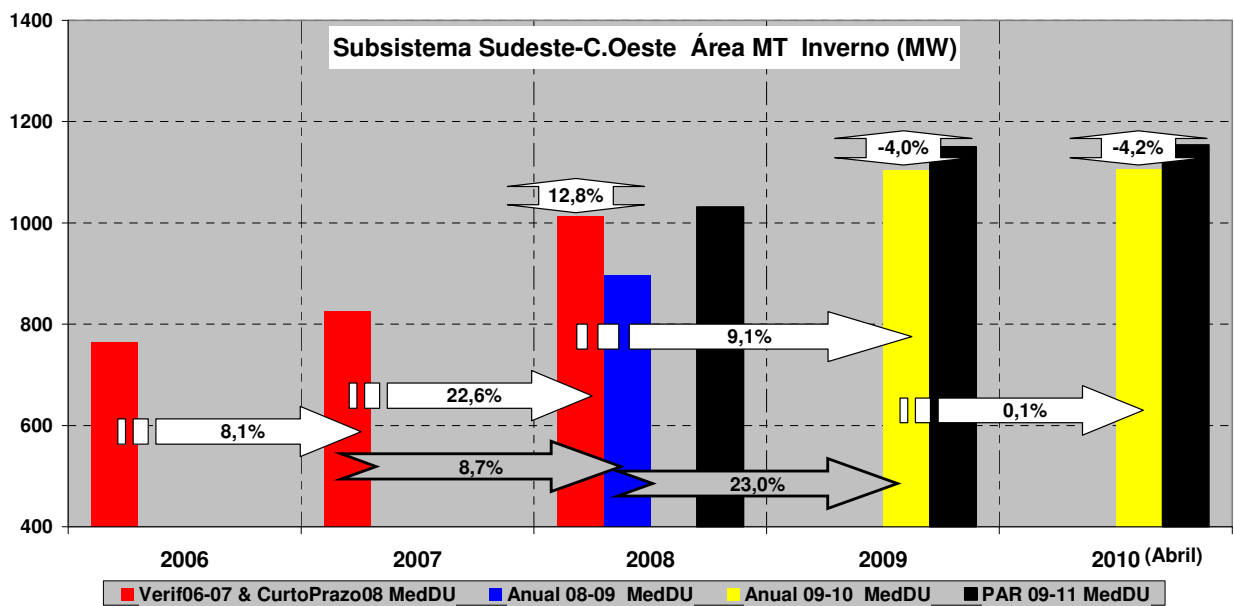
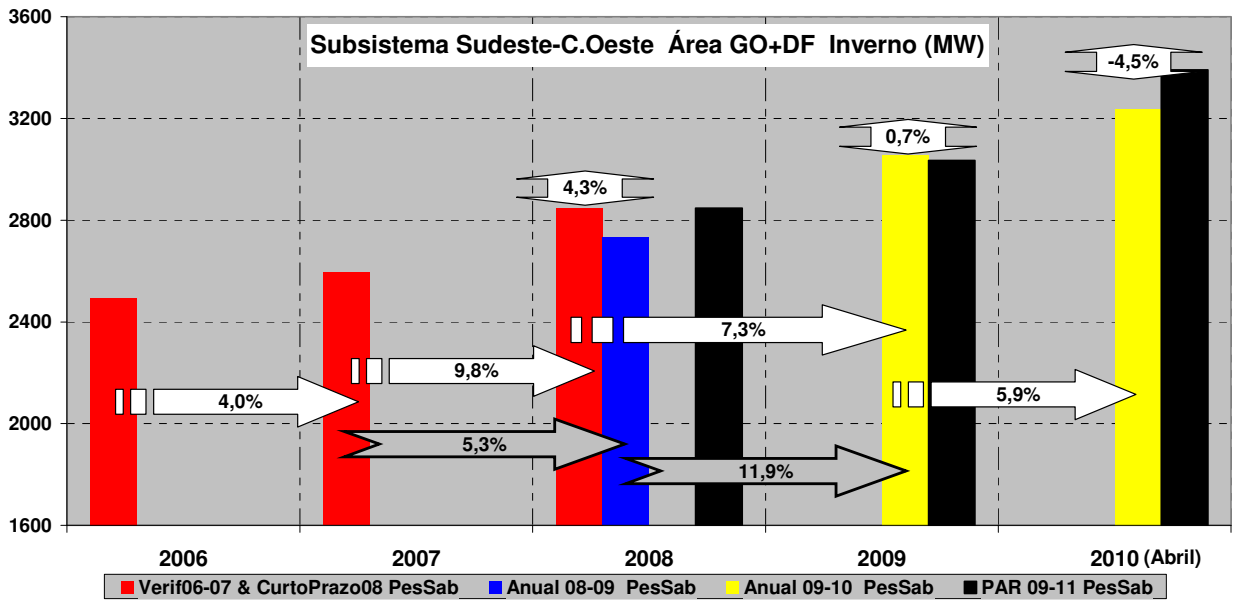
Refere-se à Tabela anterior 4 - Ano 2008 do PAR 2009-2011

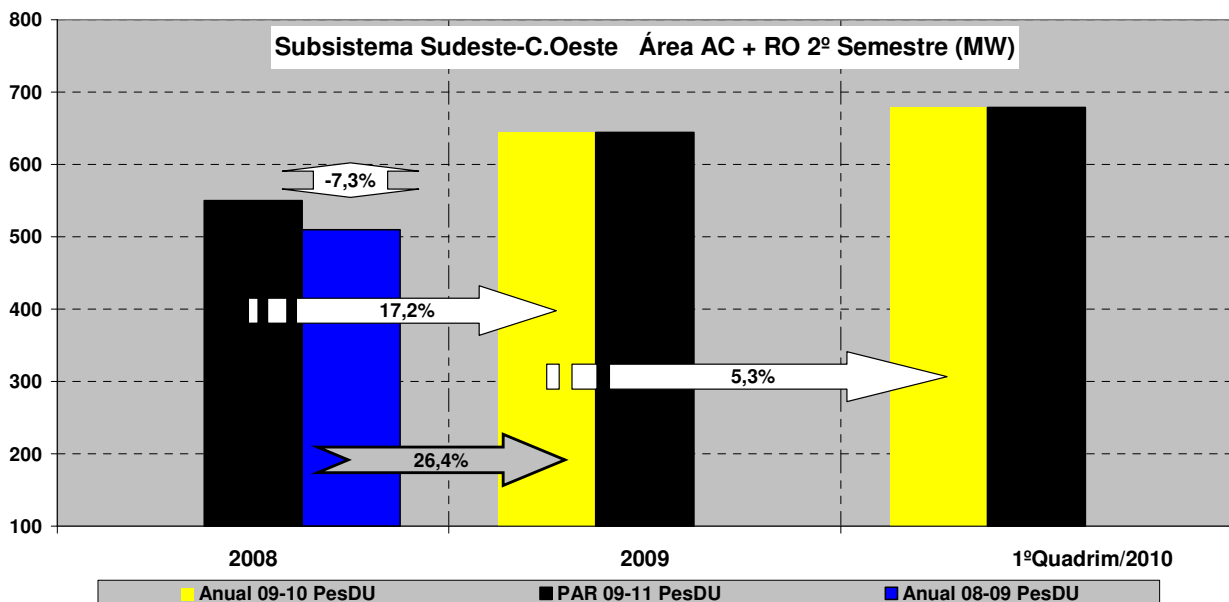
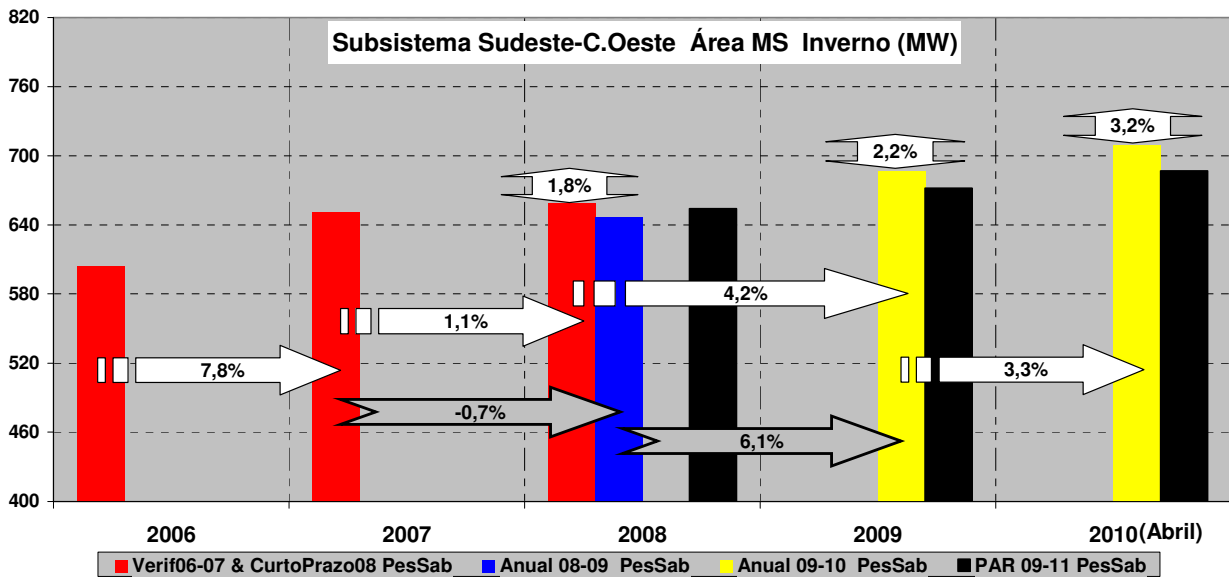
**Figura 5-15: Subsistema Sudeste – Centro-Oeste – Comparação entre estudos – Áreas**











**Tabela 5-11: Subsistema Sudeste - Centro-Oeste – Carga Crítica<sup>1</sup>**

<b>CARGA CRÍTICA ANO 2009</b>			
<b>BARRAS</b>	<b>Mês (MW Crítico) / Mês (Dif % MW Crítico)</b>		
	<b>Pes DU</b>	<b>Med DU</b>	<b>Pes Sáb</b>
SUDESTE	SET (38.600MW)	DEZ (-3,0%)	SET (-4,4%)
CENTRO-OESTE	OUT (-0,1%)	OUT (-2,5%)	AGO (4.781MW)
SUBSISTEMA C.OESTE+ACRO	OUT (5.421MW)	OUT (-2,4%)	AGO (-1,3%)
R.JANEIRO + E.SANTO	DEZ (10.103MW)	DEZ (-3,2%)	DEZ (-3,4%)
GOIÁS + DISTRITO FEDERAL	OUT (-1,0%)	OUT (-6,0%)	AGO (3.057MW)
MATO GROSSO DO SUL	SET (-0,8%)	OUT (-1,9%)	SET (687MW)
MATO GROSSO	SET (-4,9%)	SET (1.105MW)	AGO (-8,8%)
GOIÁS	OUT (-4,3%)	OUT (-10,4%)	AGO (2.105MW)
DISTRITO FEDERAL	OUT (1.012MW)	SET (-1,2%)	SET (-4,9%)
ESPÍRITO SANTO	OUT (-3,6%)	OUT (-0,8%)	OUT (2.063MW)
MINAS GERAIS	JUN (-1,3%)	OUT (-4,9%)	JUN (7.880MW)
RIO DE JANEIRO	DEZ (8.193MW)	DEZ (-4,5%)	DEZ (-5,4%)
SÃO PAULO	AGO (21.560MW)	NOV (-5,7%)	SET (-7,5%)
TOCANTINS	SET (34MW)	SET (-3,3%)	SET (-3,0%)
ACRE+RONDÔNIA	OUT (645MW)	OUT (-2,8%)	OUT (-7,3%)
SUBSISTEMA SUDESTE-C.OESTE	SET (43.307MW)	OUT (-3,3%)	SET (-3,8%)
SUBSISTEMA SUDESTE-C.OESTE+ACRO	SET (43.933MW)	OUT (-3,2%)	SET (-3,8%)

<b>CARGA CRÍTICA ANO 2010</b>			
<b>BARRAS</b>	<b>Mês (MW Crítico) / Mês (Dif % MW Crítico)</b>		
	<b>Pes DU</b>	<b>Med DU</b>	<b>Pes Sáb</b>
SUDESTE	ABR (39.985MW)	MAR (-4,4%)	ABR (-5,6%)
CENTRO-OESTE	ABR (5.042MW)	ABR (-6,9%)	ABR (-0,8%)
SUBSISTEMA C.OESTE+ACRO	ABR (5.721MW)	ABR (-6,7%)	ABR (-1,6%)
R.JANEIRO + E.SANTO	MAR (10.078MW)	MAR (-2,0%)	FEV (-3,7%)
GOIÁS + DISTRITO FEDERAL	ABR (3.248MW)	ABR (-10,8%)	ABR (-0,3%)
MATO GROSSO DO SUL	MAR (-1,2%)	MAR (-1,3%)	MAR (709MW)
MATO GROSSO	MAR (-3,9%)	MAR (1.112MW)	MAR (-7,6%)
GOIÁS	JUN (-7,1%)	OUT (-13,0%)	AGO (2.394MW)
DISTRITO FEDERAL	ABR (1.058MW)	MAR (-6,6%)	ABR (-5,7%)
ESPÍRITO SANTO	FEV (-4,1%)	FEV (2.054MW)	FEV (-2,3%)
MINAS GERAIS	ABR (-0,6%)	MAR (-6,1%)	ABR (8.052MW)
RIO DE JANEIRO	MAR (8.127MW)	MAR (-3,5%)	JAN (-4,9%)
SÃO PAULO	ABR (22.076MW)	MAR (-5,9%)	ABR (-8,6%)
TOCANTINS	ABR (-3,9%)	MAR (-10,5%)	MAR (34MW)
ACRE+RONDÔNIA	ABR (679MW)	ABR (-5,0%)	ABR (-7,3%)
SUBSISTEMA SUDESTE-C.OESTE	ABR (45.027MW)	MAR (-4,8%)	ABR (-5,1%)
SUBSISTEMA SUDESTE-C.OESTE+ACRO	ABR (45.706MW)	MAR (-4,8%)	ABR (-5,1%)

1 – Carga coincidente mensal.

