

4.2.6. Mucuri

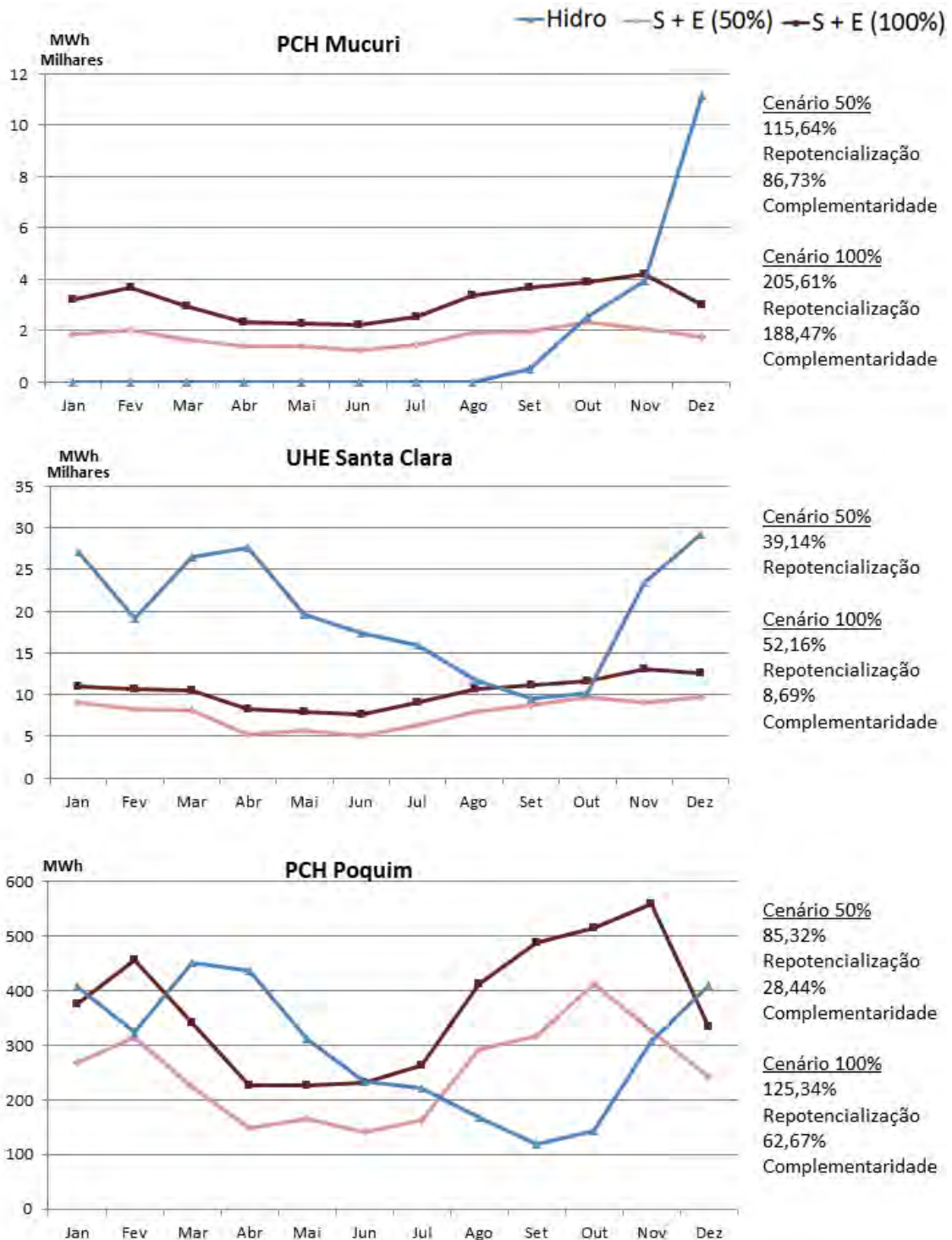


Figura 69: Usinas analisadas

Fonte: Elaborado pelos autores



4.2.7. Noroeste

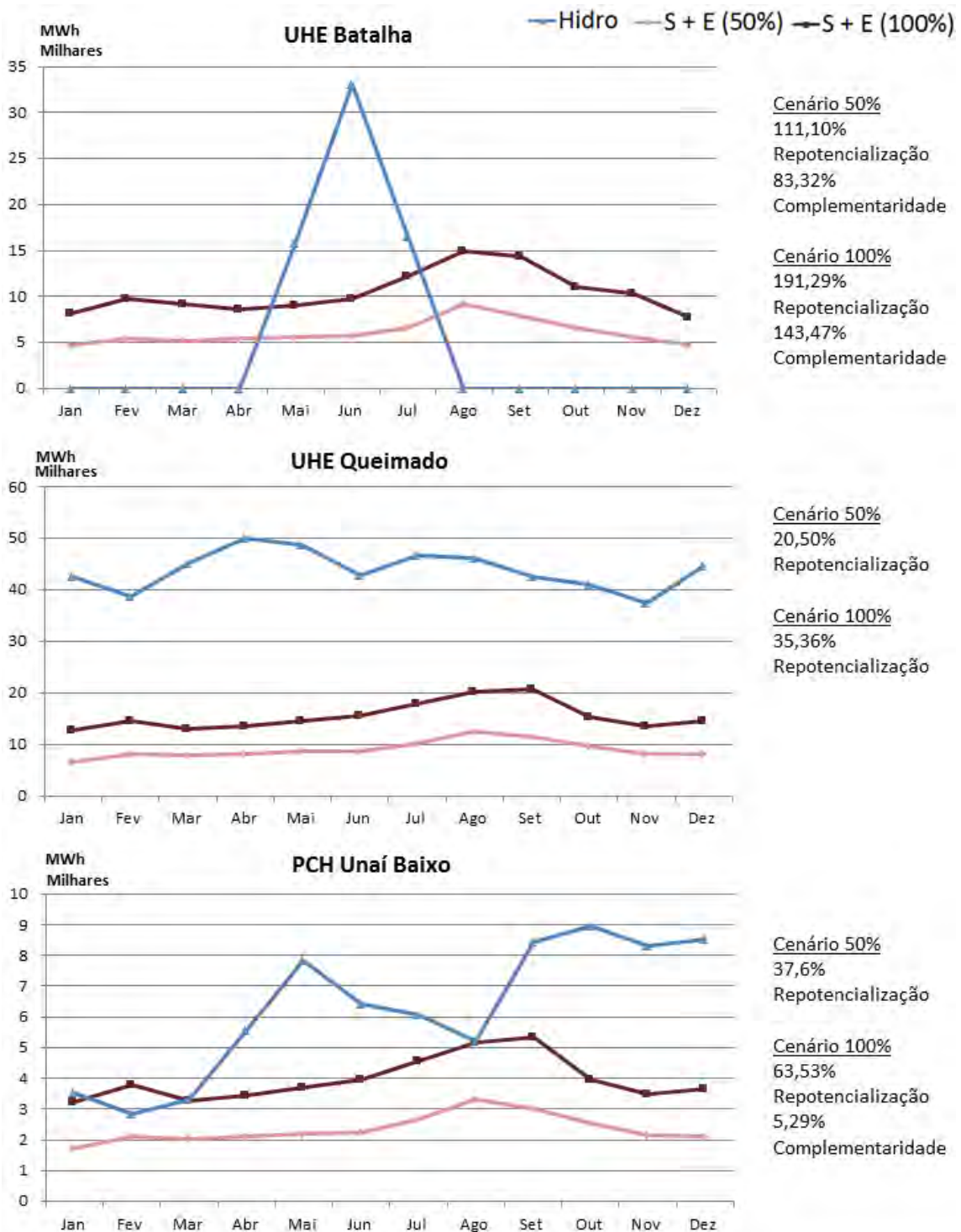


Figura 70: Usinas analisadas

Fonte: Elaborado pelos autores

4.2.8. Norte

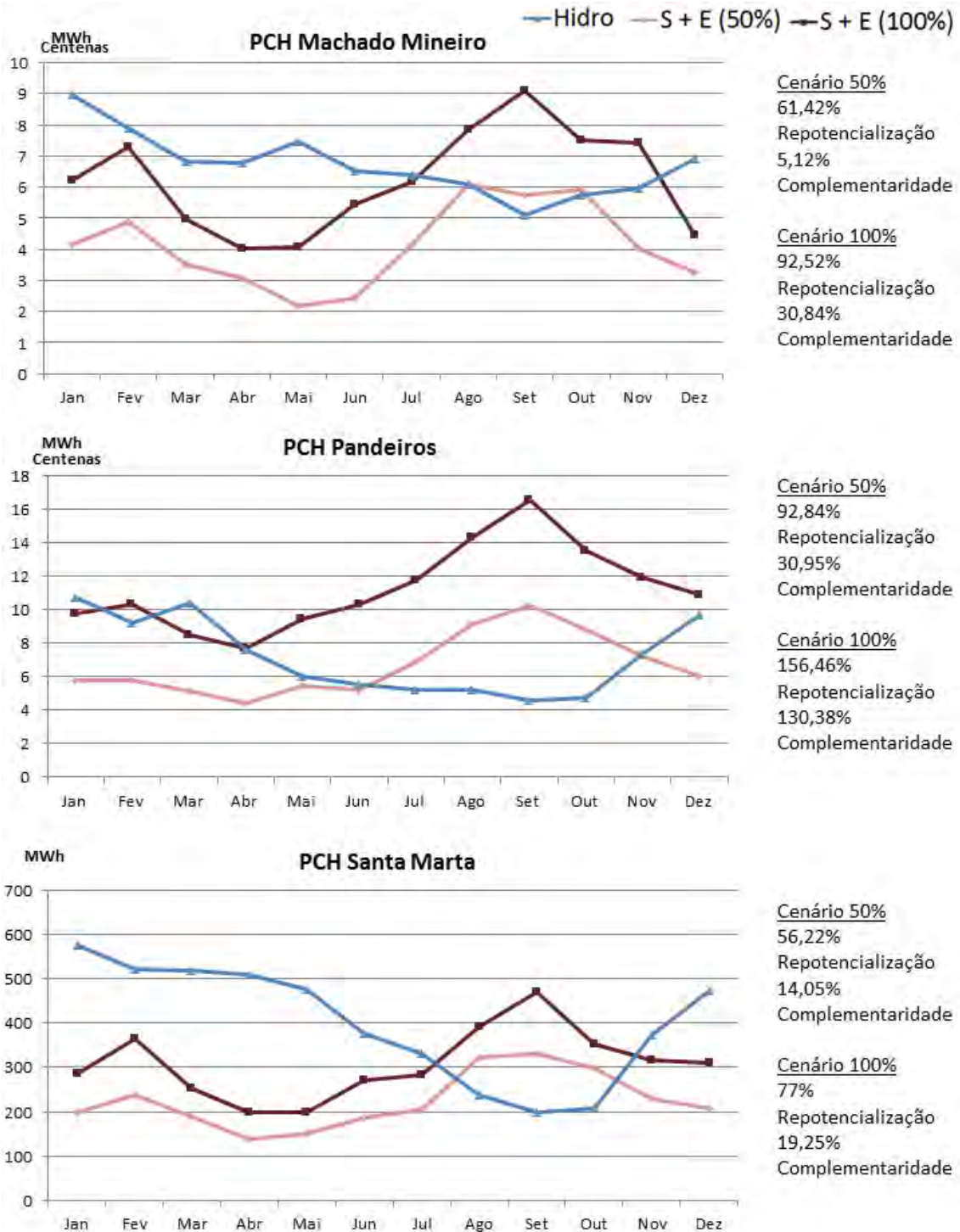


Figura 71: Usinas analisadas

Fonte: Elaborado pelos autores



4.2.9. Oeste

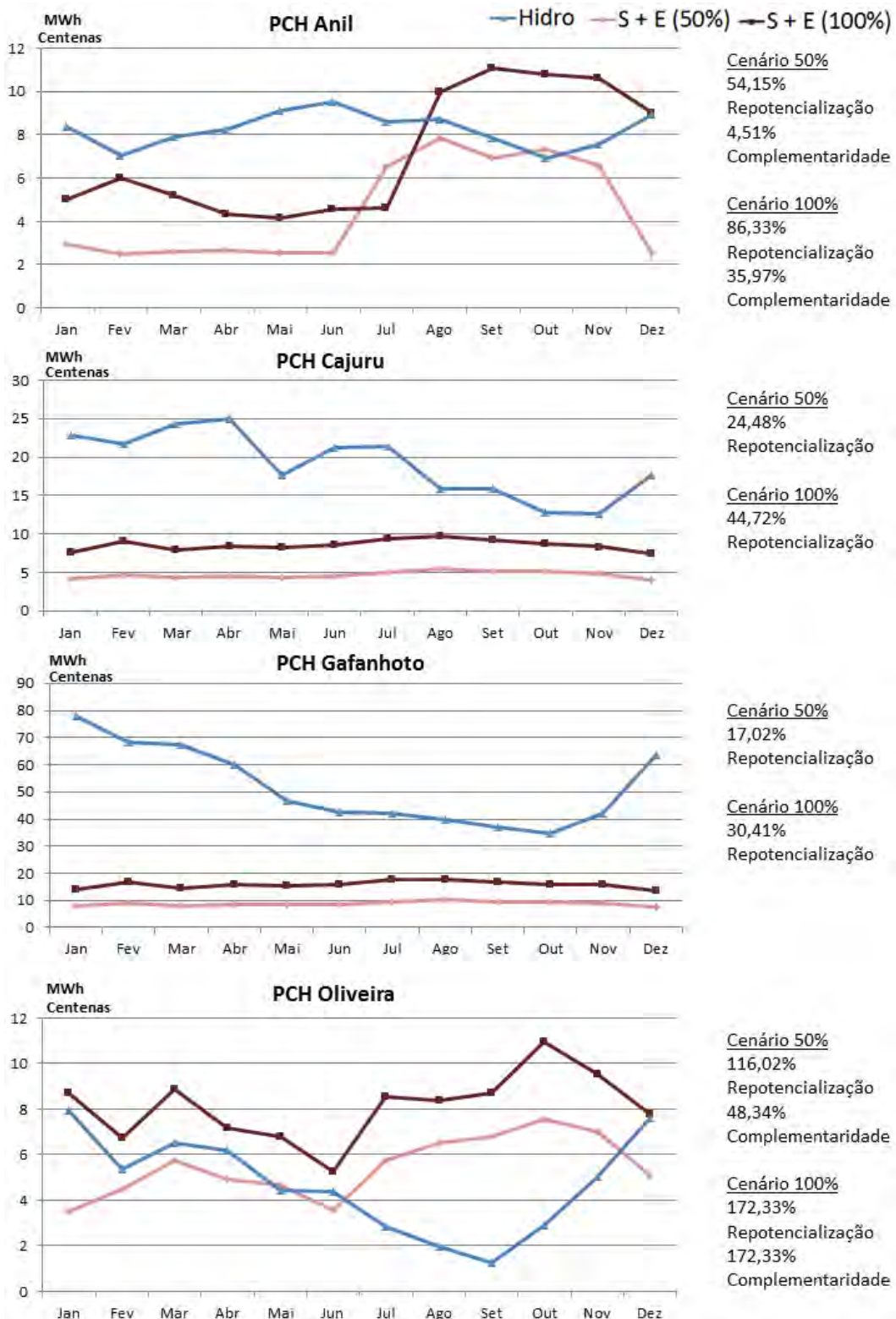


Figura 72: Usinas analisadas

Fonte: Elaborado pelos autores

4.2.10. Sudoeste

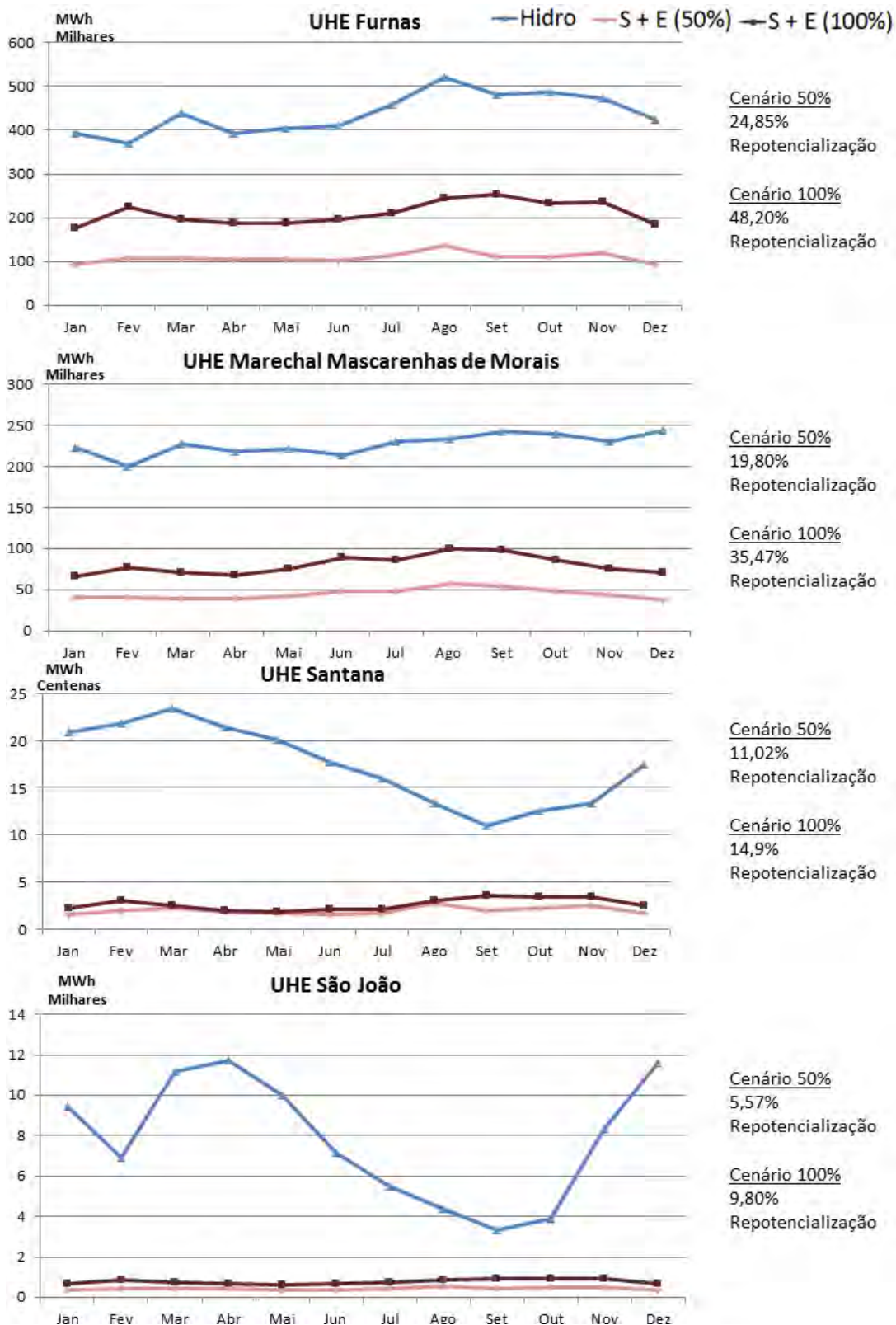


Figura 73: Usinas analisadas

Fonte: Elaborado pelos autores



4.2.11. Sul

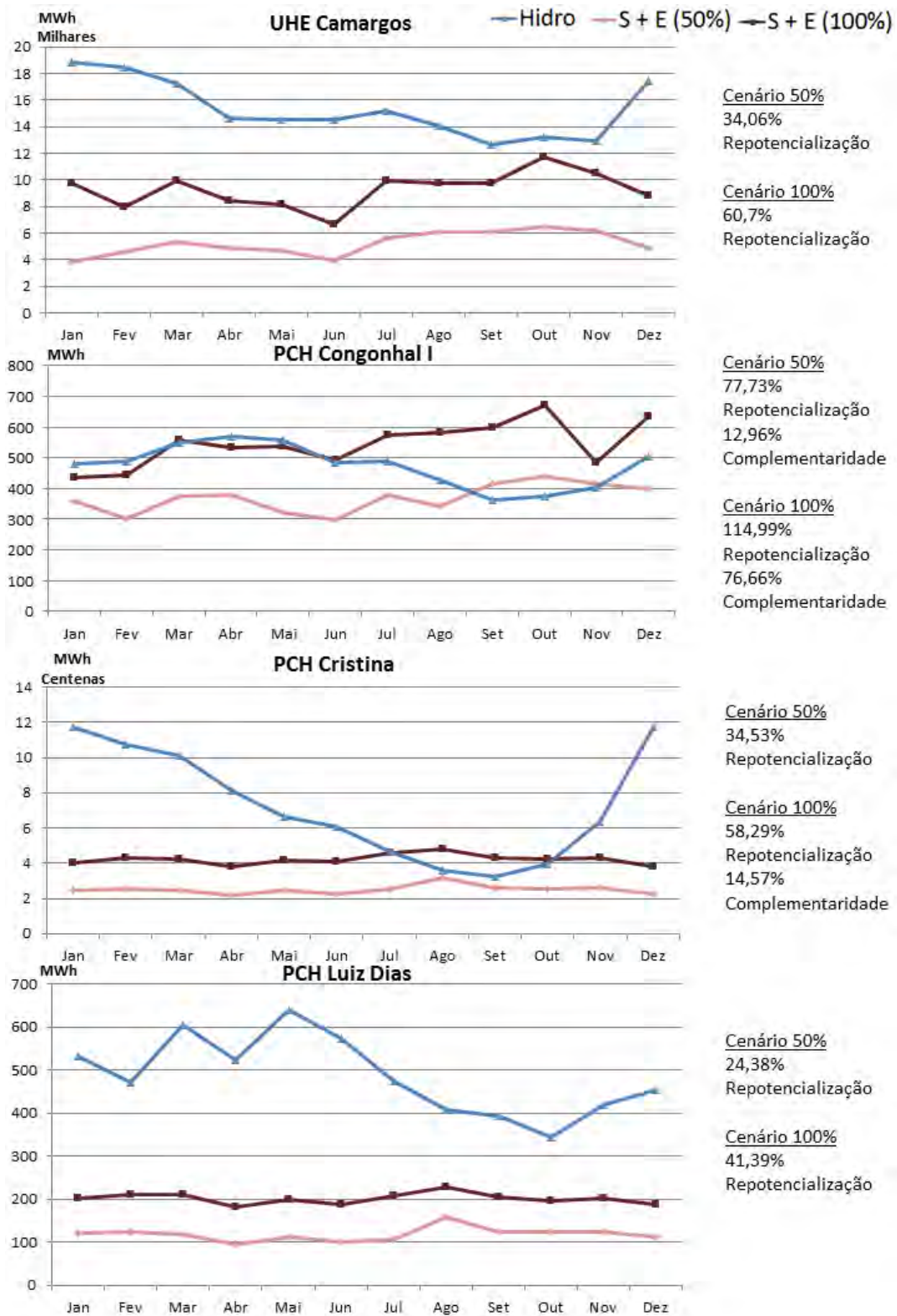


Figura 74: Usinas analisadas

Fonte: Elaborado pelos autores

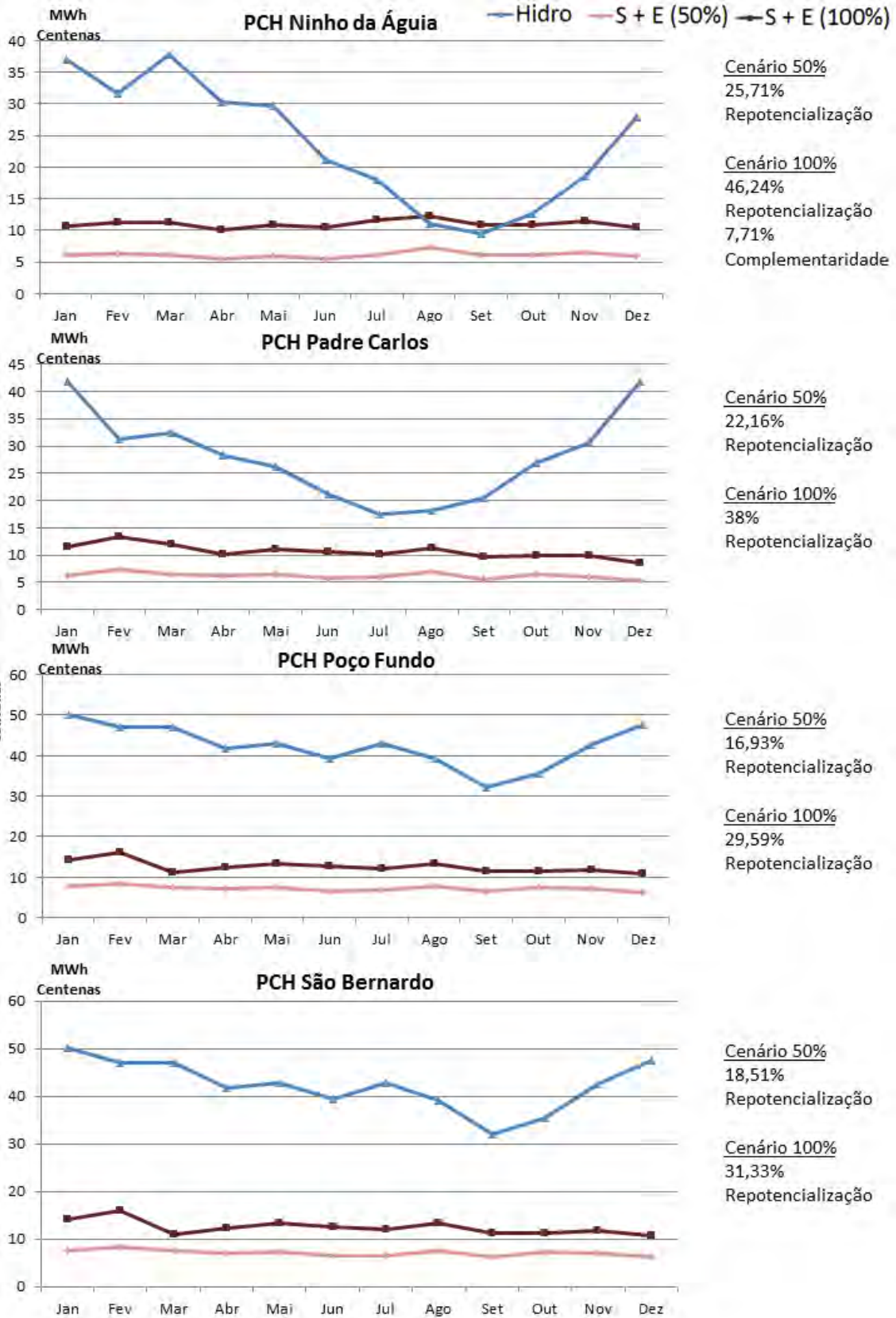
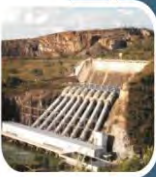