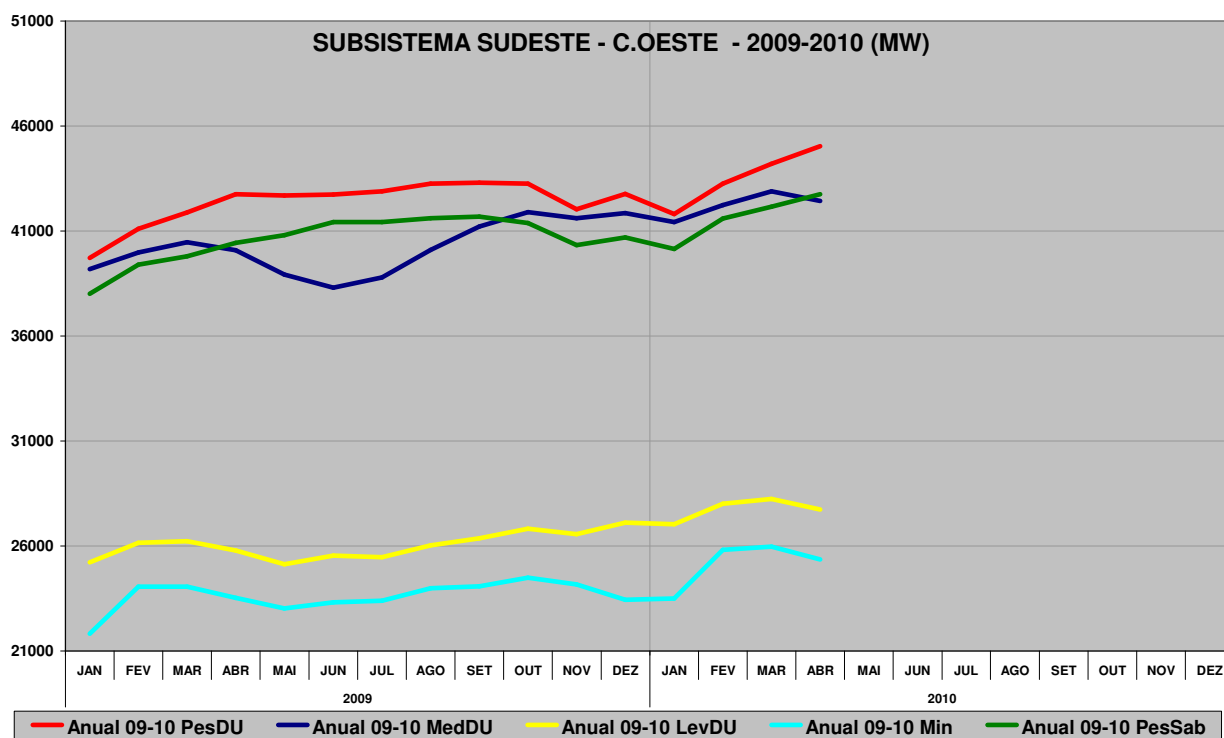
### 5.3.1 ANÁLISE DAS CURVAS DE CARGA DO SUDESTE - CENTRO OESTE

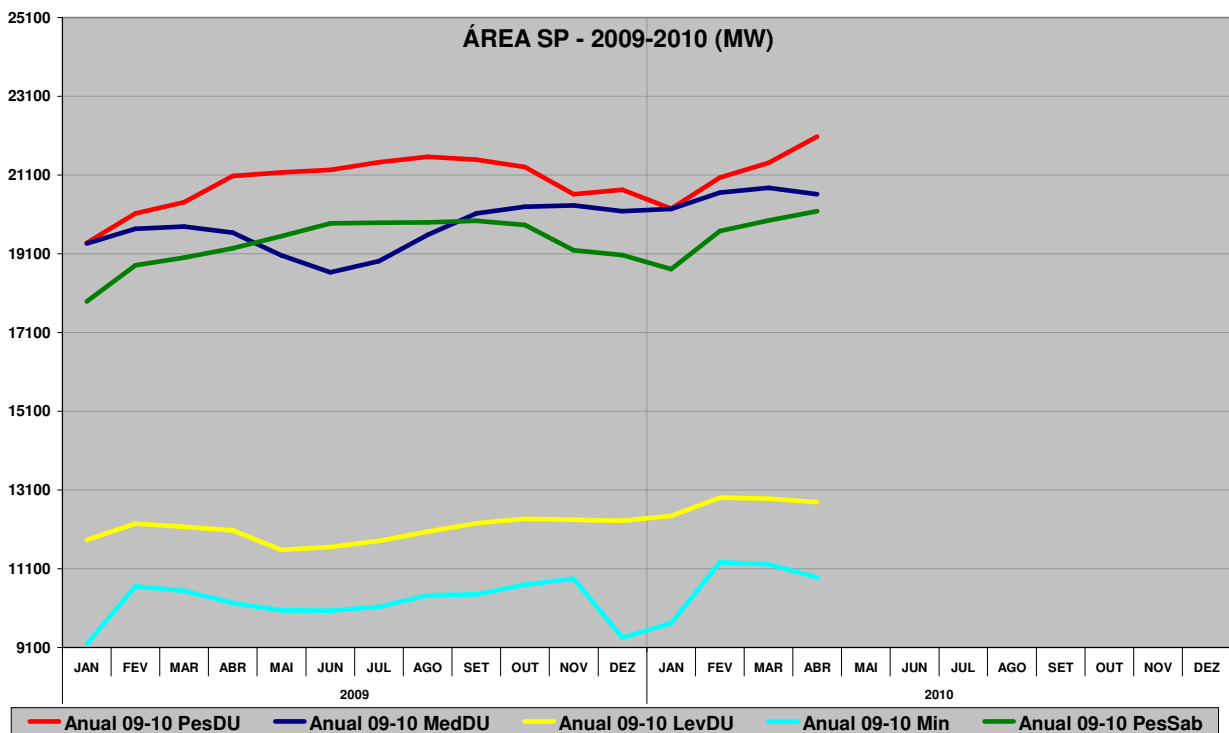
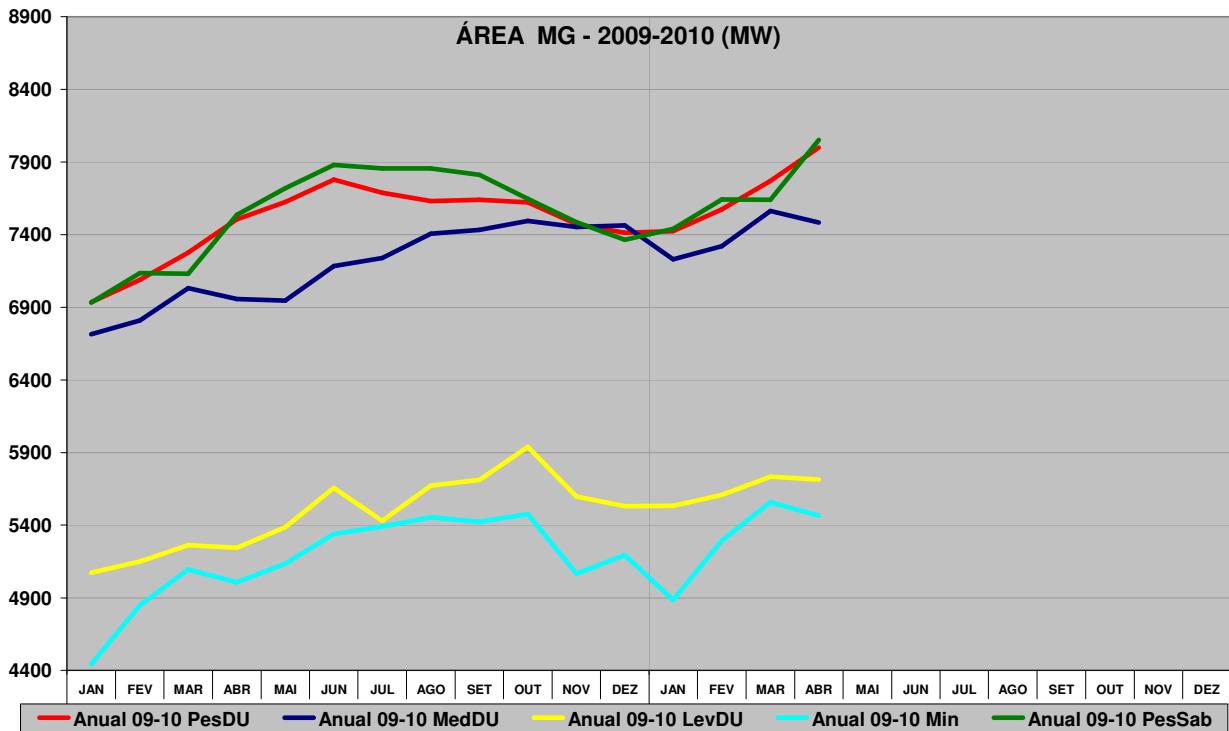
Para o subsistema como um todo, as várias áreas contribuem para uma conformação da curva de carga ao longo do ano que denota uma variação mais expressiva nos horários no entorno da ocorrência da ponta de carga. O efeito do horário de verão é notável, como se pode observar no deslocamento do horário de ponta, e também na sua diminuição, bem como através da previsão de um “vale” no período que a antecede.