Figura 75: Usinas analisadas

Fonte: Elaborado pelos autores



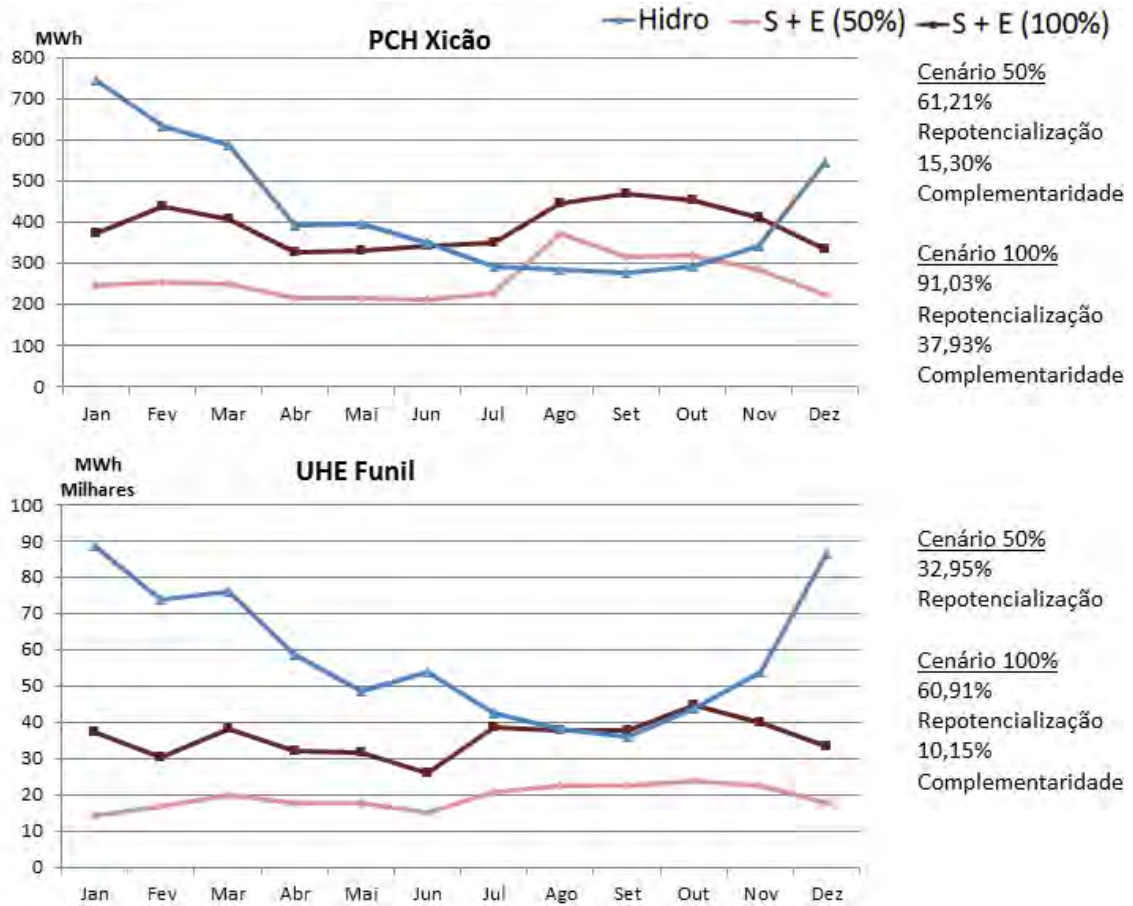


Figura 76: Usinas analisadas

Fonte: Elaborado pelos autores

4.2.12. Triângulo Norte

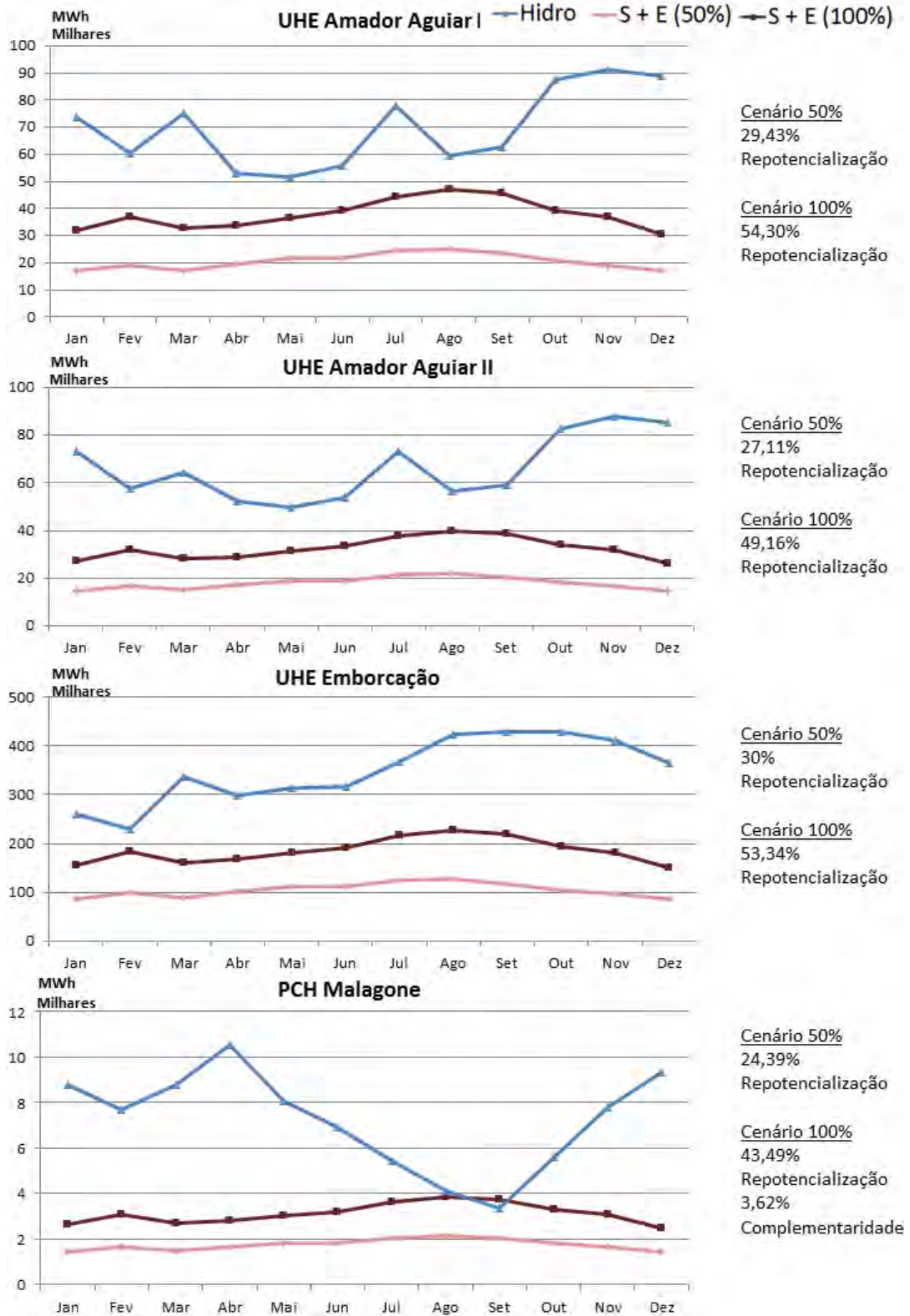
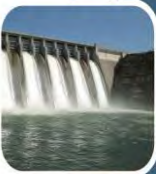
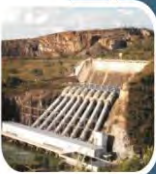


Figura 77: Usinas analisadas

Fonte: Elaborado pelos autores



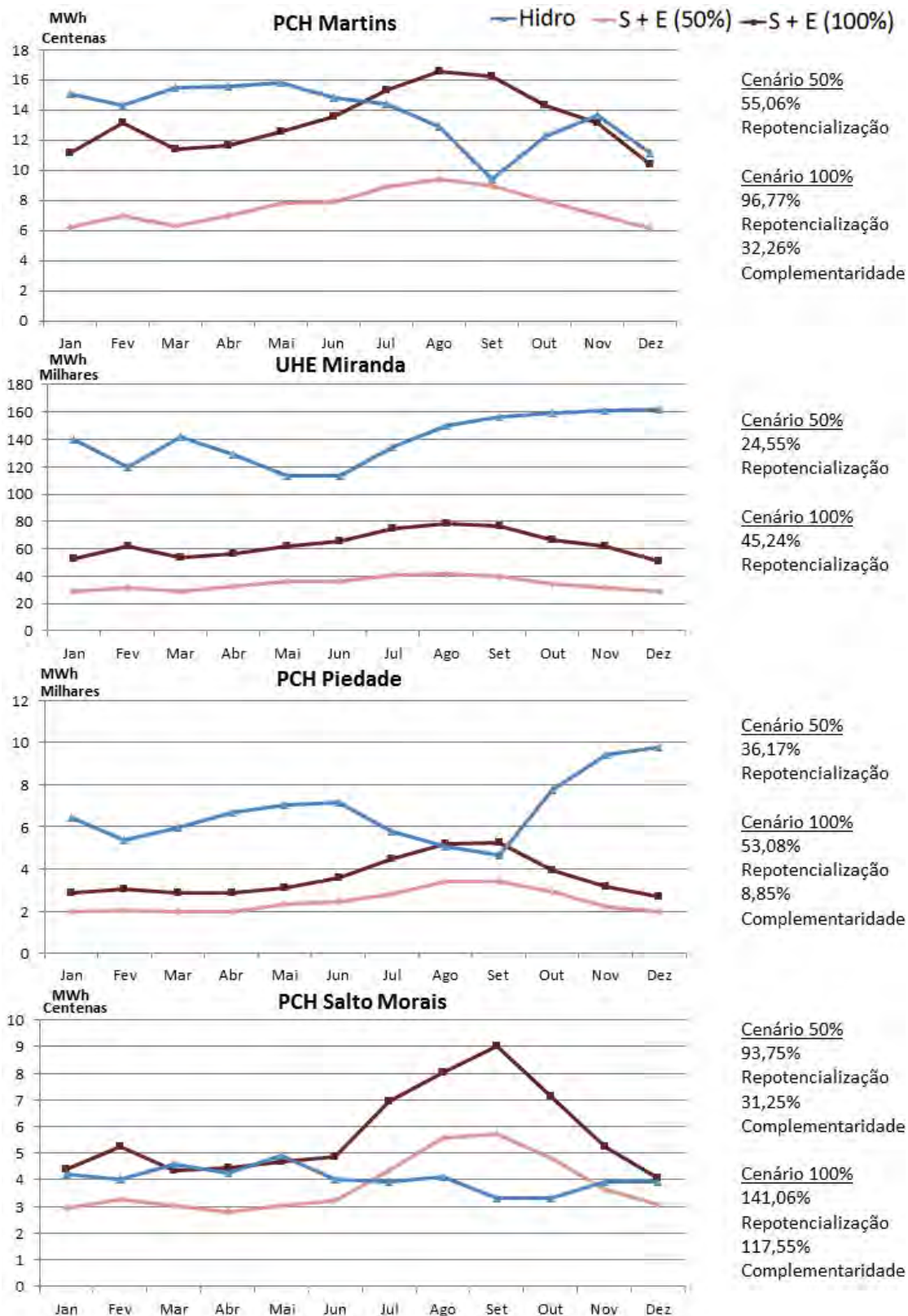


Figura 78: Usinas analisadas

Fonte: Elaborado pelos autores

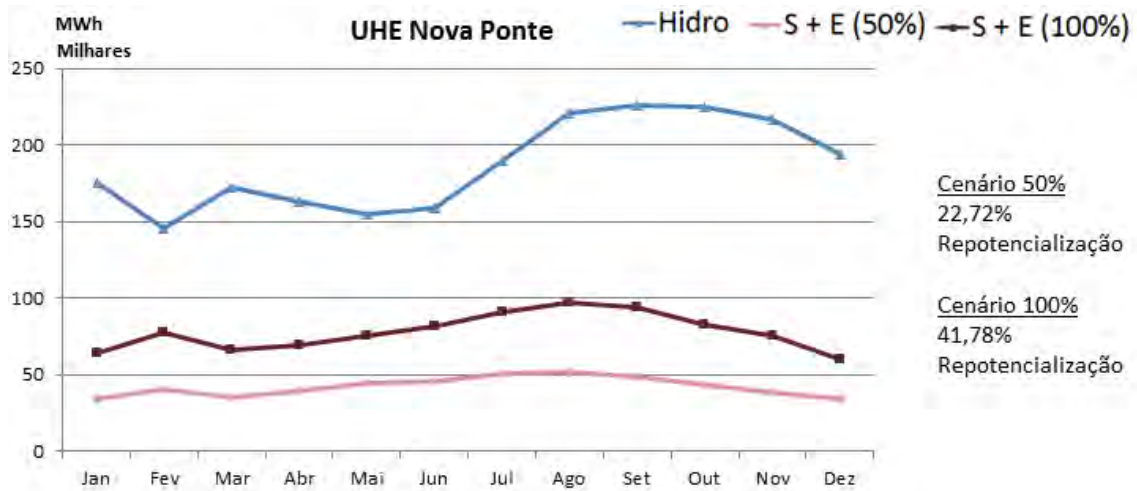


Figura 79: Usinas analisadas

Fonte: Elaborado pelos autores



4.2.13. Triângulo Sul

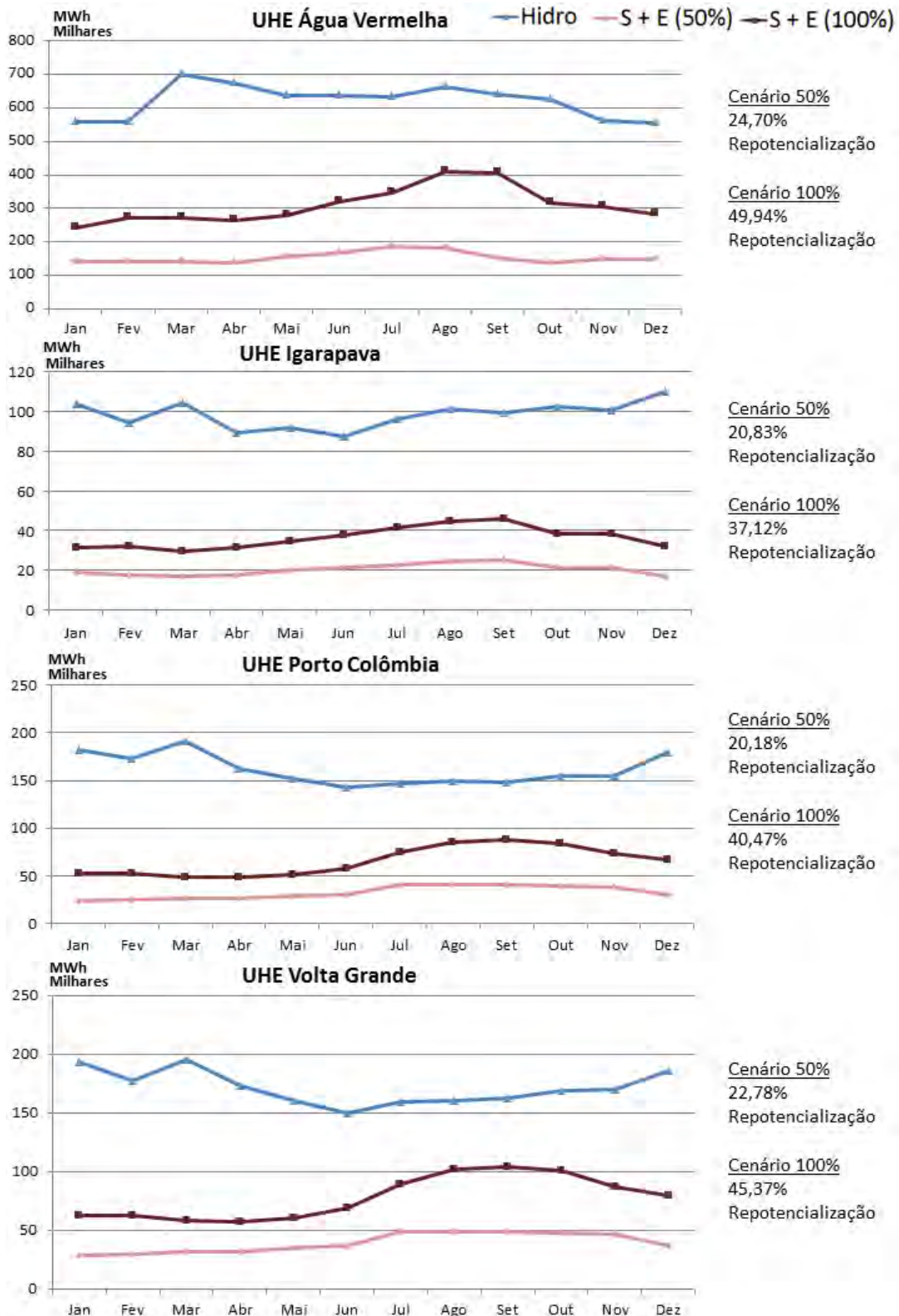


Figura 80: Usinas analisadas

Fonte: Elaborado pelos autores

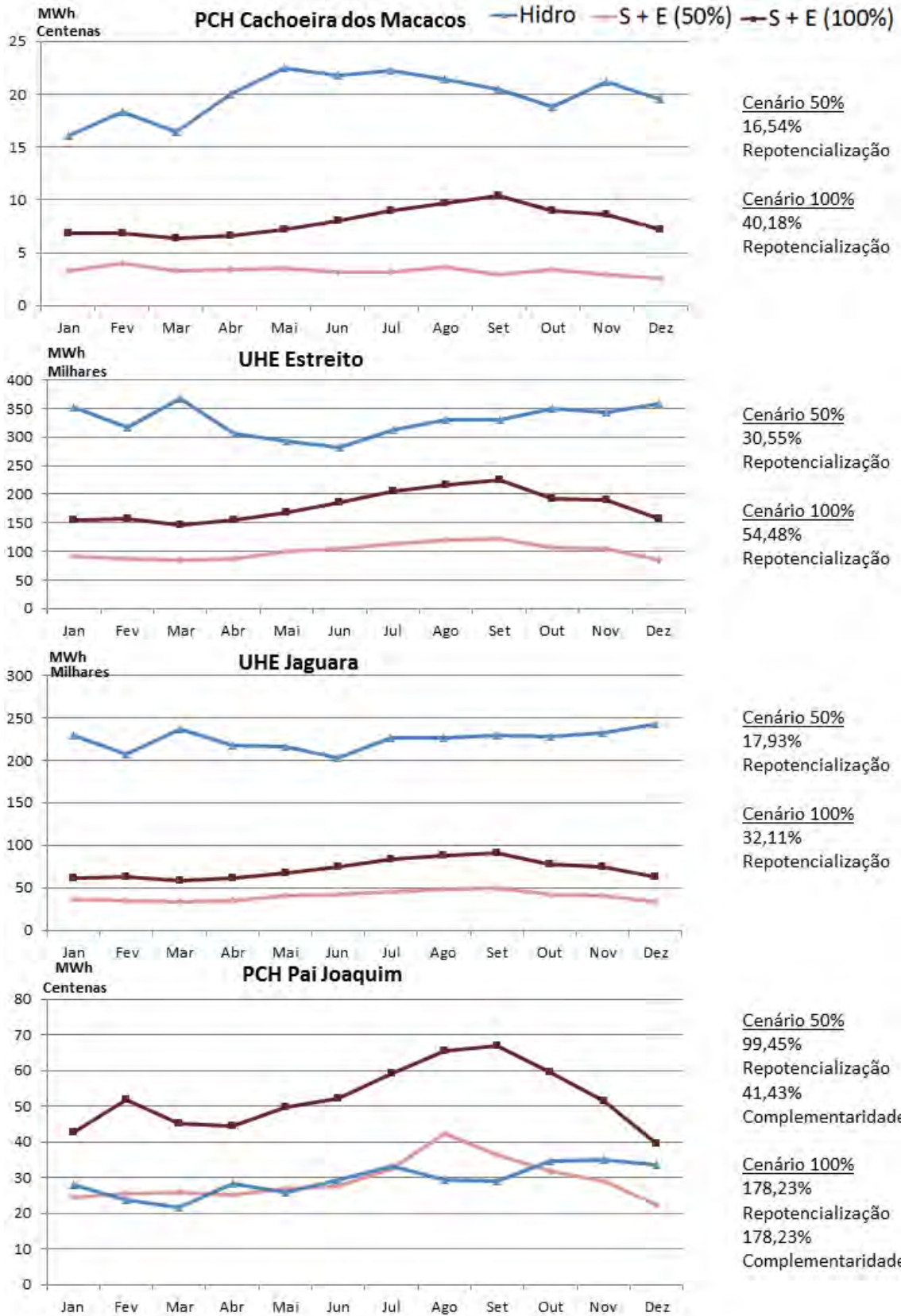
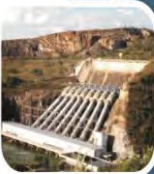


Figura 81: Usinas analisadas

Fonte: Elaborado pelos autores



4.2.14. Vale do Aço

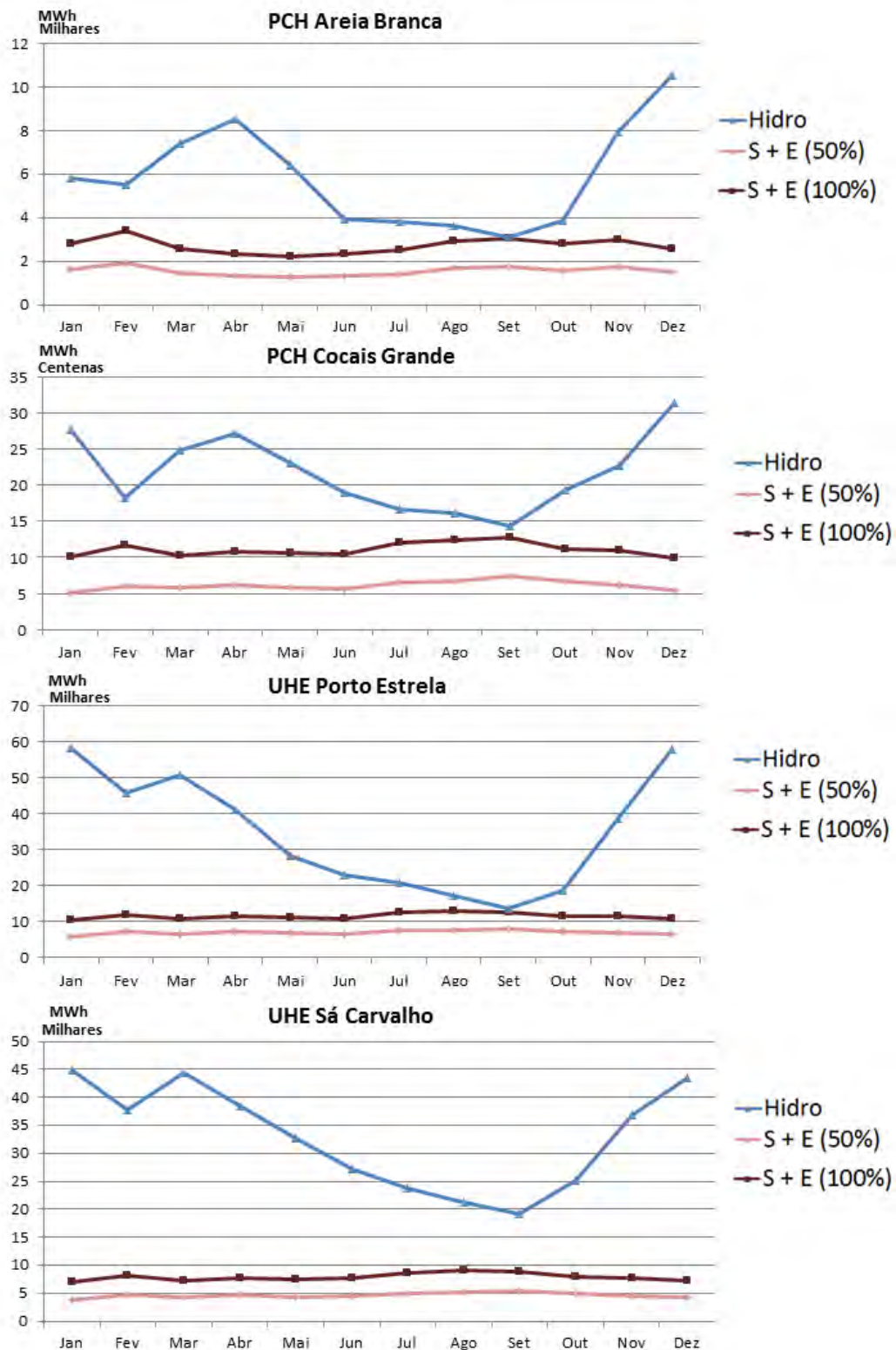


Figura 82: Usinas analisadas

Fonte: Elaborado pelos autores

4.2.15. Vale do Rio Doce

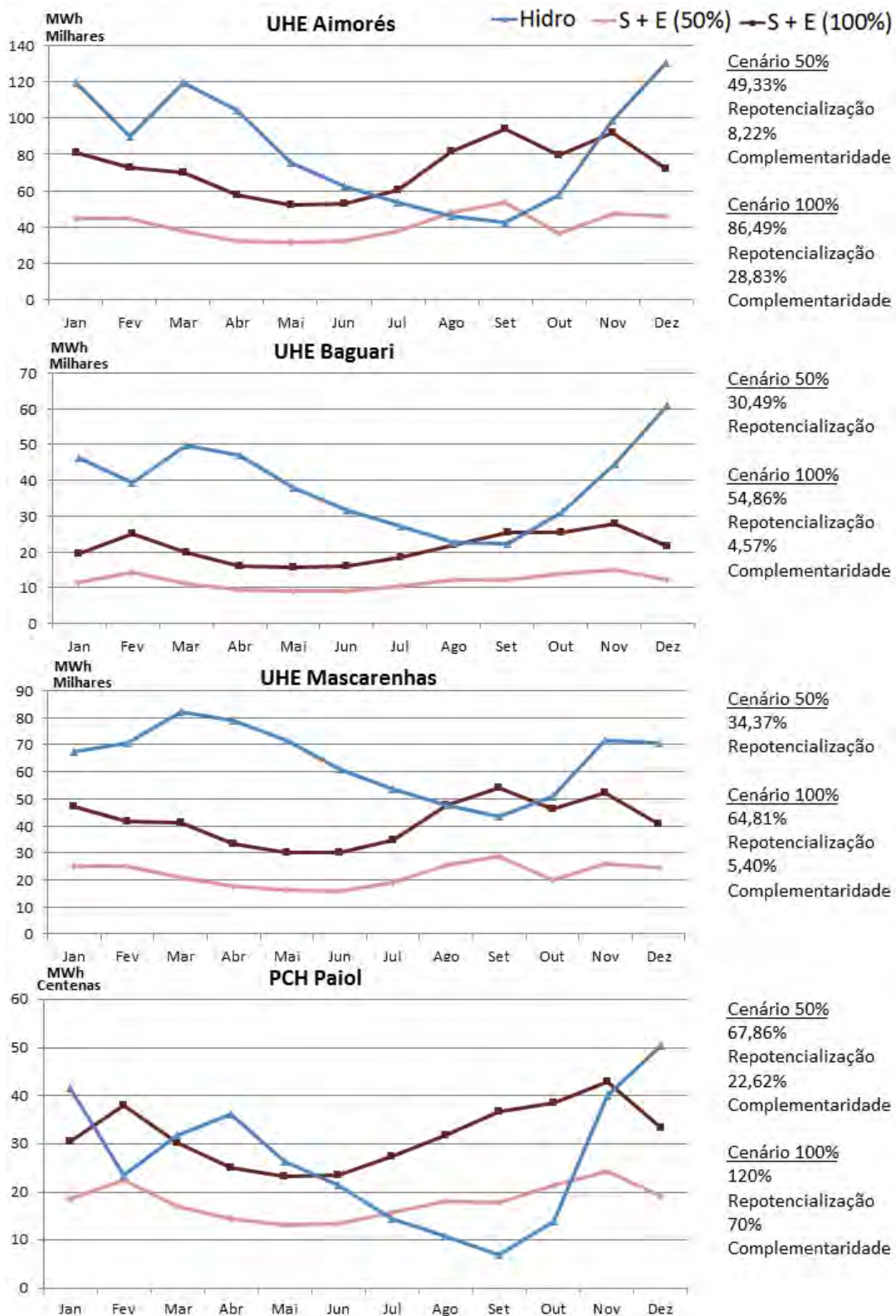
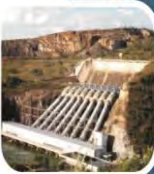