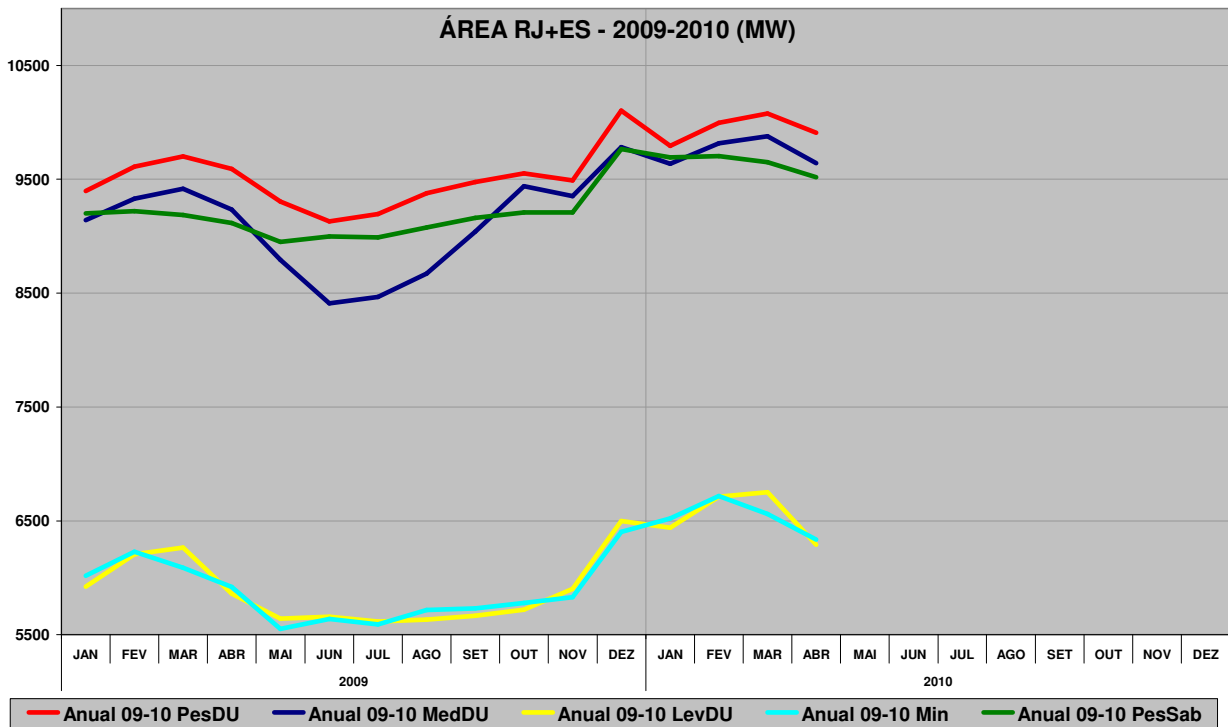
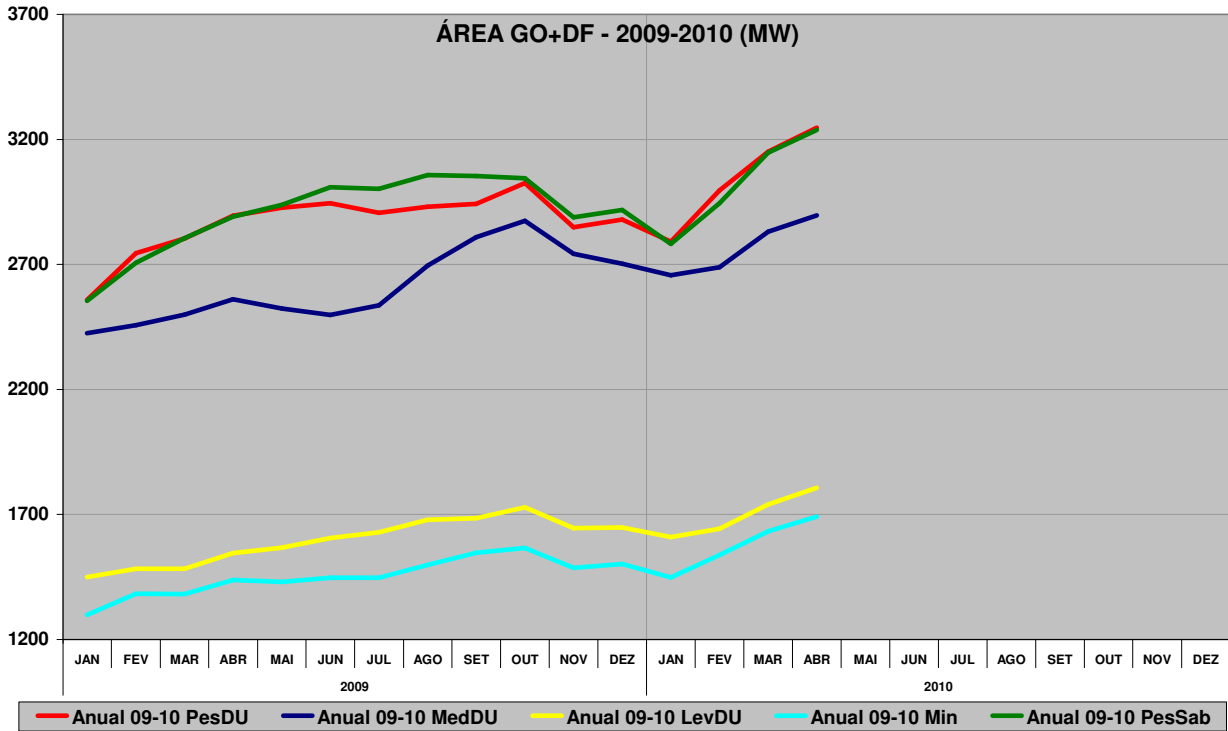
A máxima demanda de carga no ano ocorre no inverno, sendo que a carga média vespertina é maior nos meses de verão.

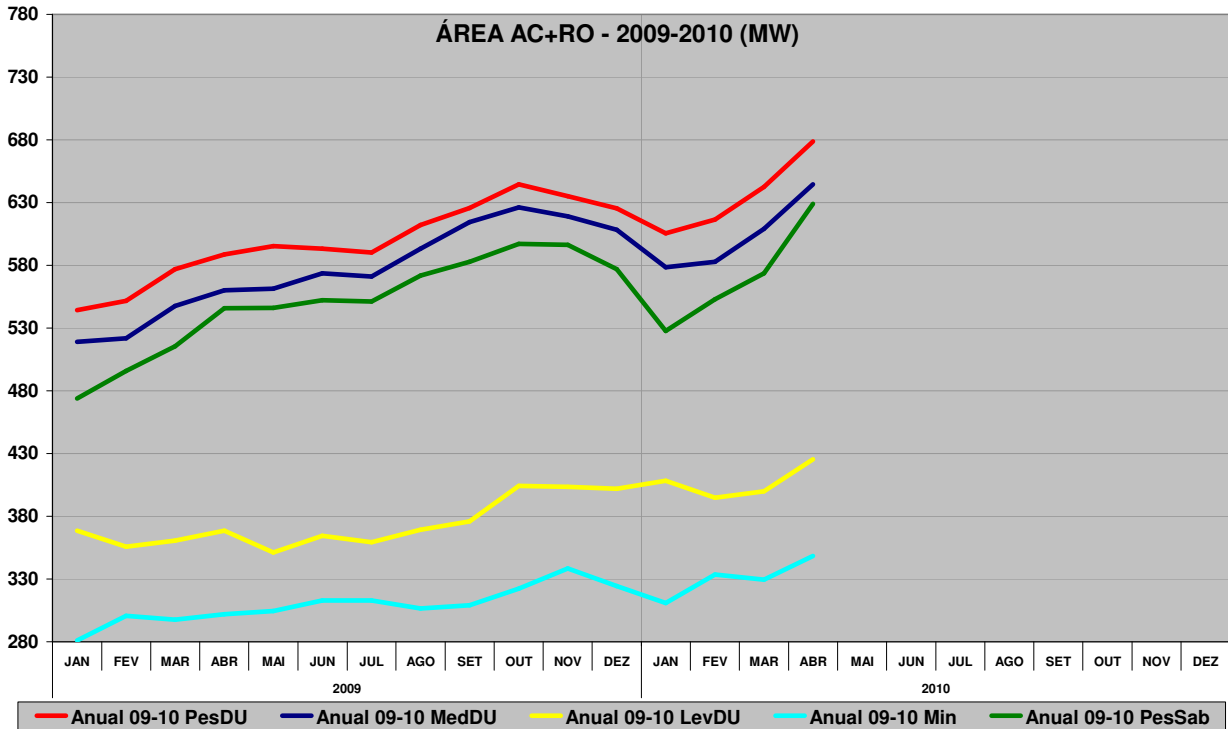
A análise das curvas de carga anual para a Área Acre-Rondônia mostra que a variação sazonal é da ordem 15% e a carga média é cerca de 5% inferior à carga pesada dos dias úteis.

**Figura 5-16: Subsistema Sudeste - Centro-Oeste - Curvas de carga anual**

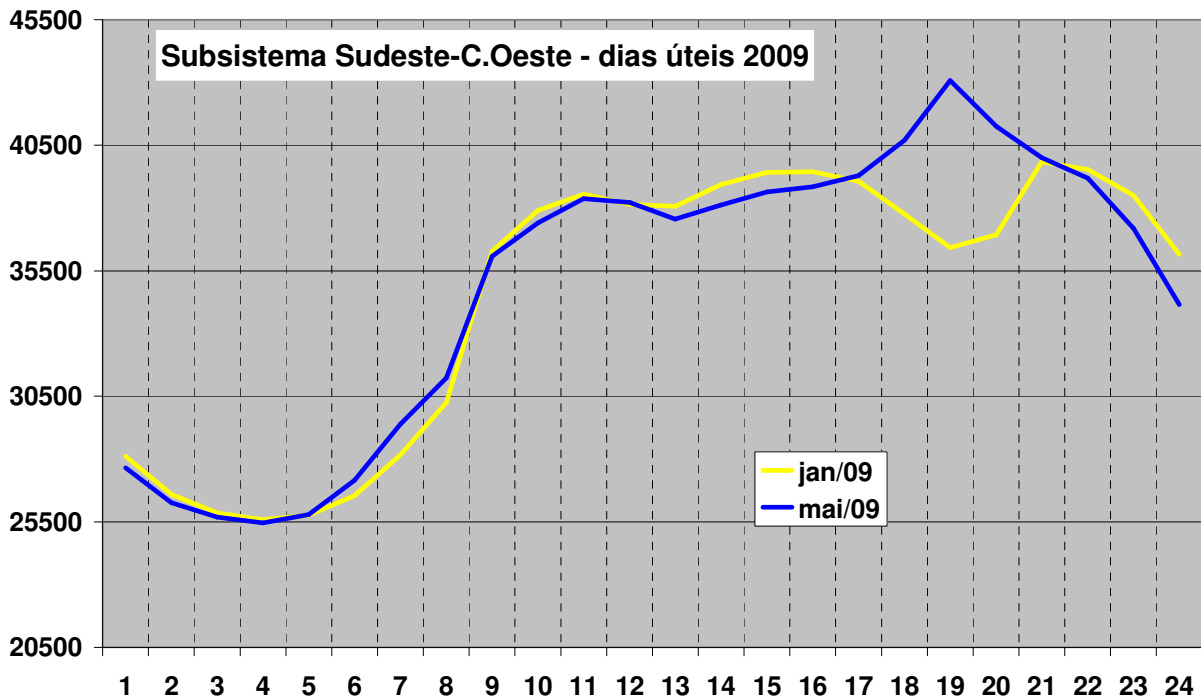








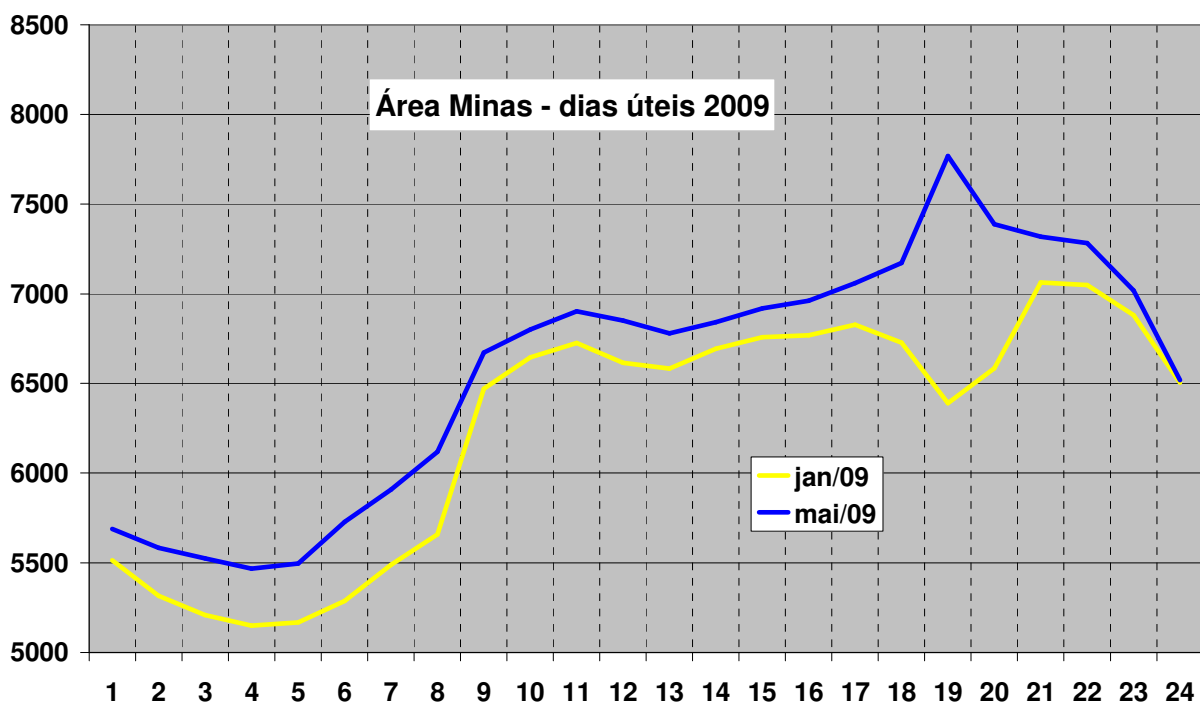
**Figura 5-17: Subsistema Sudeste – Centro-Oeste - Curvas de carga típicas para dia útil**