Figura 83: Usinas analisadas

Fonte: Elaborado pelos autores



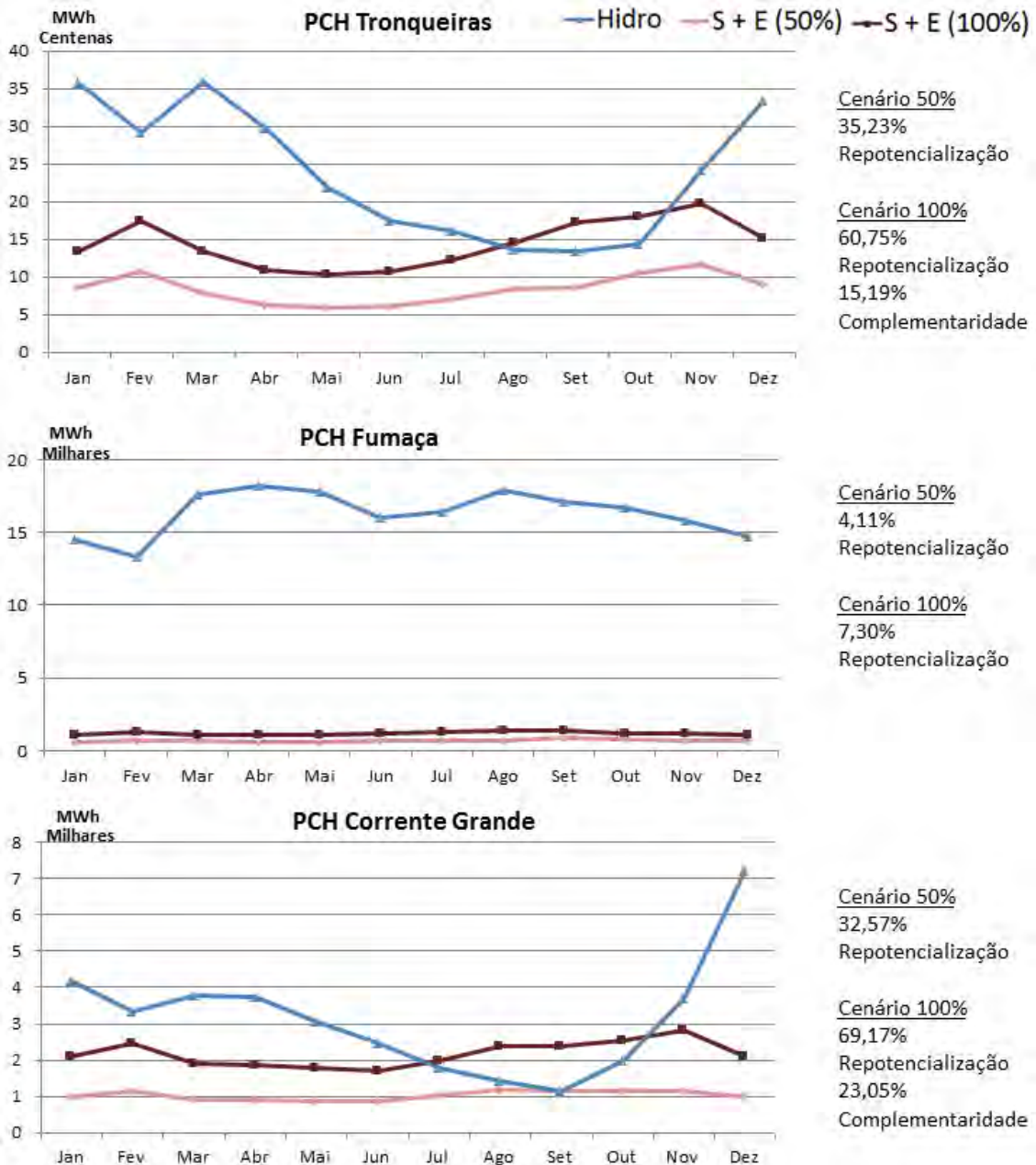


Figura 84: Usinas analisadas

Fonte: Elaborado pelos autores

4.2.16. Vertentes

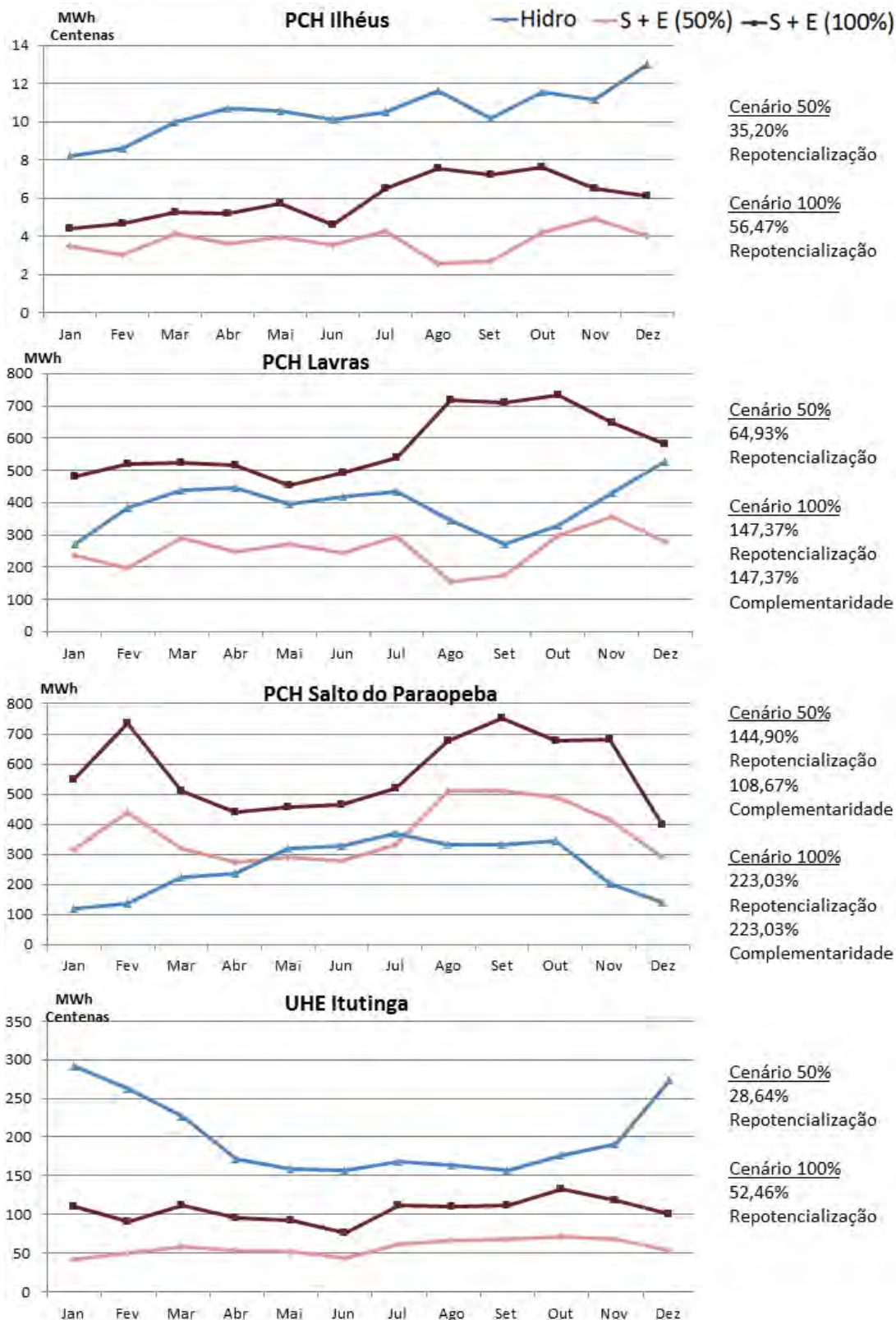



Figura 85: Usinas analisadas

Fonte: Elaborado pelos autores

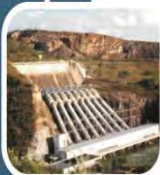


5. ANÁLISE TERRITORIAL



O presente capítulo visa analisar o potencial de complementaridade das usinas sob o ponto de vista territorial, chamando a atenção para as regiões mineiras com maior ou menor potencial para a geração renovável. Para tanto, os valores de geração das usinas foram agregados, levando em consideração seus respectivos Territórios de Desenvolvimento.

Os resultados são discutidos e apresentados por meio da representação gráfica, organizada nos Gráficos A, B e C (Figura 86 até a Figura 101).



O Gráfico A apresenta, em seu eixo esquerdo, os valores da geração, em MWh, para a fonte hidráulica (referência) e para a fonte híbrida (eólica + solar) nos cenários de 50% e 100% (Hib 100% e Hib 50%). Estes valores de geração são caracterizados pelo somatório da geração de todas as usinas hidráulicas analisadas e das usinas híbridas dimensionadas presentes no Território de Desenvolvimento. No eixo direito, são apresentados, para cada cenário (Hib 50% e Hib 100%), o aumento percentual da energia gerada por meio da inserção da geração híbrida, tomando-se a fonte hidráulica como referência. Ou seja, o Gráfico A caracteriza o perfil de geração dos Territórios e, de forma geral, pode-se verificar a ocorrência de complementaridade de forma bastante clara nos perfis obtidos. Os meses de julho até outubro apresentam os menores valores da geração hidráulica e, em contrapartida, os maiores valores de geração híbrida, notadamente no cenário de 100%, onde em alguns casos, a energia híbrida gerada é superior a energia hidráulica. Na Tabela 3 são apresentados os acréscimos máximos e mínimos em cada cenário analisado para os Territórios apresentados. Pode-se notar que o cenário 100% apresenta os melhores resultados, com destaque para os Territórios Norte, Mucuri, Vale do Rio Doce e Mata.






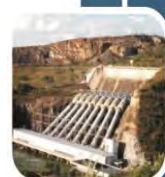
Tabela 3: Energia híbrida gerada (% energia hidráulica gerada)

	Cenário 50%		Cenário 100%	
	Max	Min	Max	Min
Alto				
Jequitinhonha	22%	49%	39%	84%
Caparaó	14%	49%	23%	82%
Central	19%	38%	32%	80%
Mata	18%	63%	32%	114%
Metropolitana	9%	28%	18%	52%
Mucuri	24%	109%	39%	151%
Noroeste	20%	49%	36%	80%
Norte	46%	166%	71%	261%
Oeste	16%	51%	30%	80%
Sudoeste	19%	26%	38%	52%
Sul	17%	56%	39%	92%
Triângulo Norte	20%	34%	35%	64%
Triângulo Sul	19%	29%	38%	60%
Vale do Aço	11%	42%	19%	69%
Vale do Rio				
Doce	24%	77%	44%	141%
Vertentes	17%	44%	39%	79%

Fonte: Elaborado pelos autores baseado em resultados da pesquisa.

O Gráfico B mostra a participação percentual das fontes no montante de energia gerada em todo o Território. Tal gráfico permite notar que, de forma geral, a maior parcela da energia gerada no Território está relacionada a geração hidráulica, o que é um resultado esperado, uma vez que este tipo de geração apresenta fatores de capacidades superiores aos das fontes solar e eólica, ou seja, a fonte é capaz de gerar energia durante maiores períodos anuais. Contudo, a capacidade da fonte hídrica em atingir valores próximos ao da geração hidráulica evidencia a potencialidade da região para a geração renovável.

O Gráfico C ilustra o acréscimo anual percentual que a geração híbrida representa com relação a geração hidráulica, em cada cenário analisado.



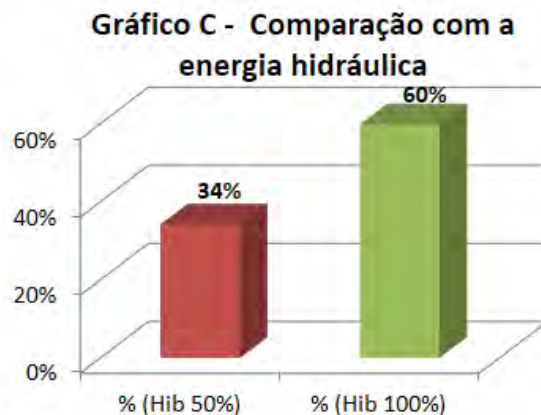
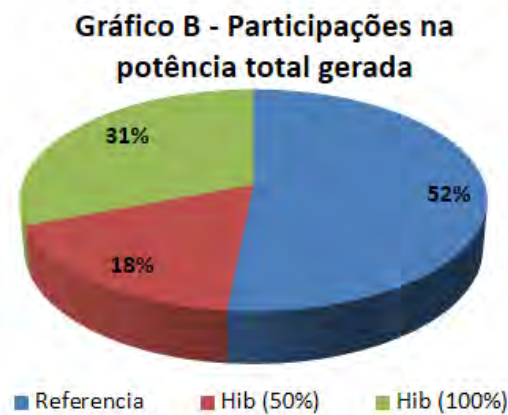
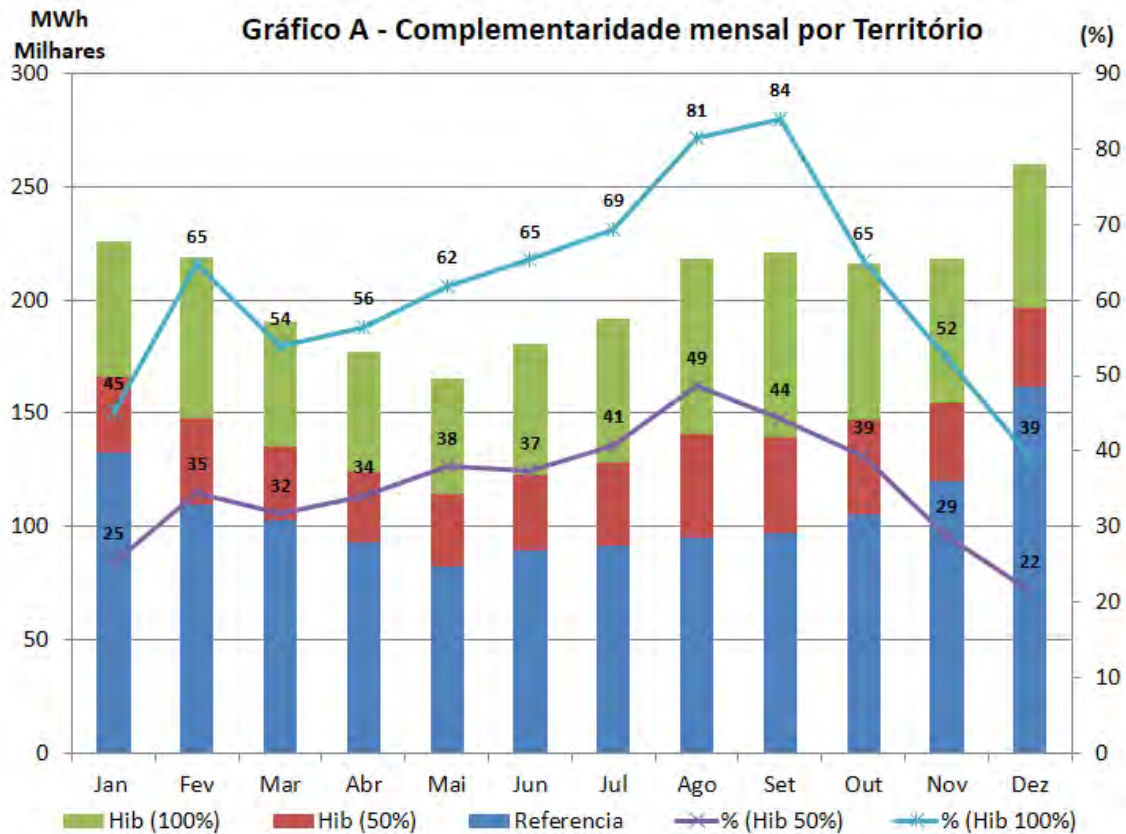


Figura 86: Alto Jequitinhonha

Fonte: Elaborado pelos autores

Na Figura 86 são apresentados os resultados obtidos para o Território do Alto Jequitinhonha. O Gráfico A mostra que a região possui um perfil de geração com complementaridade entre as fontes analisadas, onde nos meses de agosto e setembro, com menor geração hidráulica, a geração híbrida no cenário de 100%, é capaz de gerar uma energia que representa cerca de 80%

da energia hidráulica gerada. Da potência total gerada no território, 52% é proveniente da fonte hidráulica, 18% da fonte híbrida no cenário de 50% e 31% da fonte híbrida no cenário de 100%, conforme apresenta o Gráfico B. Tomando-se como referência a geração hidráulica, conforme é apresentado no Gráfico C, é possível observar que o cenário de 50% da geração híbrida oferece uma geração que representa 23%, enquanto o cenário de 100%, oferece uma potência de cerca de 60%.