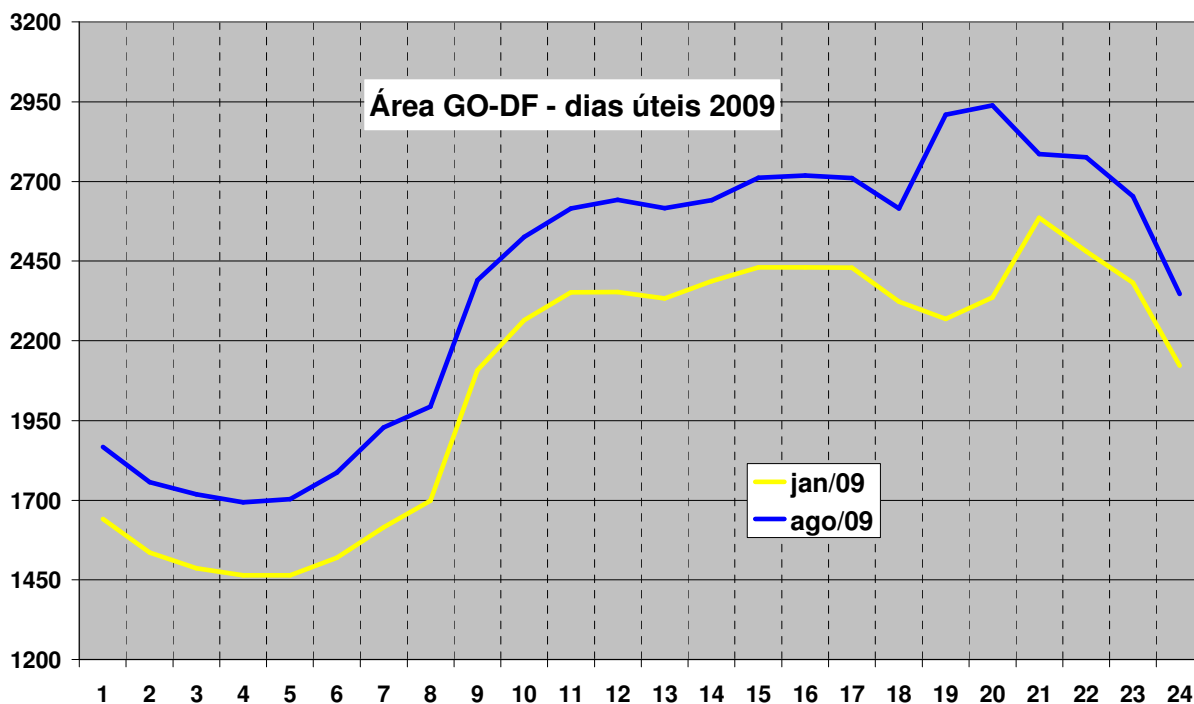
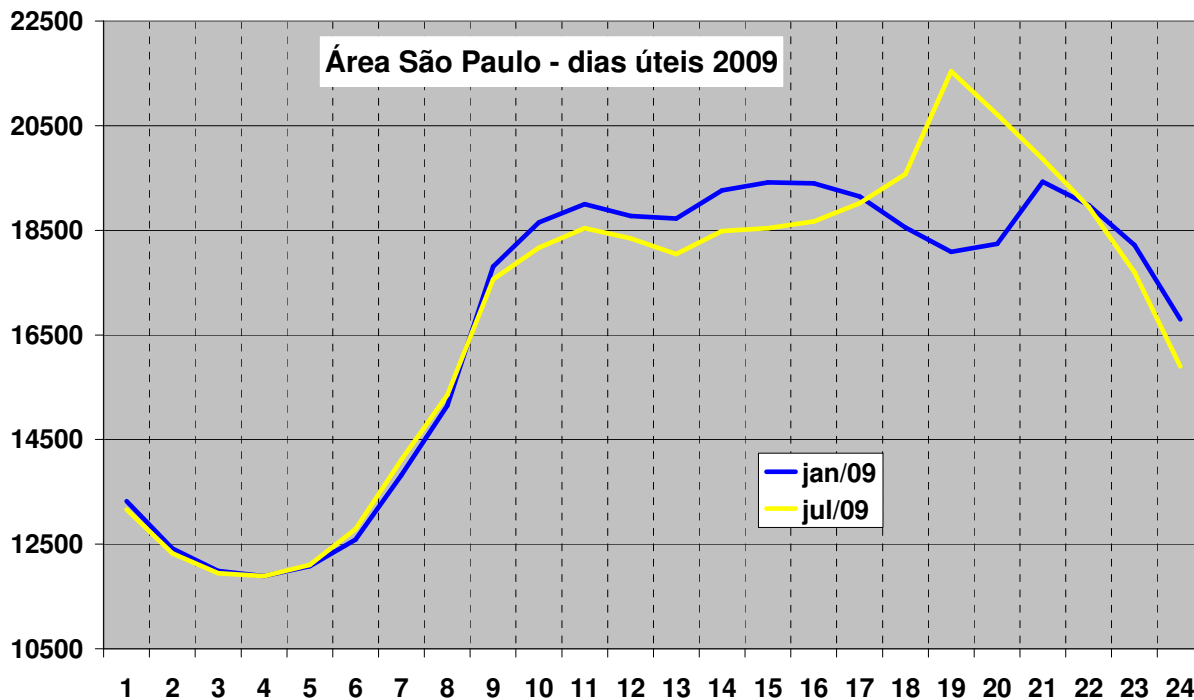


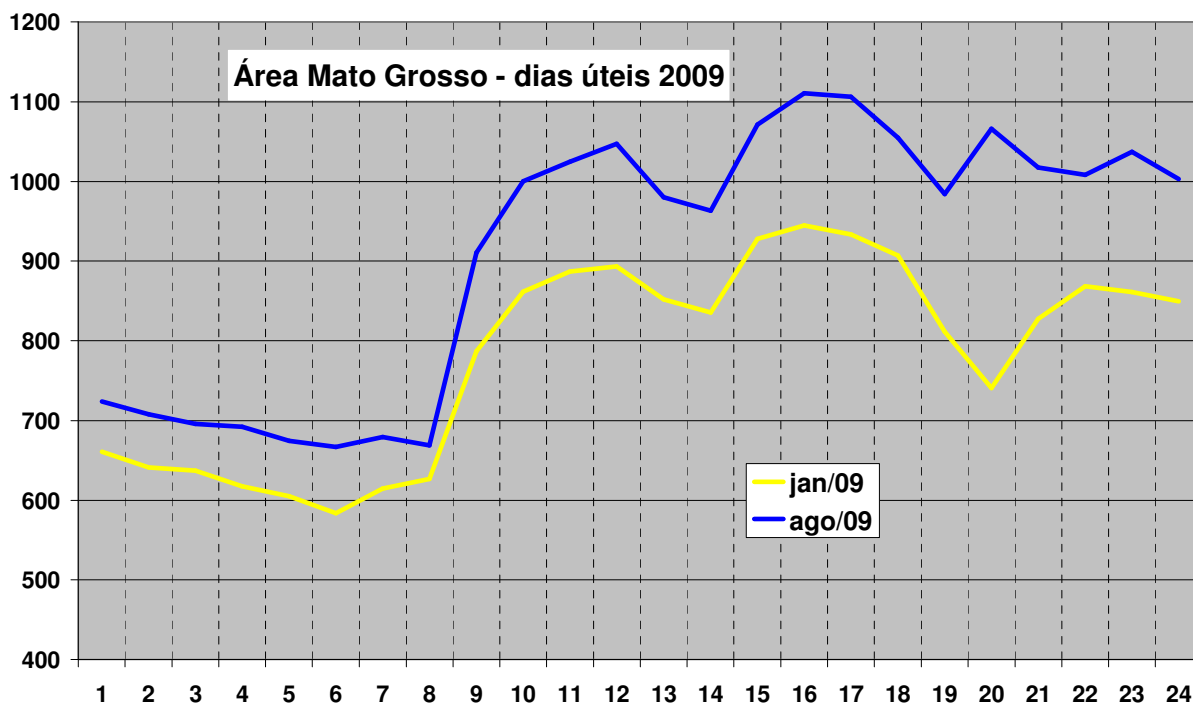
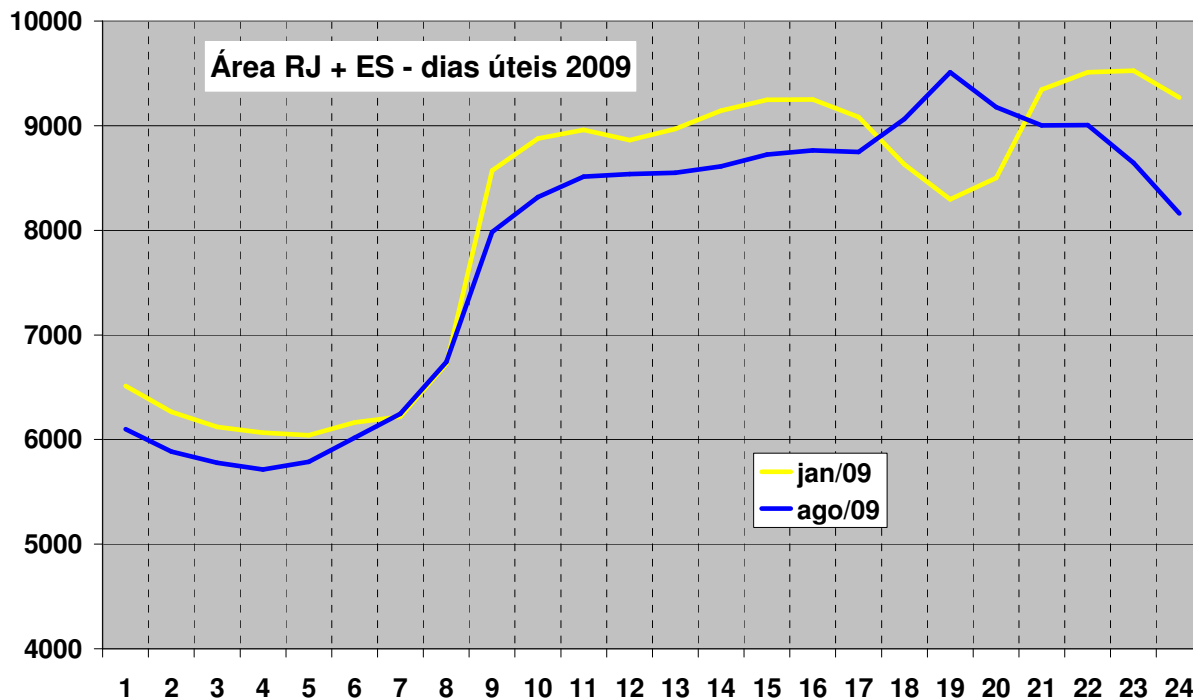
As curvas das diferentes áreas traduzem as diversas composições do mercado consumidor que as formam, com as diferentes intensidades dos segmentos tradicionais (residencial, comercial, industrial, poderes público e rural).

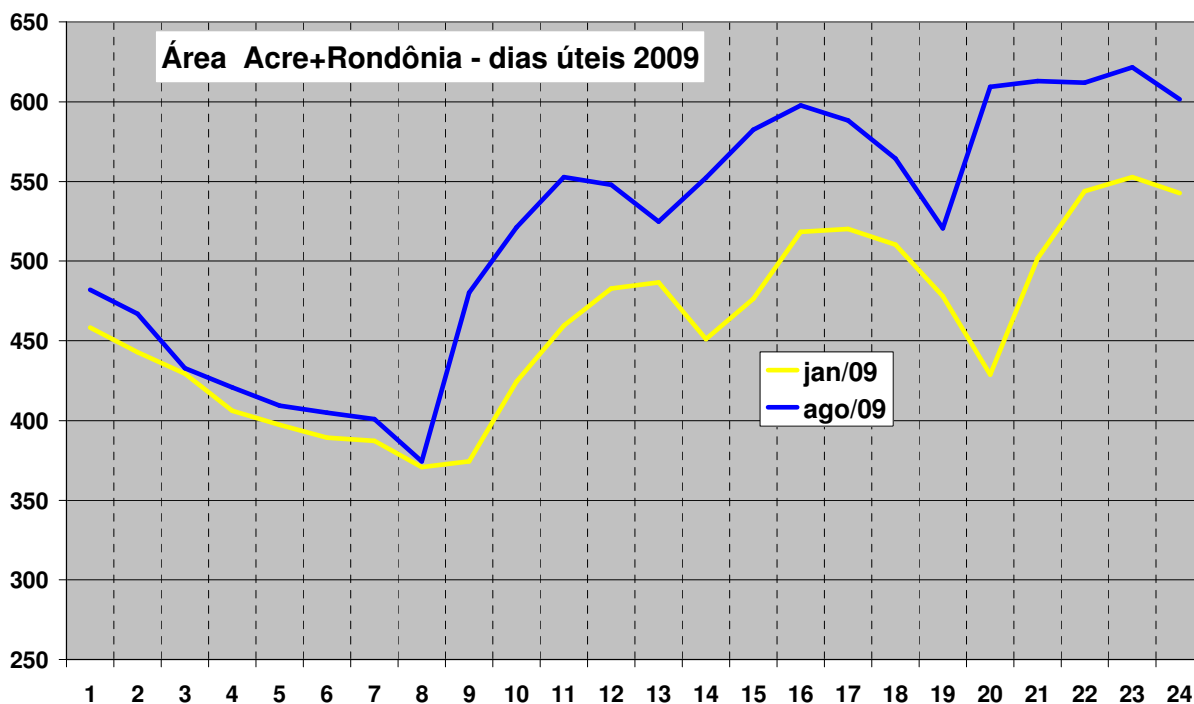
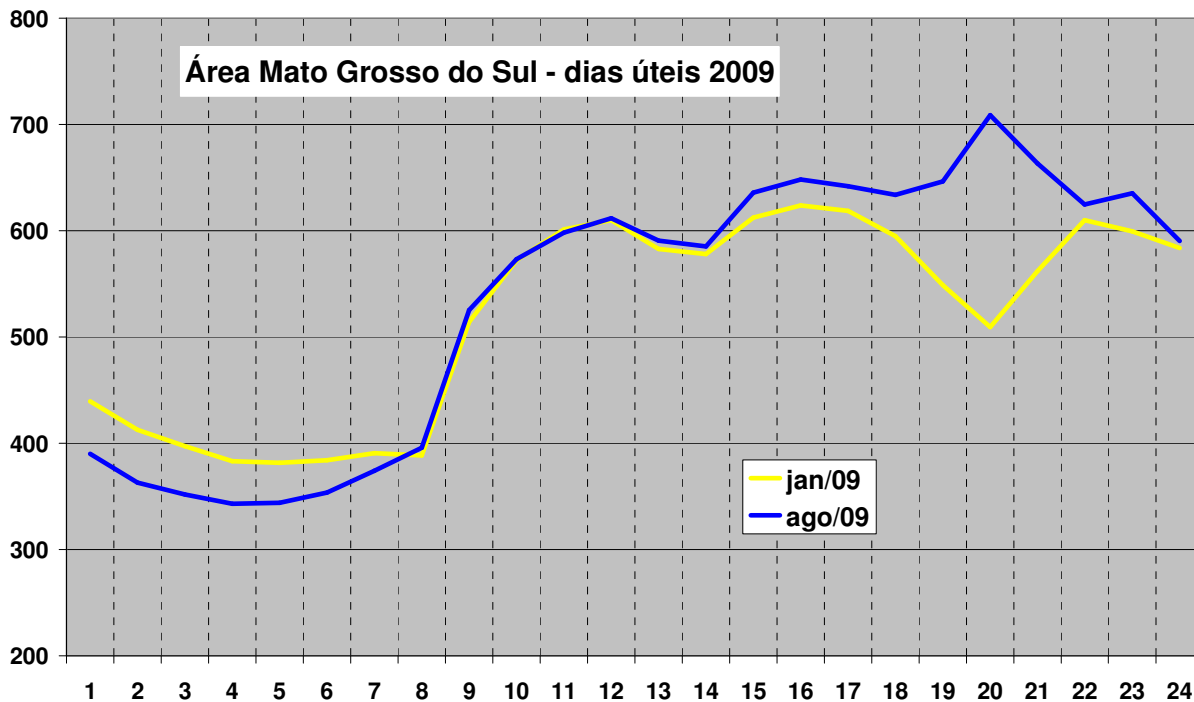
Destaca-se que embora existam variações entre as áreas, a forma básica da curva de carga no inverno ainda é a tradicional, com a ponta descolada do restante da curva e representando a ocorrência da máxima carga do dia. A Área Mato Grosso é exceção.

**Figura 5-18: Subsistema Sudeste – Centro-Oeste - Curvas de carga típicas para dia útil – Áreas**







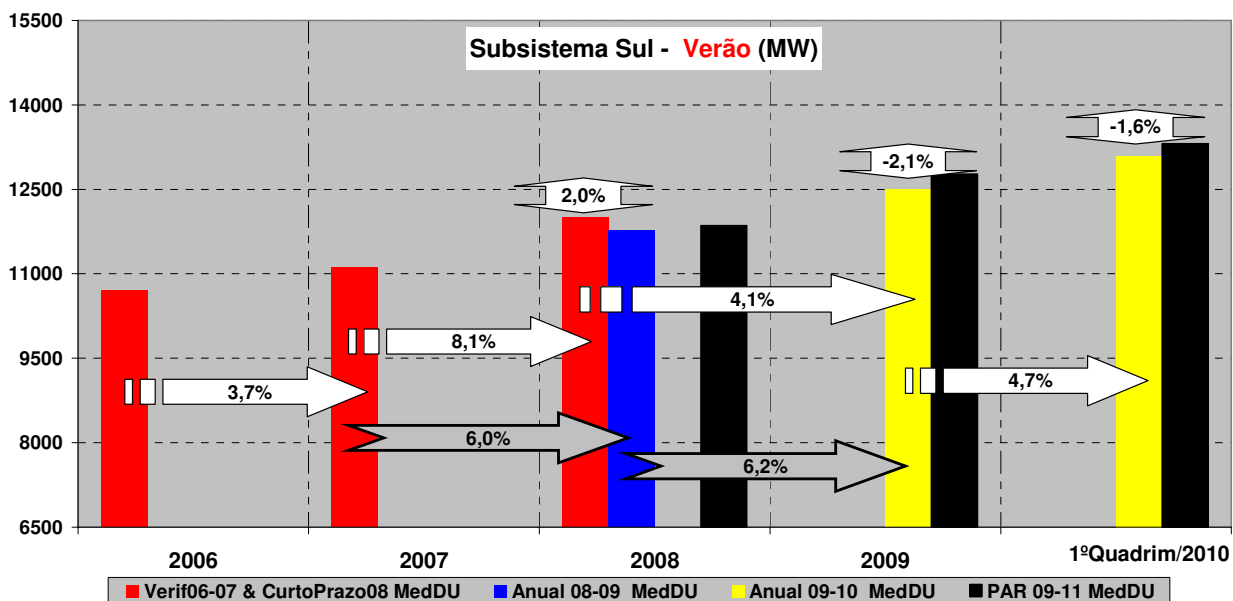


## 5.4 SUL

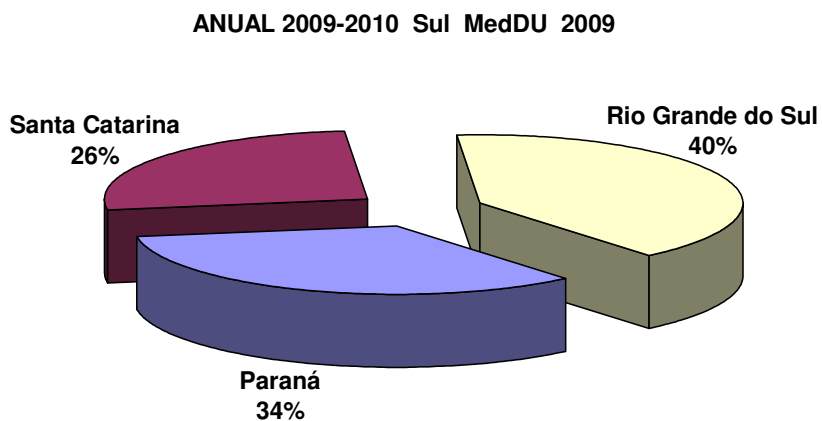
O Subsistema Sul apresenta sua maior carga em dezembro, 12.567 MW em 2009 e 13.049 MW em 2010, na condição de carga média dos dias úteis no período de verão, que é aproximadamente 2,8% superior à carga pesada dos dias úteis no período de inverno, 12.215 MW em 2009 e 12.777 MW em 2010. O Ano 2009 apresenta crescimento de 4,1% em relação ao Curto Prazo 2008 e desvio negativo de 2,1% na comparação com o PAR 2008-2010.

A participação de cada estado na composição da carga do subsistema é bastante diferenciada, variando em função da condição de carga e do período do ano. A Área Santa Catarina, apresenta a sua carga máxima na carga média do verão, com reajuste de -1,4% em relação às previsões para o PAR 2009-2011, 3.271 MW em 2009 e 3.429 MW em 2010. A Área Paraná, com reajuste de -4,1% em relação às previsões para o PAR 2009-2011, e carga máxima ocorrendo na carga pesada de dias úteis do inverno, 4.275 MW em 2009 e 4428 MW em 2010, e a Área Rio Grande do Sul cuja maior carga ocorre na carga média do verão, 5.151 MW em 2009 e 5.392 MW em 2010, apresenta pequenas diferenças em relação ao PAR 2009-2011. Boa parte da redução na Área Paraná deve-se a não consideração no Anual 2009-2010 da ampliação da carga do consumidor industrial PISA (papel e celulose) que pretendia se conectar à rede básica e ampliar a sua carga na ponta de 20MW para 159MW. Estes 139MW a menos deste consumidor na carga pesada da área Paraná representam 3,1% da carga considerada no PAR 2009-2011. A área de estudos não considerou esta ampliação em função daquele consumidor industrial não ter dado o devido andamento ao processo de Parecer de Acesso.

**Figura 5-19: Subsistema Sul – Comparação entre estudos**



**Figura 5-20: Subsistema Sul– Composição por Área –Carga Pesada de Inverno**



**Tabela 5-12: Subsistema Sul – Previsão de Carga Pesada de dia útil (MW)**

Áreas e Subsistema	Mês	Verif 06.07 & Curto Prazo 08			Anual 08-09	Anual 09-10		PAR 09-11		
		2006	2007	2008	2008	2009	2010	2008	2009	2010
Paraná	Inverno	3.752	3.827	4.037	4.001	4.275	4.428	4.064	4.456	4.565
Santa Catarina <sup>1</sup>	Verão	2.809	2.845	3.087	3.051	3.271	3.429	3.131	3.317	3.468
Rio Grande do Sul <sup>1</sup>	Verão	4.492	4.688	4.977	4.860	5.151	5.392	4.778	5.151	5.340
Subsistema Sul <sup>1</sup>	Verão	10.705	11.106	12.004	11.770	12.501	13.094	11.854	12.772	13.309