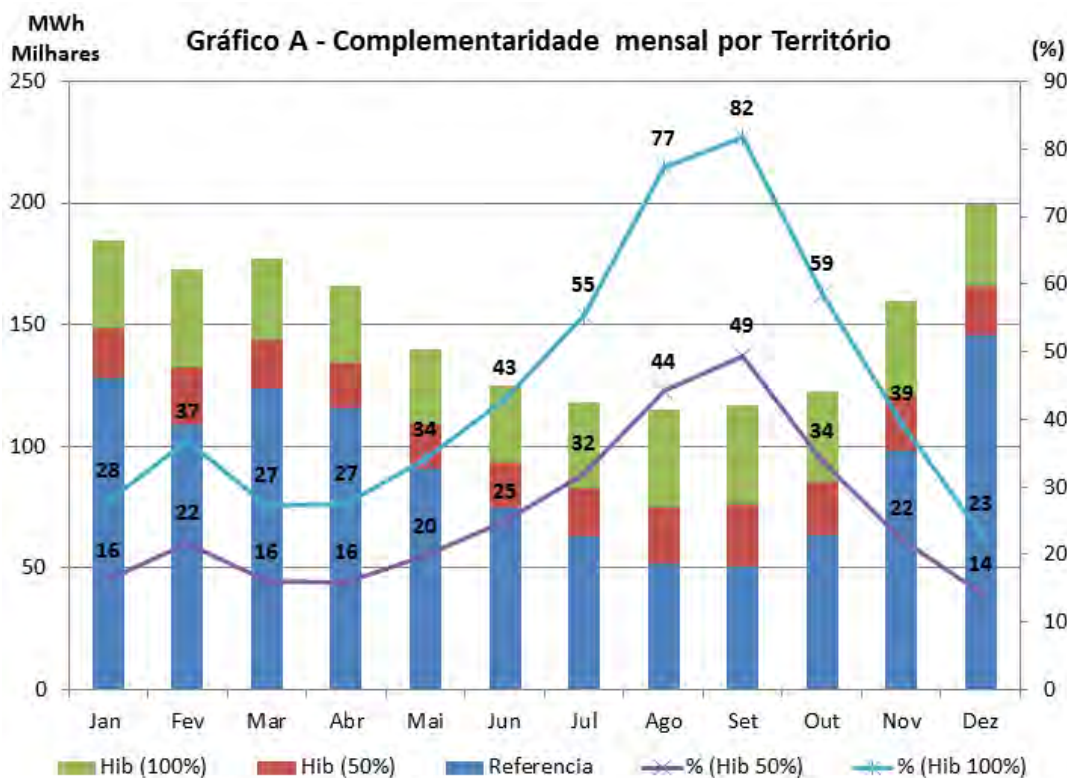


Gráfico B - Participações na potência total gerada

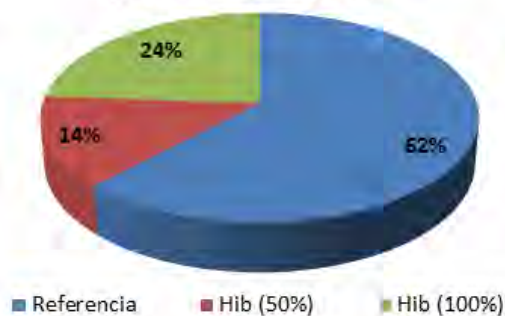


Gráfico C - Comparação com a energia hidráulica

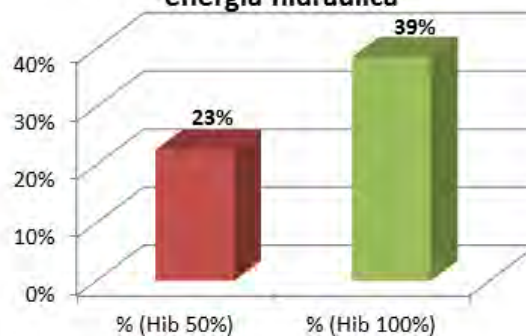


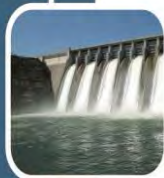
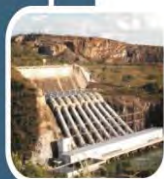
Figura 87: Caparaó

Fonte: Elaborado pelos autores





Na Figura 87 são apresentados os resultados obtidos para o Território do Caparaó. O Gráfico A caracteriza o perfil de geração da região, onde pode-se perceber um alto potencial de complementaridade. Nos meses em que a geração hidráulica é reduzida, notadamente os meses de julho-agosto-setembro-outubro, a geração híbrida é capaz de oferecer cerca de 50 até 80% desta energia, no cenário de 100% da potência hidráulica instalada. No ano, o valor da energia híbrida gerada no cenário de 50% representa 23% da energia hidráulica gerada e, no cenário de 100% representa 39% (Gráfico C).



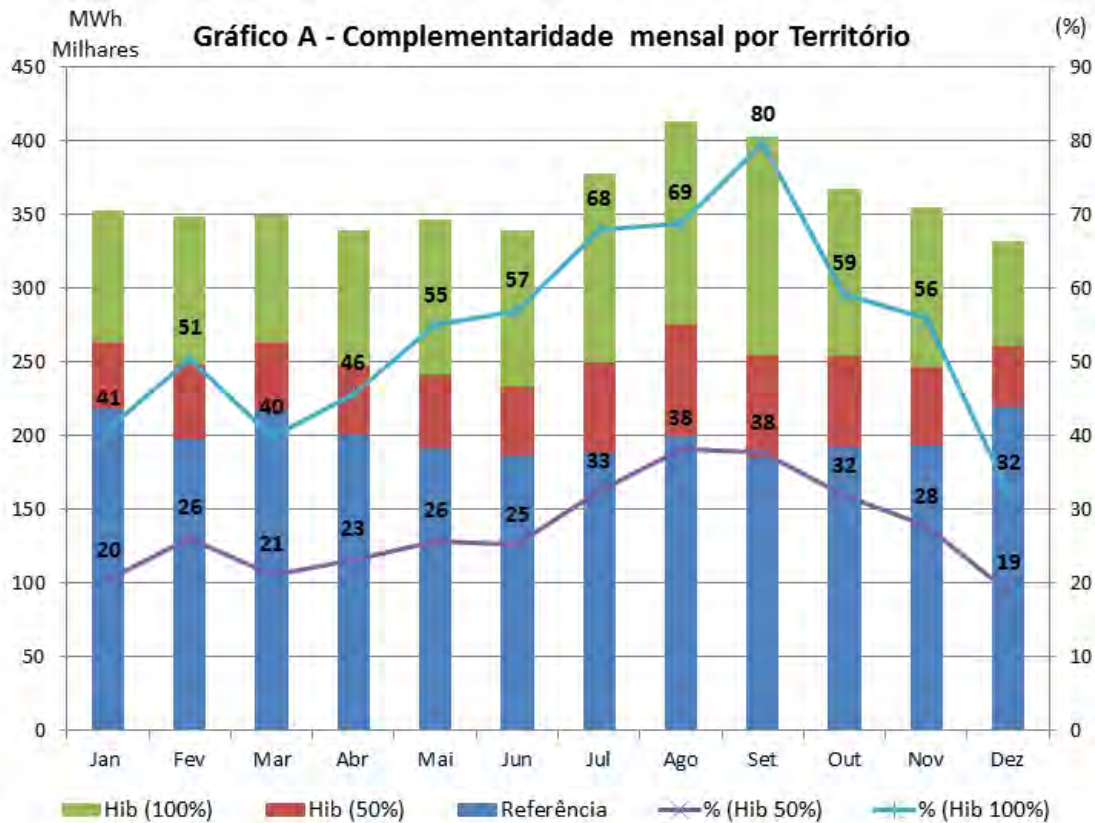


Gráfico B - Participações na potência total gerada

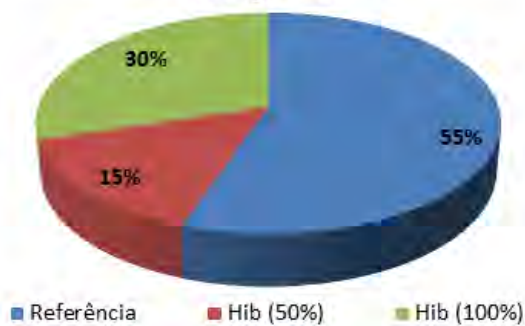


Gráfico C - Comparação com a energia hidráulica

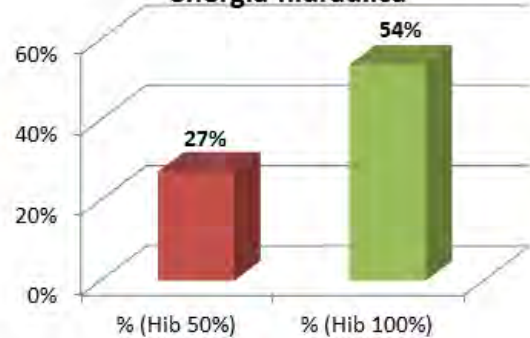


Figura 88: Central

Fonte: Elaborado pelos autores

A Figura 88 são apresentados os resultados obtidos para o Território Central. Novamente, o Gráfico A permite perceber um perfil de geração com ocorrência de complementaridade. As variações percentuais da geração híbrida no cenário de 100% são pouco menores do que nos casos anteriores, uma vez que o mínimo é de 32% frente a um máximo de 80%.



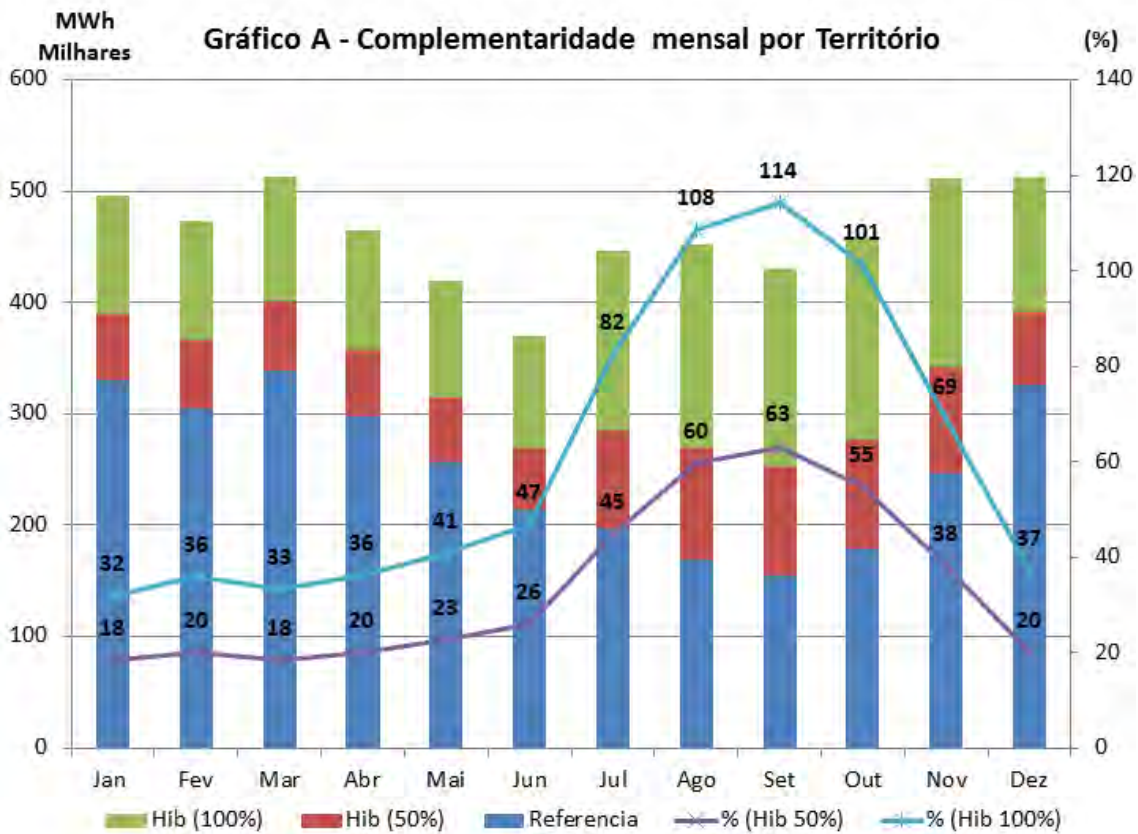


Gráfico B - Participações na potência total gerada



Gráfico C - Comparação com a energia hidráulica

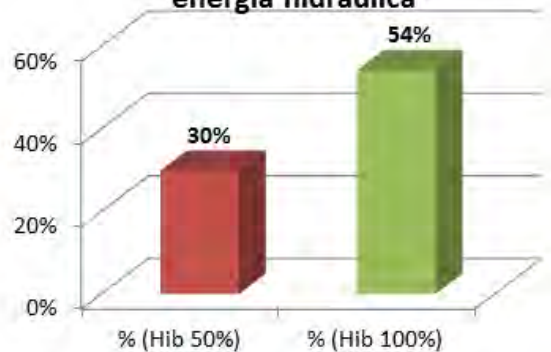


Figura 89: Mata

Fonte: Elaborado pelos autores

A Figura 105 são apresentados os resultados obtidos para o Território da Mata. Conforme apresentado anteriormente, esta região apresentou o maior número de usinas com complementaridade em seus perfis de geração. Este resultado é evidenciado pelos gráficos da Figura 105. Nos meses de menor disponibilidade da geração hidráulica, agosto-setembro-outubro, os valores da

geração híbrida representam mais de 100% da potência hidráulica no cenário de 100%. Ainda no cenário 100%, a energia híbrida anual gerada representa 54% da energia hidráulica.

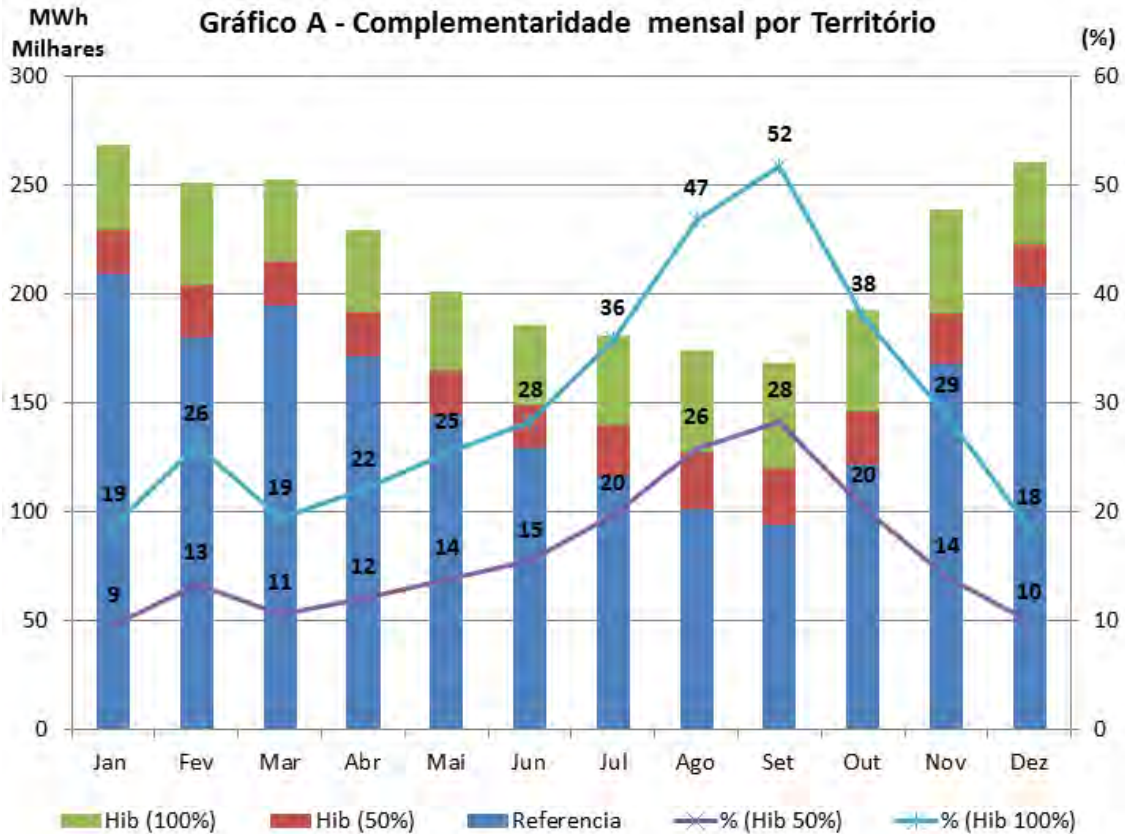


Gráfico B - Participações na potência total gerada

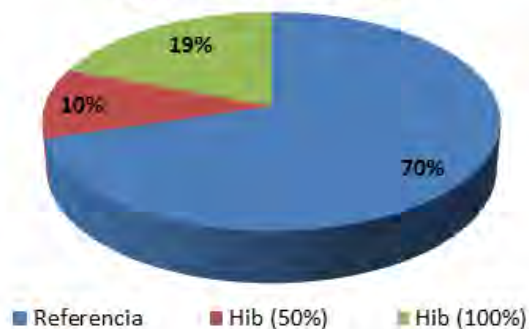


Gráfico C - Comparação com a energia hidráulica



Figura 90: Metropolitana

Fonte: Elaborado pelos autores



Na Figura 90 são apresentados os resultados obtidos para o Território Metropolitano. Esse Território apresentou os menores valores de acréscimo da geração com relação a energia hidráulica.