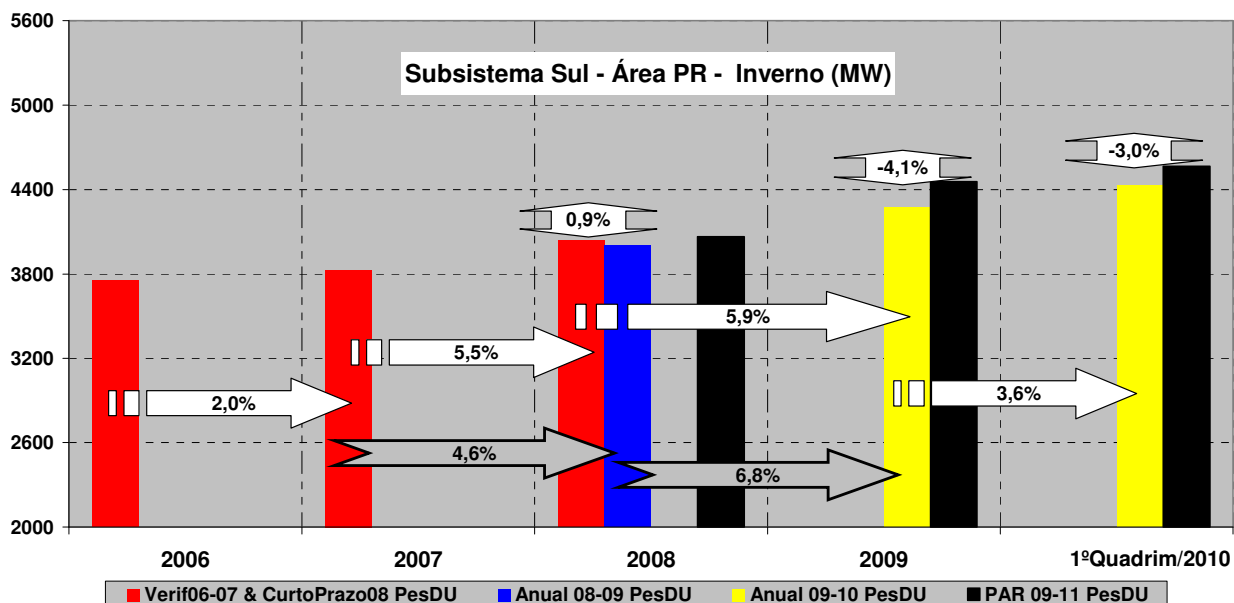
1 - Carga média de dia útil

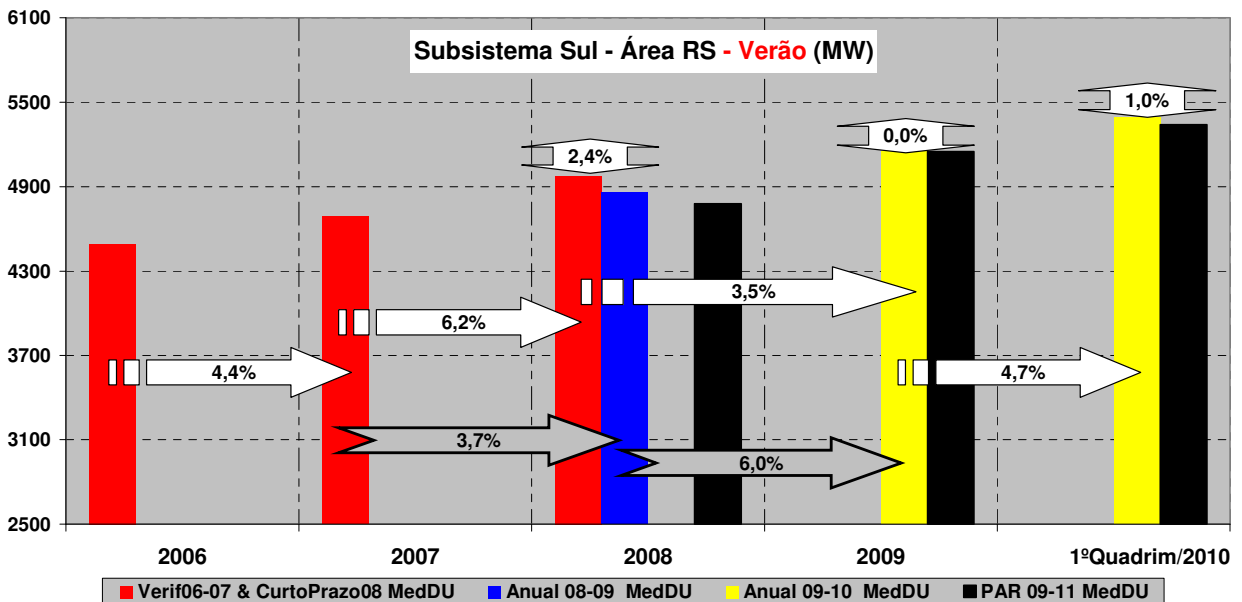
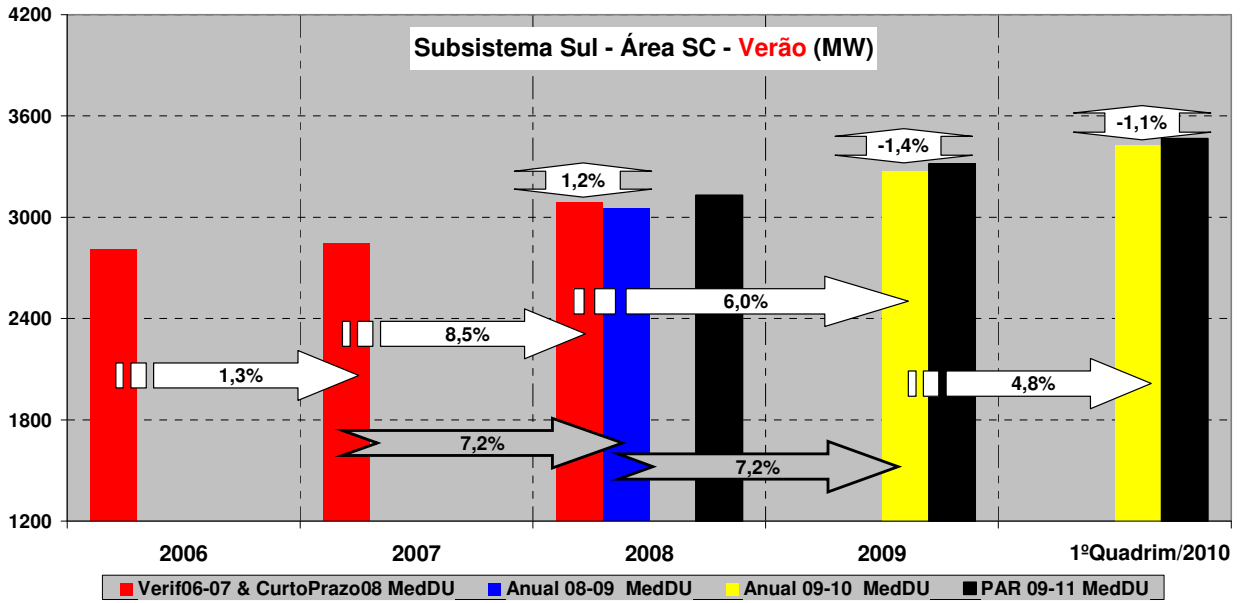
**Tabela 5-13: Subsistema Sul – Taxas de Crescimento e diferenças entre estudos**

Áreas e Subsistema	Crescimento %						Desvio %		
	Verif	C.Prazo 08 /	Anual 09-10 /	Anual 09-10	Anual 08-09 /	Anual 09-10 /	C.Praz08 / Anual 08-09	Anual 09-10 / PAR 09-11	
		Verif07	C.Praz08	10/09	Verif07	08-09		2008	2009
Paraná	2,0%	5,5%	5,9%	3,6%	4,6%	6,8%	0,9%	-4,1%	-3,0%
Santa Catarina <sup>1</sup>	1,3%	8,5%	6,0%	4,8%	7,2%	7,2%	1,2%	-1,4%	-1,1%
Rio Grande do Sul <sup>1</sup>	4,4%	6,2%	3,5%	4,7%	3,7%	6,0%	2,4%	0,0%	1,0%
Subsistema Sul <sup>1</sup>	3,7%	8,1%	4,1%	4,7%	6,0%	6,2%	2,0%	-2,1%	-1,6%

Refere-se à Tabela anterior.

**Figura 5-21: Subsistema Sul – Comparação entre estudos - Áreas**





**Tabela 5-14: Subsistema Sul – Carga Crítica<sup>1</sup>**

CARGA CRÍTICA ANO 2009			
BARRAS	Mês (MW Crítico) / Mês (Dif % MW Crítico)		
	Pes DU	Med DU	Pes Sáb
PARANÁ	JUN (-0,1%)	OUT (-0,8%)	JUN (4.277MW)
STA CATARINA	MAI (-4,3%)	MAR (3.271MW)	MAI (-17,0%)
RIO G. DO SUL	MAR (-4,6%)	DEZ (5.181MW)	DEZ (-11,6%)
SUBSISTEMA SUL	MAR (-2,7%)	DEZ (12.567MW)	MAR (-9,6%)

CARGA CRÍTICA ANO 2010			
BARRAS	Mês (MW Crítico) / Mês (Dif % MW Crítico)		
	Pes DU	Med DU	Pes Sáb
PARANÁ	ABR (4.428MW)	MAR (-0,3%)	ABR (-1,0%)
STA CATARINA	MAR (-4,4%)	MAR (3.429MW)	MAR (-17,1%)
RIO G. DO SUL	MAR (-4,2%)	JAN (5.392MW)	MAR (-12,9%)
SUBSISTEMA SUL	MAR (-2,2%)	MAR (13.094MW)	MAR (-9,2%)

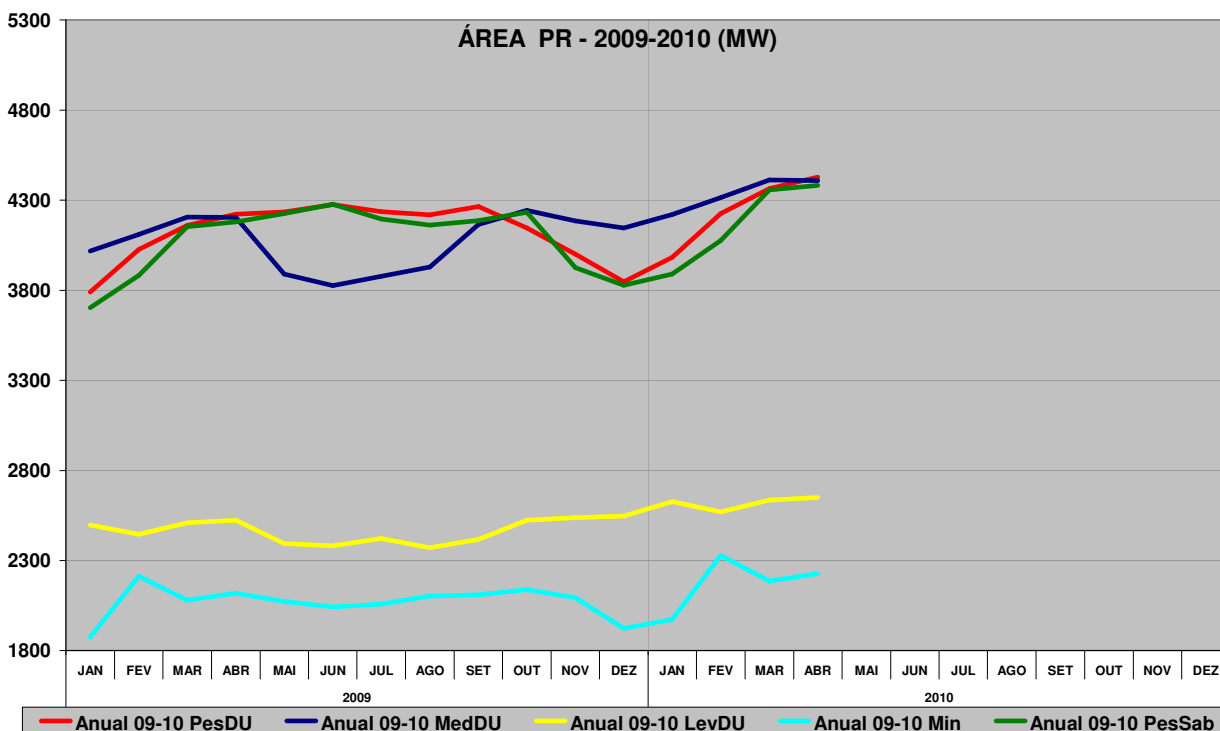
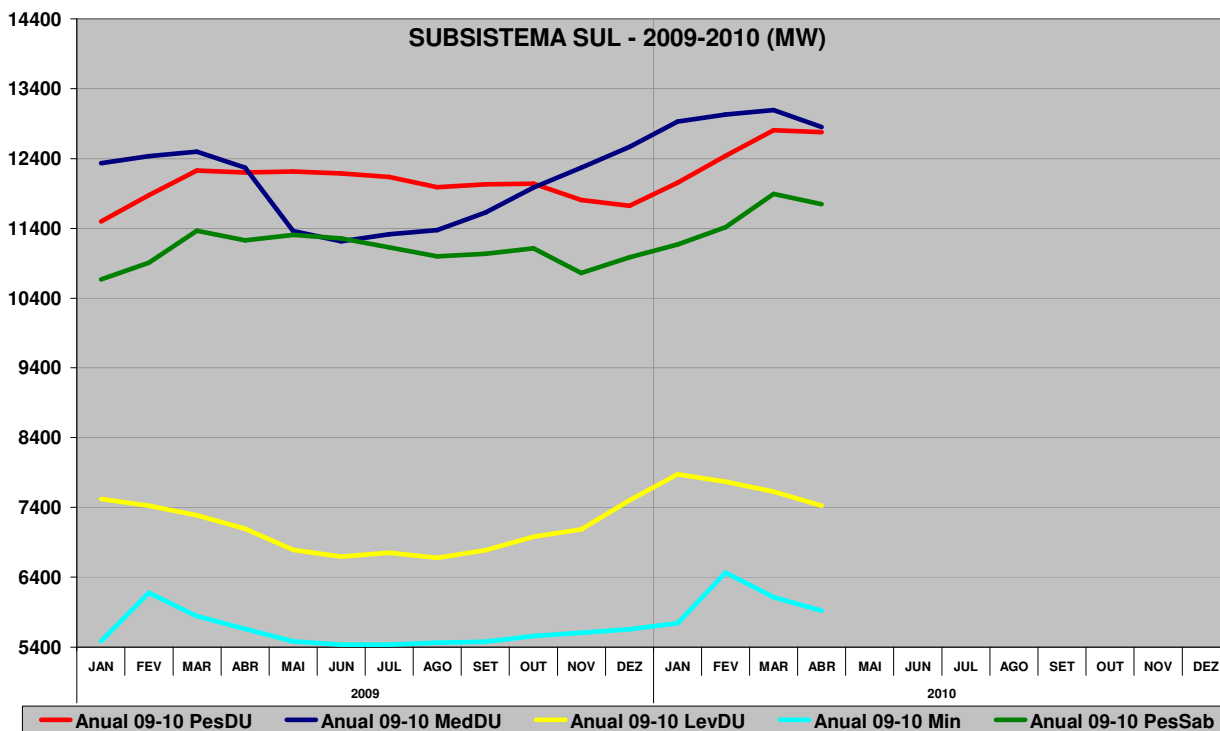
1 – Carga coincidente mensal

#### 5.4.1 ANÁLISE DAS CURVAS DE CARGA DO SUL

As análises das curvas de carga global das empresas foram determinativas para definição das cargas a serem consideradas para os estudos. As máximas solicitações, considerando as parcelas ativa e reativa (em MVA), ocorrem no verão no mês de março, durante o período vespertino (carga média de dia útil), e no inverno, durante o período de carga pesada de dia útil, em maio.