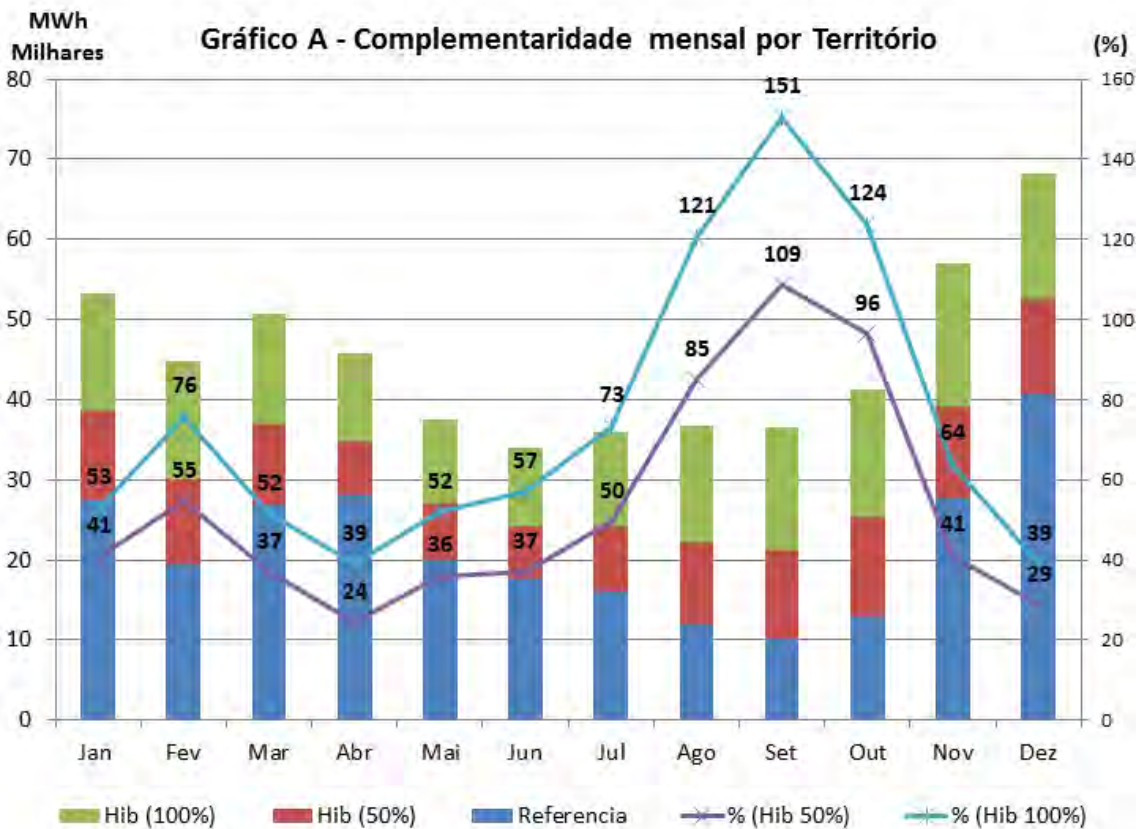


Gráfico B - Participações na potência total gerada



Gráfico C - Comparação com a energia hidráulica

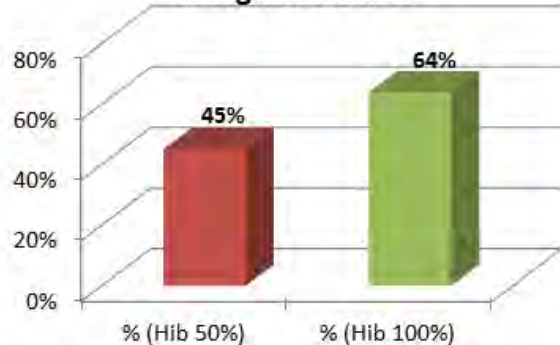


Figura 91: Mucuri

Fonte: Elaborado pelos autores

Na Figura 91 são apresentados os resultados obtidos para o Território Mucuri. O Gráfico A evidencia claramente o perfil de geração com complementaridade da região.

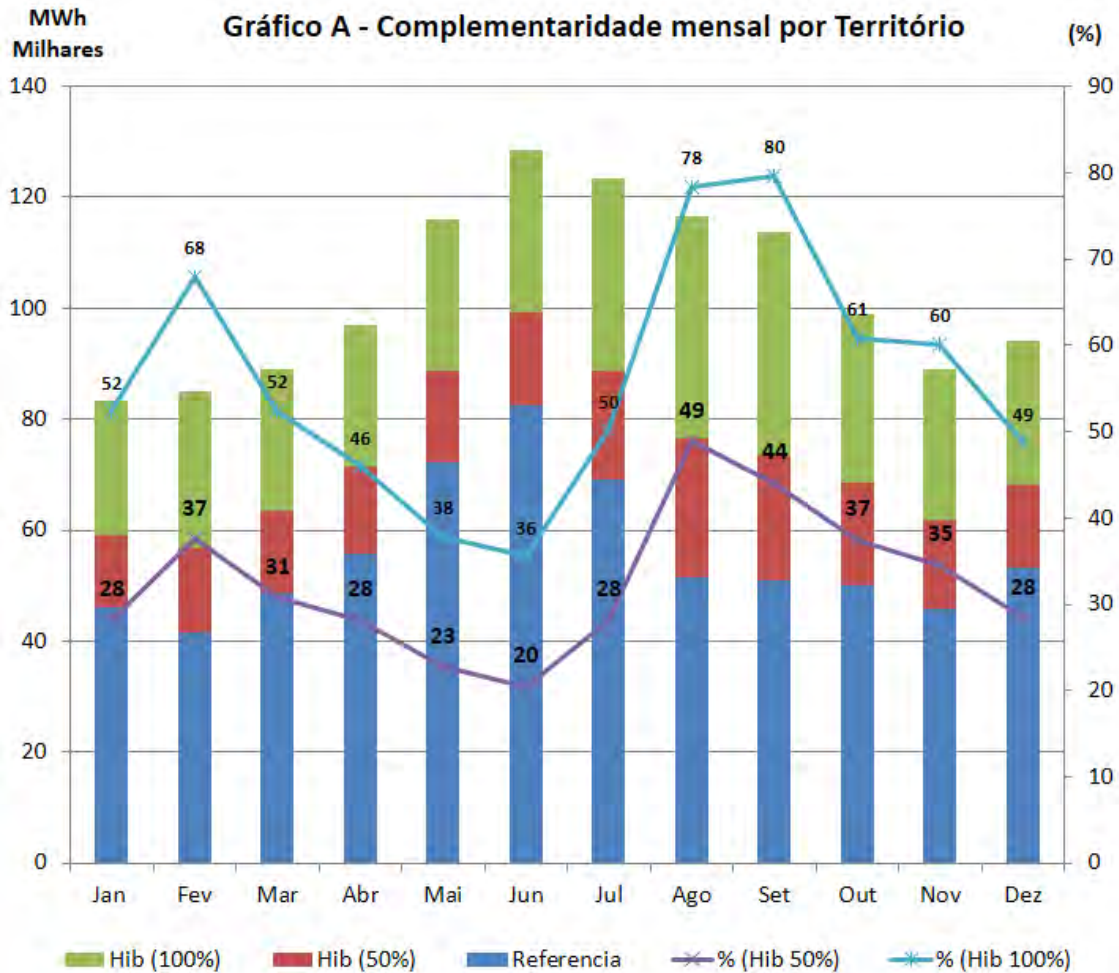


Gráfico B - Participações na potência total gerada

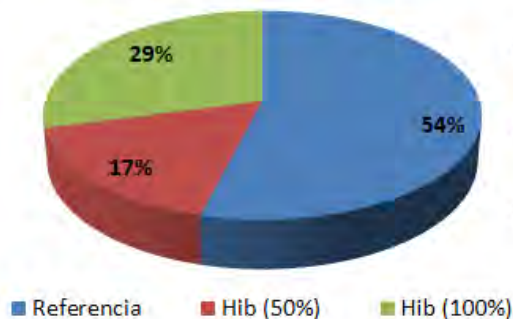


Gráfico C - Comparação com a energia hidráulica

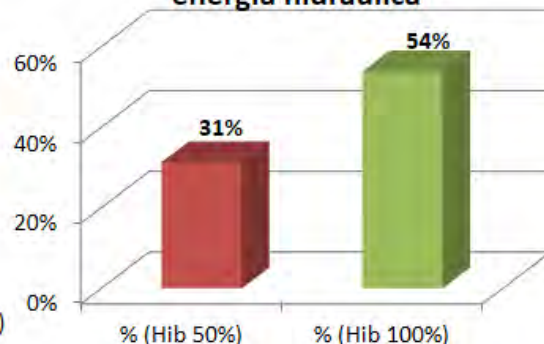


Figura 92: Noroeste

Fonte: Elaborado pelos autores



Na Figura 92 são apresentados os resultados obtidos para o Território Noroeste.

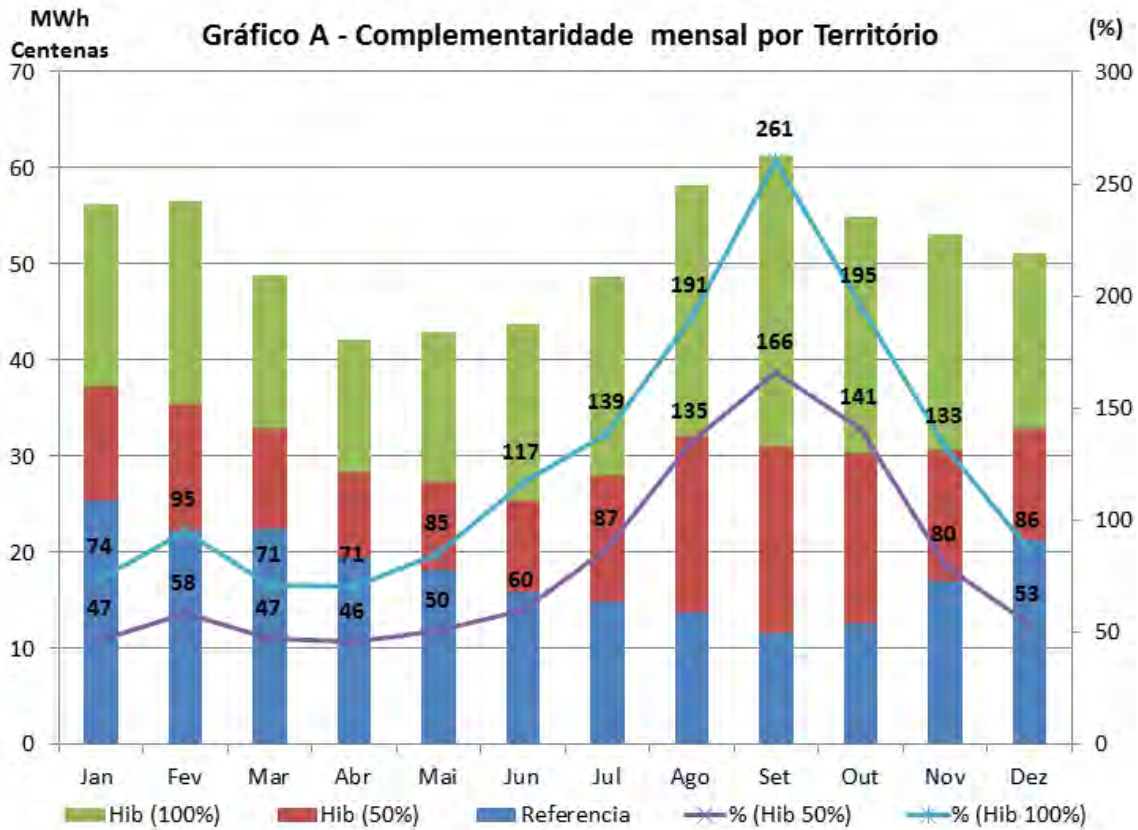


Gráfico B - Participações na potência total gerada

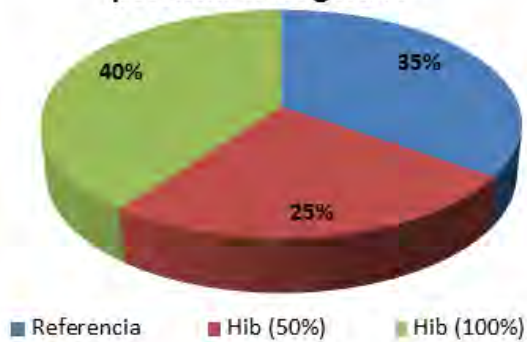


Gráfico C - Comparação com a energia hidráulica



Figura 93: Norte

Fonte: Elaborado pelos autores

Na Figura 93 são apresentados os resultados obtidos para o Território Norte. Este Território apresenta os melhores valores em termos da participação da energia híbrida no montante de energia gerada.