A análise confirma a alteração na conformação destas curvas, em função da influência da carga vespertina, que faz com que durante todos os meses do verão o dia útil apresente a carga média acima da carga coincidente com o período de ponta do SIN. Este formato começou a se delinear no Rio Grande do Sul, onde ainda é mais significativo, tendo evoluído também para Santa Catarina, sendo que no Paraná esta carga média tem apresentado um crescimento acelerado nos dois últimos verões, ficando apenas 1,6% (70MW) abaixo da carga pesada de inverno todo o Sul, a menos do Paraná. Destaca-se ainda que a componente reativa desta carga, em função de sua natureza associados à temperatura, a torna importante objeto de estudo dentro do escopo considerado. A seguir são apresentadas as curvas para os meses de inverno e de verão, estas previstas para o período de vigência do horário de verão (HV), de forma a explicitar os importantes deslocamentos na ocorrência da máxima demanda entre os meses de verão e inverno.

Figura 5-22: Subsistema Sul – Curvas de carga anual



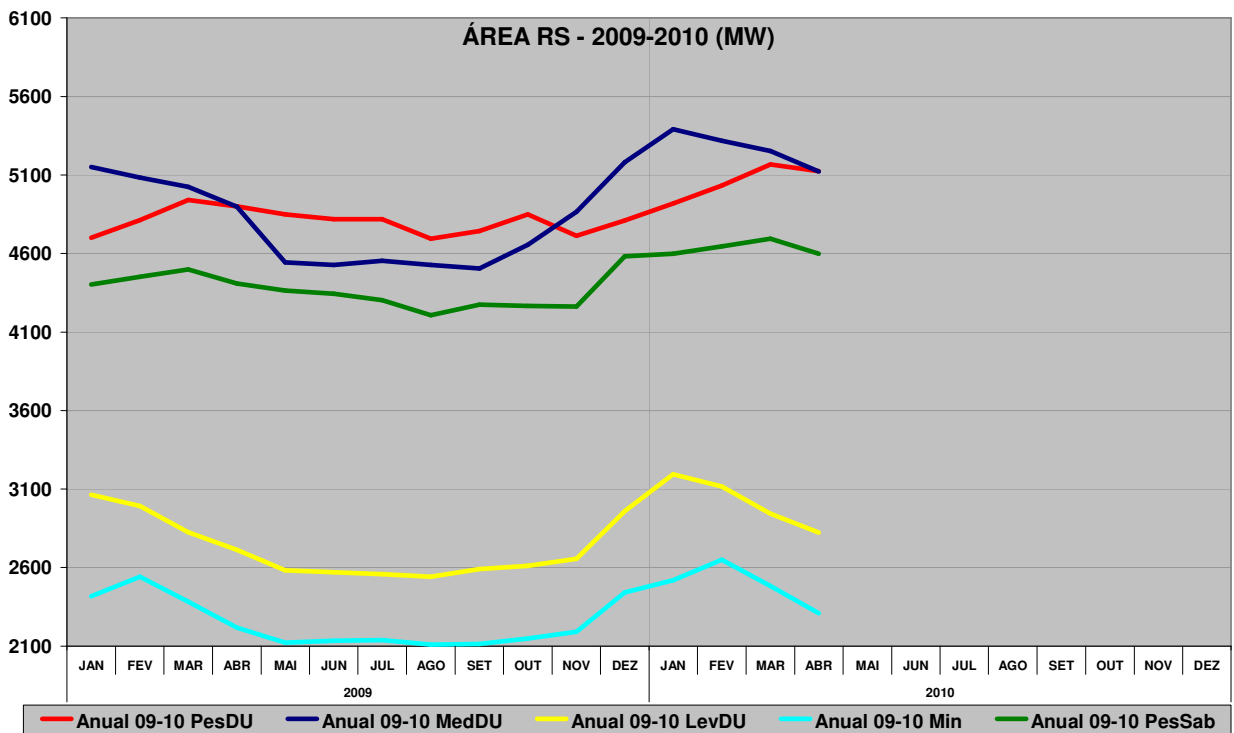
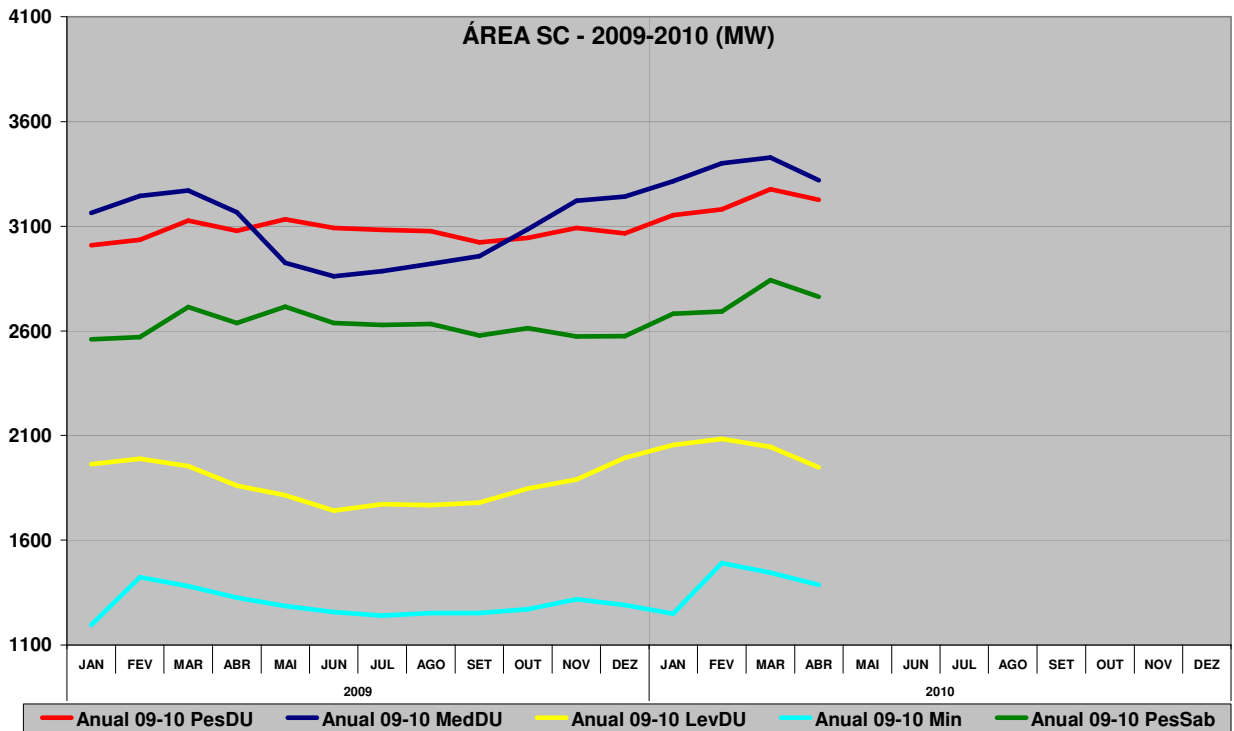
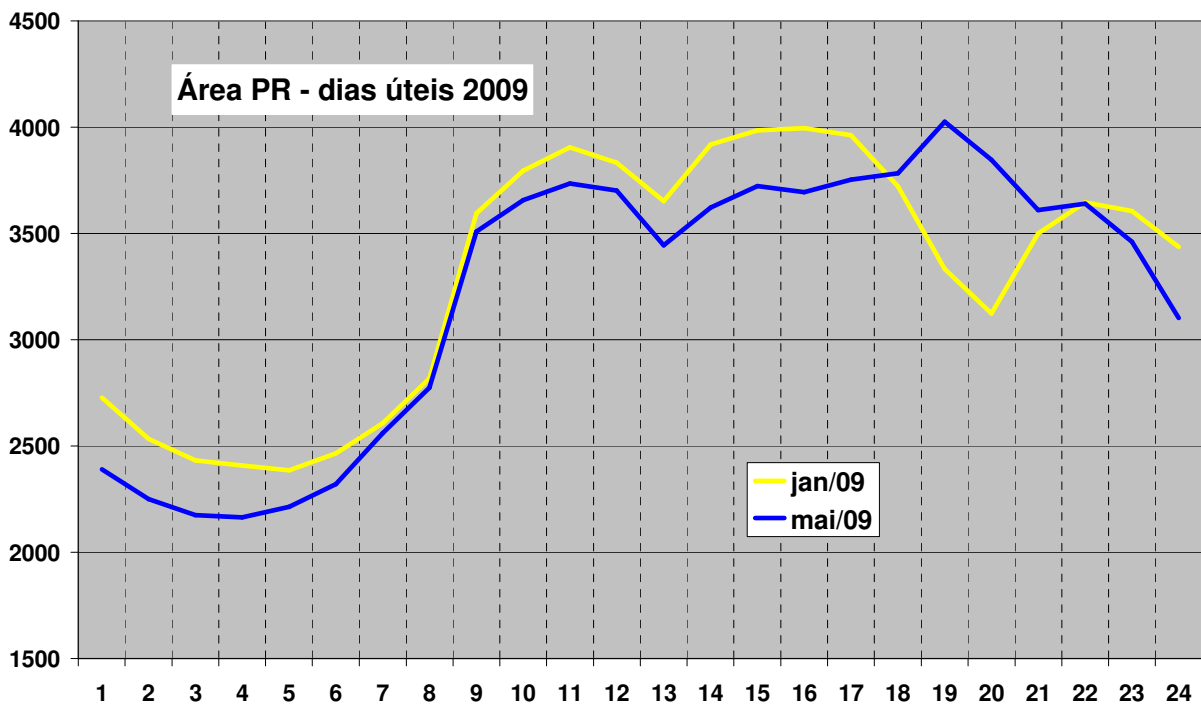
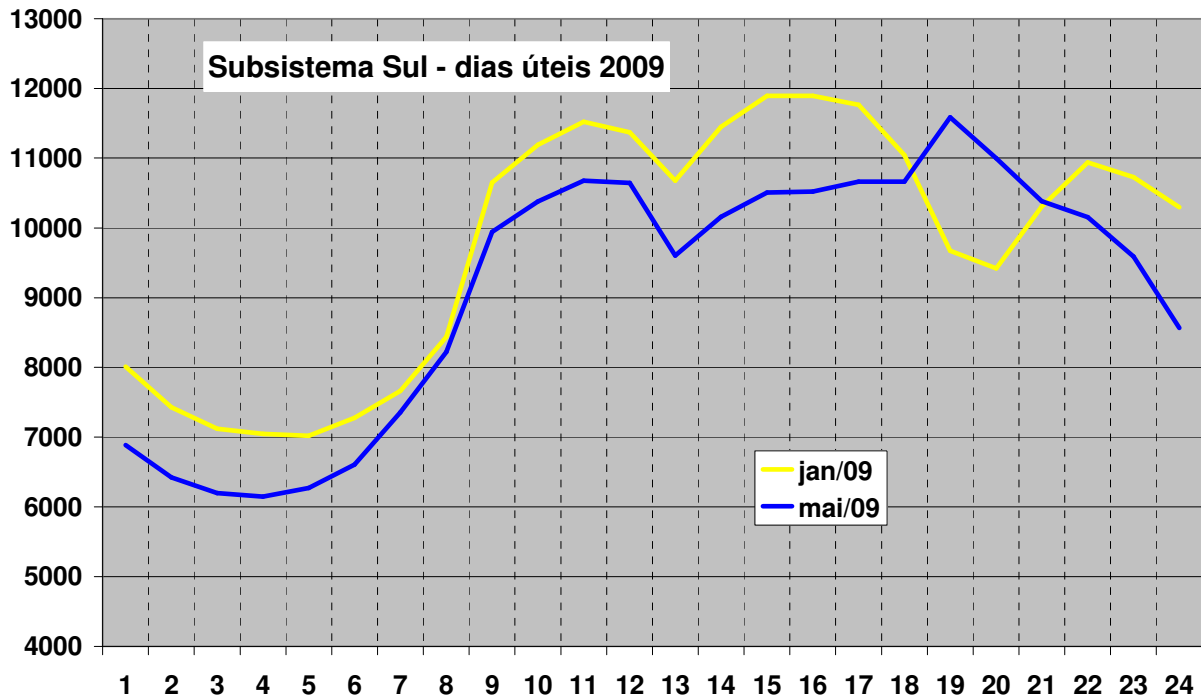
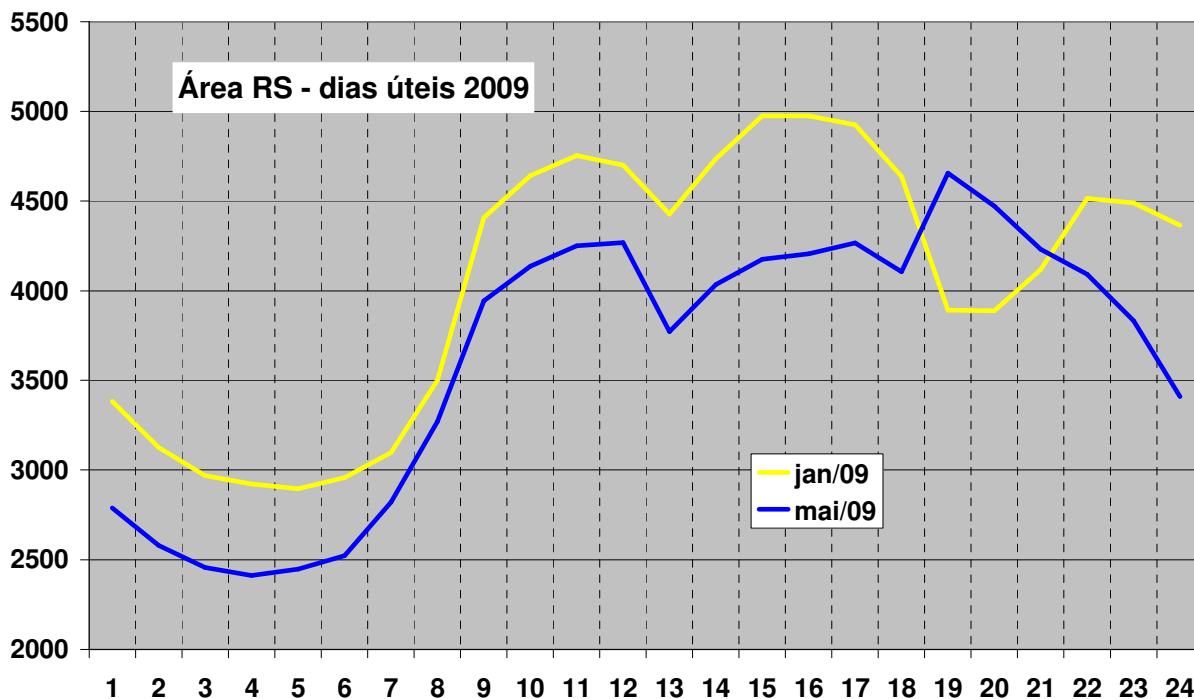
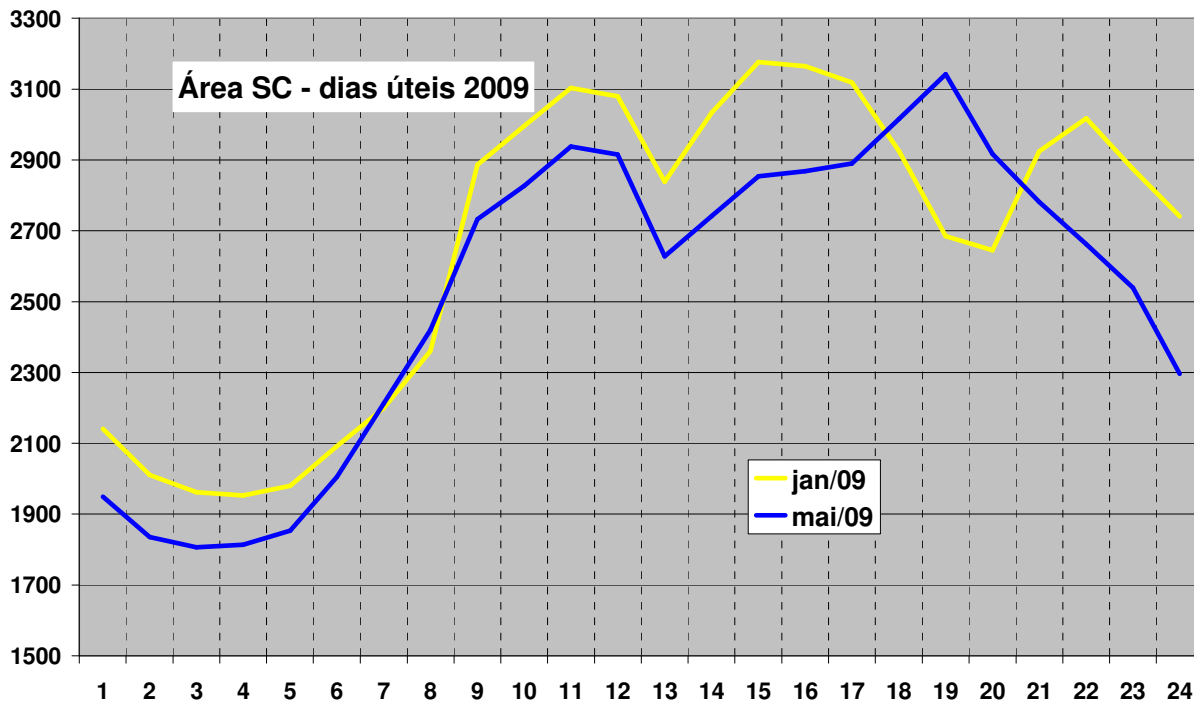


Figura 5-23: Subsistema Sul e Áreas - Curvas de carga típicas para dia útil





## 6 Carga para os casos de estudo

Os casos de referência para as quatro condições de carga pesada, média, leve e mínima gerados para os diferentes meses do ano, conforme definido no Termo de Referência para o Planejamento da Operação Elétrica de Médio Prazo – PEL 2009-2010 representam o SIN com as cargas por barramento de todos os Agentes dos Subsistemas coincidentes, para o mesmo intervalo de hora em estudo.

Os horários correspondentes às diversas condições de carga não são coincidentes entre os Agentes. Desta forma, é necessário um tratamento nos dados de carga enviados pelos Agentes para obtenção desses casos, em que as cargas por barramento de cada Agente estejam ajustadas para o mesmo intervalo de hora. Este ajuste foi realizado para os Subsistemas Sudeste – Centro-Oeste e Sul visto que as diferenças apontadas para o Norte-Nordeste nas tabelas 6.1 a 6.3 são pequenas comparadas à carga do Brasil, ou seja, inferior a 1%, para a maior diferença observada na carga leve.

Com base nos Casos de Referência foram preparados os Casos Específicos para avaliação do desempenho das áreas geoeletricas do SIN. As tabelas a seguir mostram a composição dos casos, de acordo com a definição das áreas de estudos:

**Tabela 6-1: Composição da carga para os casos de referência**

MÊS/HORA PESADA	MÊS/HORA MÉDIA	MÊS/HORA LEVE	MÊS/HORA MÍNIMA
Mar/09 - 20	Mar/09 - 15	Mar/09 - 04	Jan/09 - 08
Set/09 - 19	Set/09 - 16	Set/09 - 04	
Mar/10 - 20	Mar/10 - 15	Mar/10 - 04	Jan/10 - 08

**Tabela 6-2: Composição da carga para os casos específicos Subsistemas Sul e Sudeste – Centro-Oeste**

Região ou Estado	Mês/Hora Pesada	Mês/Hora Média	Mês/Hora Sábado
RS	Mar/09 - 20	Mar/09 - 15	
	Mar/10 - 20	Mar/10 - 15	
SC	Mar/09 - 20	Mar/09 - 15	
	Mar/10 - 20	Mar/10 - 15	
PR	Jun/09 - 19	Mar/09 - 15	
	Mar/10 - 20	Mar/10 - 15	
MS	Set/09 - 20	Set/09 - 16	

Região ou Estado	Mês/Hora Pesada	Mês/Hora Média	Mês/Hora Sábado
	Mar/10 - 20	Mar/10 - 15	
RJ+ES	Mar/09 - 22	Fev/09 - 23	
	Mar/10 - 22	Fev/10 - 23	
SP	Set/09 - 19	Set/09 - 16	
	Abr/10 - 19	Mar/10 - 15	
MG	Jun/09 - 19	Out/09 - 17	Abr/09 - 19
	Abr/10 - 19	Mar/10 - 17	
GO+DF	Out/09 - 20	Out/09 - 16	
	Abr/10 - 19		Abr/10 - 20
MT+AC+RD	Out/09 - 20	Set/09 - 16	
	Abr/10 - 20		

**Tabela 6-2: Composição da carga para os casos específicos dos Subsistemas Norte e Nordeste**

Área	Mês/Hora Pesada	Mês/Hora Média	Mês/Hora Sábado
LESTE+OESTE+NORTE	Dez/09	Dez/09	
SUL		Mar/10	Mar/10
SUDOESTE			Set/09
PA + MA + TO	Set/09	Set/09	

## Lista de figuras e tabelas

### Figuras

Figura 5-1: Sistema Interligada Nacional – Comparação entre estudos – Pesada Dias Úteis - Inverno	7
Figura 5-2: Sistema Interligado Nacional – Composição por Subsistemas – Pesada Dias Úteis - Setembro	7
Figura 5-3: Subsistema Norte – Comparação entre estudos – Pesada Dias Úteis – 2º semestre	9
Figura 5-4: Subsistema Norte – Composição por Áreas - Pesada Dias Úteis – Dezembro	9
Figura 5-5: Subsistema Norte– Comparação entre estudos – Áreas	10
Figura 5-6: Subsistema Norte – Curvas de carga anual	13
Figura 5-7: Subsistema Norte – Curvas de carga típicas para dia útil	16
Figura 5-8: Subsistema Nordeste – Comparação entre estudos – Pesada Dias Úteis 2º semestre	18
Figura 5-9: Subsistema Nordeste – Composição por Áreas – Pesada Dias Úteis – Dezembro	18
Figura 5-10: Subsistema Nordeste – Comparação entre estudos – Áreas	19
Figura 5-11: Subsistema Nordeste – Curvas de carga anual	25
Figura 5-12: Subsistema Nordeste – Curvas de carga típicas para dia útil	29
Figura 5-13: Subsistema Sudeste - Centro-Oeste – Comparação entre estudos – Pesada Dias Úteis - Inverno	32
Figura 5-14: Subsistema Sudeste - Centro-Oeste – Participação – Pesada de dias úteis – Inverno – Setembro	33
Figura 5-15: Subsistema Sudeste – Centro-Oeste – Comparação entre estudos – Áreas	34
Figura 5-16: Subsistema Sudeste - Centro-Oeste - Curvas de carga anual	40
Figura 5-17: Subsistema Sudeste – Centro-Oeste - Curvas de carga típicas para dia útil	43
Figura 5-18: Subsistema Sudeste – Centro-Oeste - Curvas de carga típicas para dia útil – Áreas	44
Figura 5-19: Subsistema Sul – Comparação entre estudos	49
Figura 5-20: Subsistema Sul– Composição por Área –Carga Pesada de Inverno	49
Figura 5-21: Subsistema Sul – Comparação entre estudos - Áreas	50
Figura 5-22: Subsistema Sul – Curvas de carga anual	53
Figura 5-23: Subsistema Sul e Áreas - Curvas de carga típicas para dia útil	55

### Tabelas

Tabela 3-1: Solicitação de previsões de carga	4
Tabela 5-1: Sistema Interligado Nacional – Carga Pesada Dia Útil (MW) – Inverno	8
Tabela 5-2: Sistema Interligado Nacional – Taxas de Crescimento e Diferenças entre estudos	8
Tabela 5-3: Subsistema Norte – Carga por Áreas – Pesada Dia Útil (MW)	10

<b>Tabela 5-4: Subsistema Norte – Taxas de Crescimento e Diferenças entre estudos por Áreas</b>	<b>10</b>
<b>Tabela 5-5: Subsistema Norte – Carga Crítica<sup>1</sup></b>	<b>12</b>
<b>Tabela 5-6: Subsistema Nordeste – Previsão de Carga por Áreas – Pesada Dia Útil (MW)</b>	<b>19</b>
<b>Tabela 5-7: Subsistema Nordeste – Taxas de Crescimento e Diferenças entre Estudos</b>	<b>19</b>
<b>Tabela 5-8: Subsistema Nordeste – Carga Crítica<sup>1</sup></b>	<b>23</b>
<b>Tabela 5-9: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste – Previsão de Carga Pesada Dia Útil (MW)</b>	<b>33</b>
<b>Tabela 5-10: Subsistema Sudeste – Centro-Oeste – Taxas de Crescimento e diferenças entre estudos</b>	<b>34</b>
<b>Tabela 5-11: Subsistema Sudeste - Centro-Oeste – Carga Crítica<sup>1</sup></b>	<b>39</b>
<b>Tabela 5-12: Subsistema Sul – Previsão de Carga Pesada de dia útil (MW)</b>	<b>50</b>
<b>Tabela 5-13: Subsistema Sul – Taxas de Crescimento e diferenças entre estudos</b>	<b>50</b>
<b>Tabela 5-14: Subsistema Sul – Carga Crítica<sup>1</sup></b>	<b>52</b>
<b>Tabela 6-1: Composição da carga para os casos de referência</b>	<b>57</b>
<b>Tabela 6-2: Composição da carga para os casos específicos Subsistemas Sul e Sudeste – Centro-Oeste</b>	<b>57</b>
<b>Tabela 6-2: Composição da carga para os casos específicos dos Subsistemas Norte e Nordeste</b>	<b>58</b>