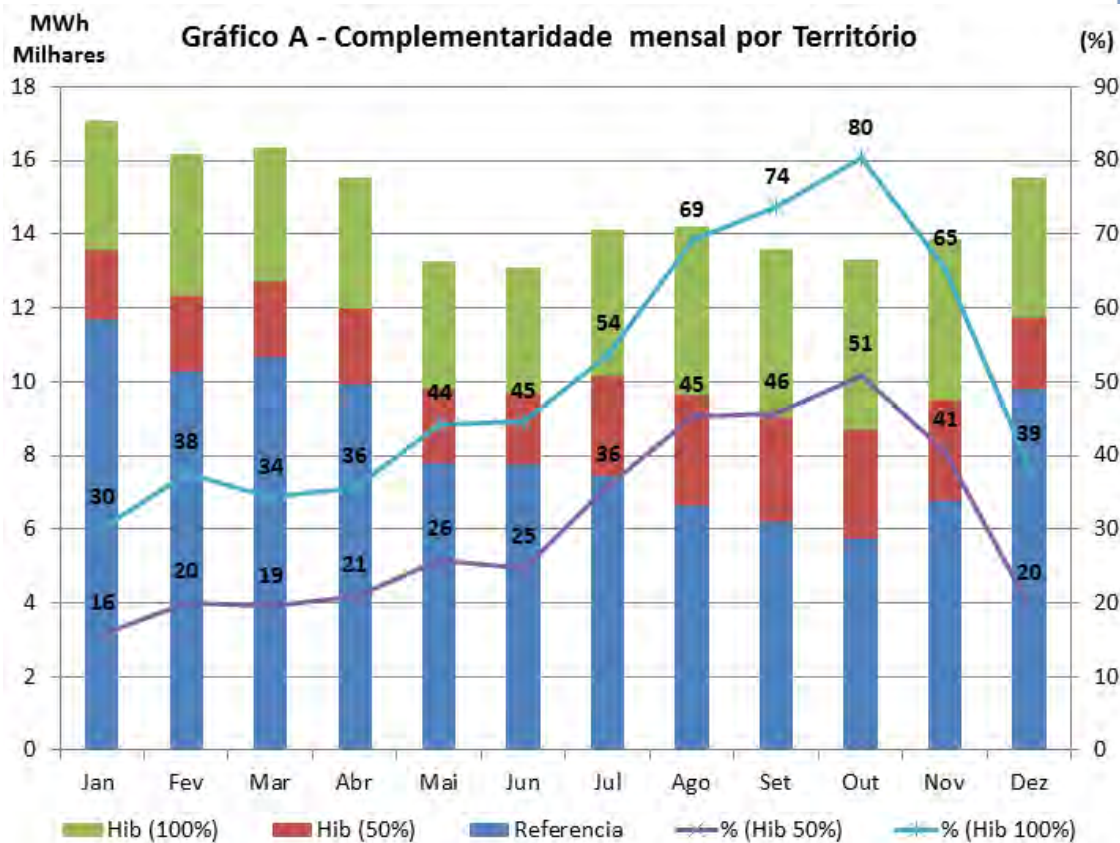


Gráfico B - Participações na potência total gerada

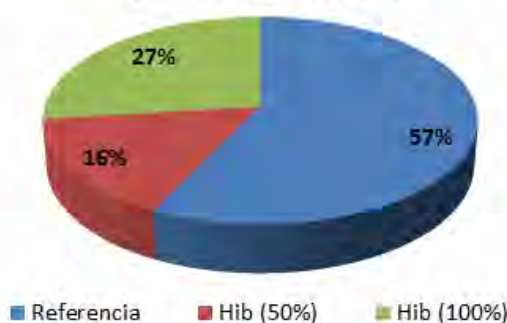


Gráfico C - Comparação com a energia hidráulica

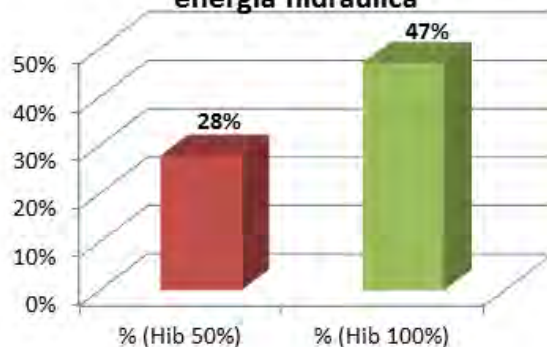


Figura 94: Oeste

Fonte: Elaborado pelos autores

Na Figura 94 são apresentados os resultados obtidos para o Território Oeste.

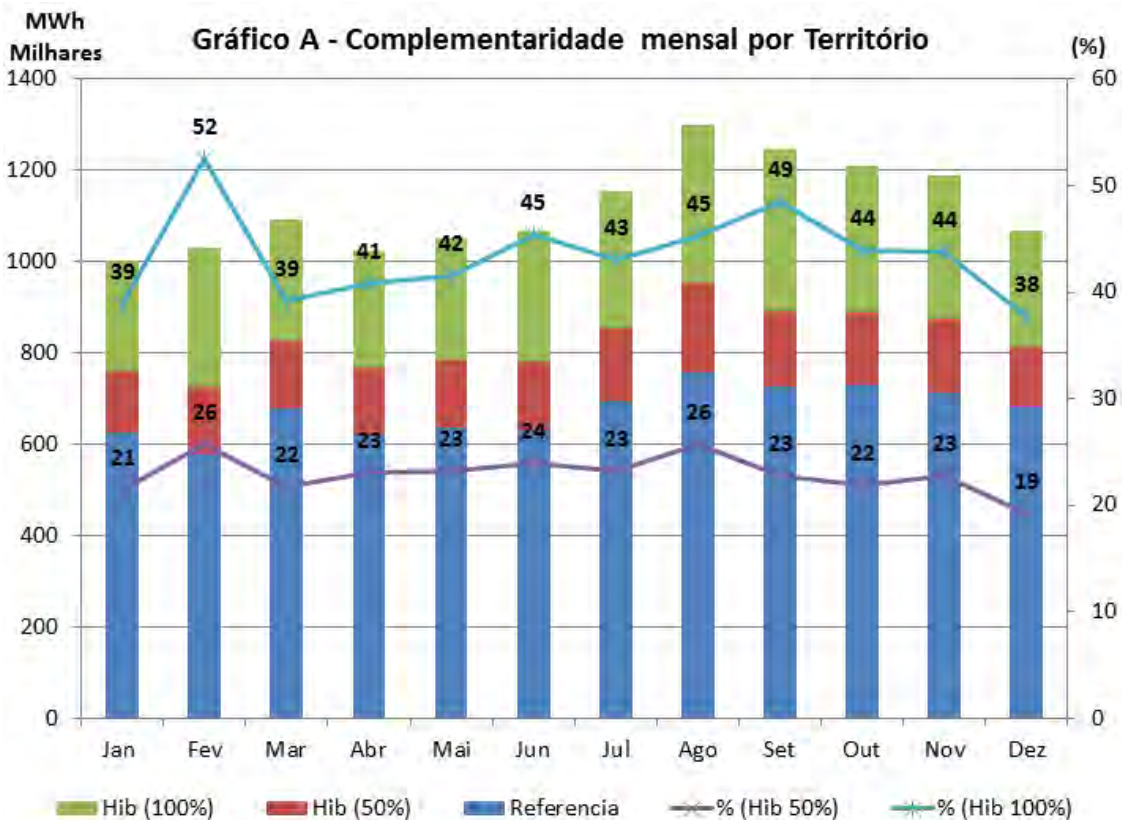


Gráfico B - Participações na potência total gerada

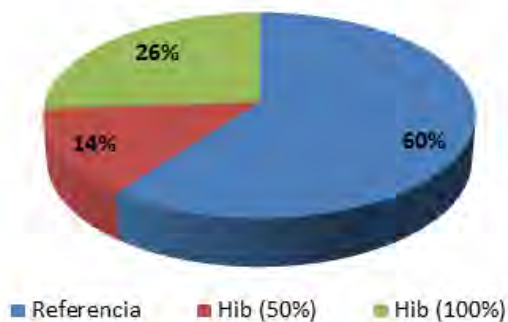


Gráfico C - Comparação com a energia hidráulica

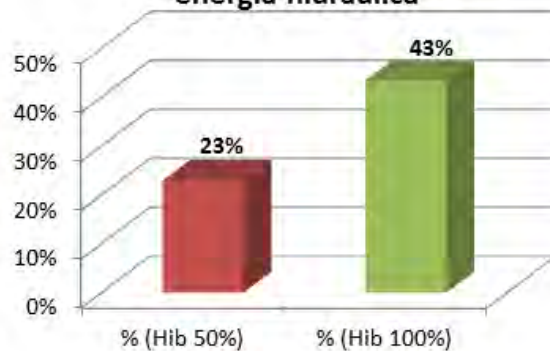


Figura 95: Sudoeste

Fonte: Elaborado pelos autores

Na Figura 95 são apresentados os resultados obtidos para o Território Sudoeste. Este Território apresentou um perfil de geração com as menores oscilações da participação da energia híbrida, conforme pode ser observado no Gráfico A.

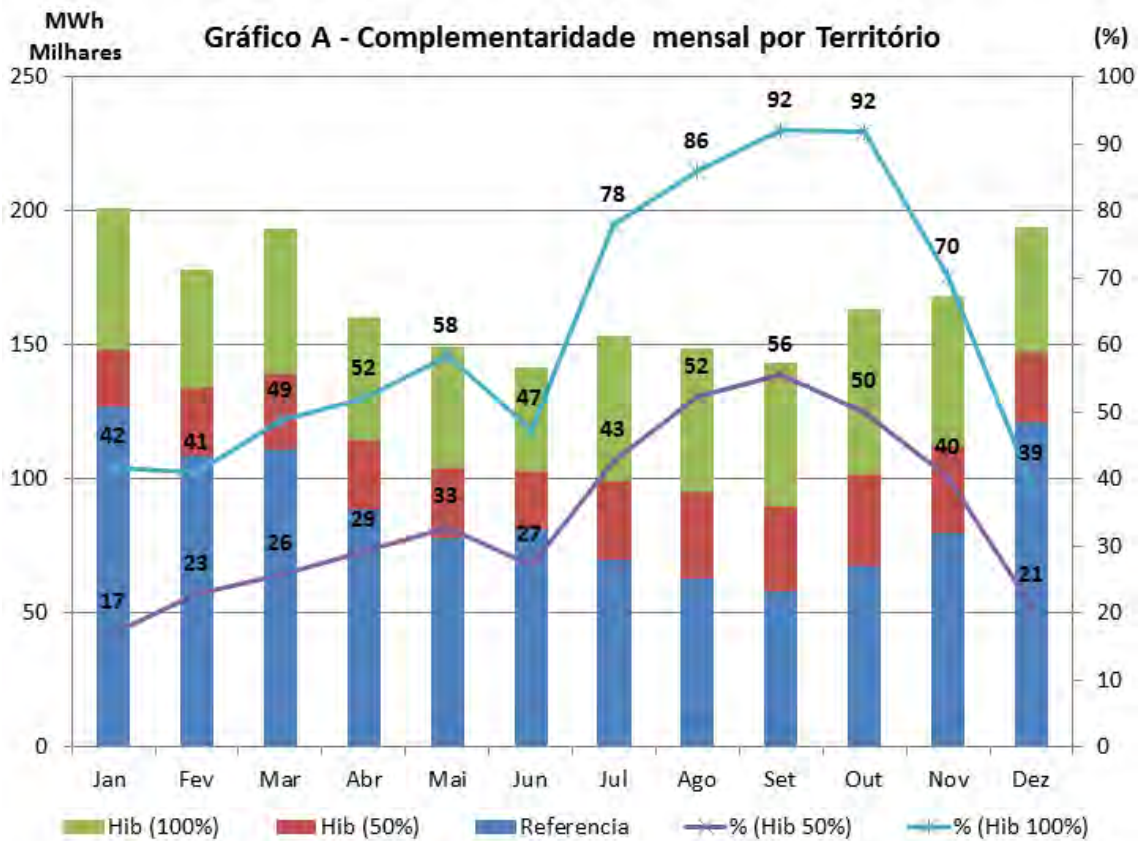


Gráfico B - Participações na potência total gerada

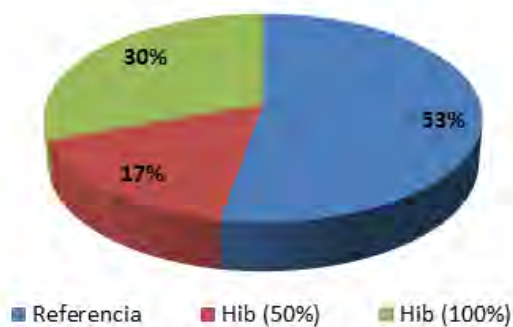


Gráfico C - Comparação com a energia hidráulica

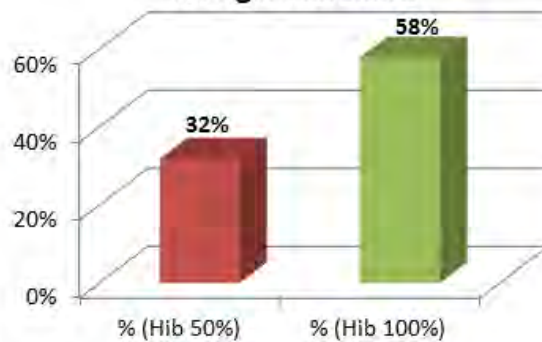
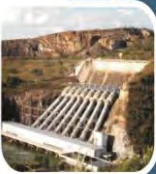


Figura 96: Sul

Fonte: Elaborado pelos autores

Na Figura 96 são apresentados os resultados obtidos para o Território Sul.



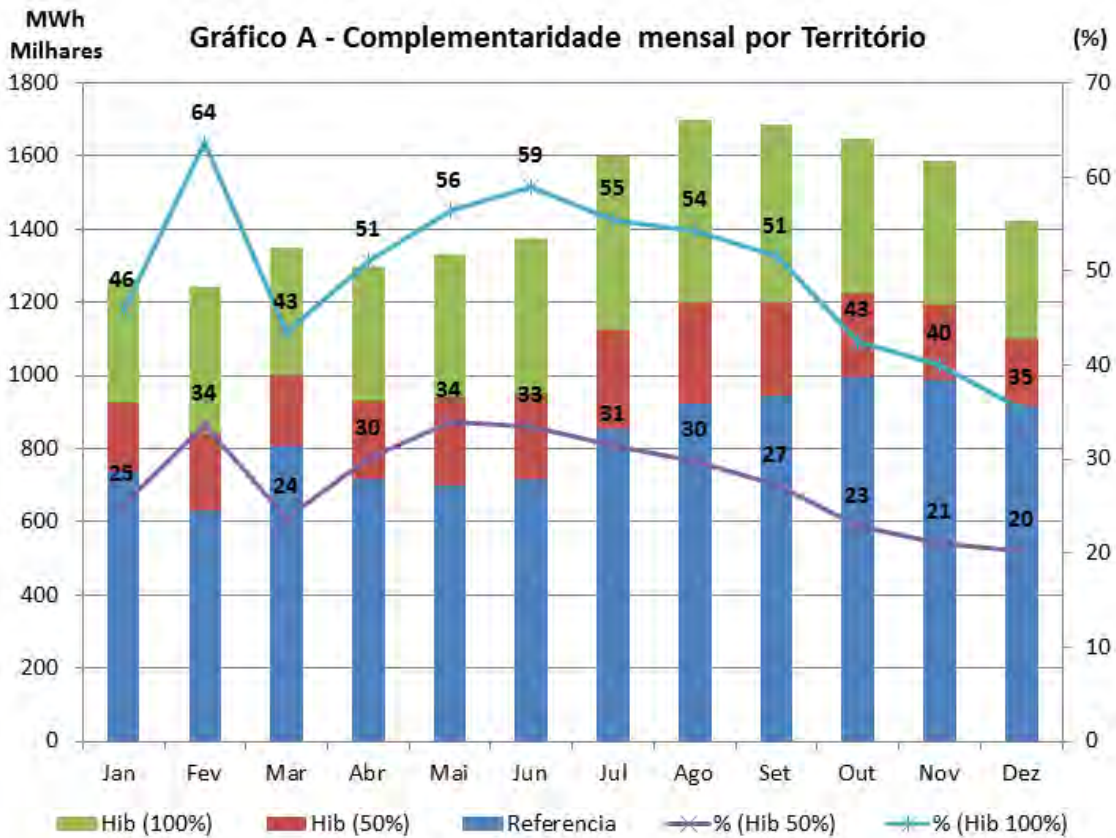


Gráfico B - Participações na potência total gerada

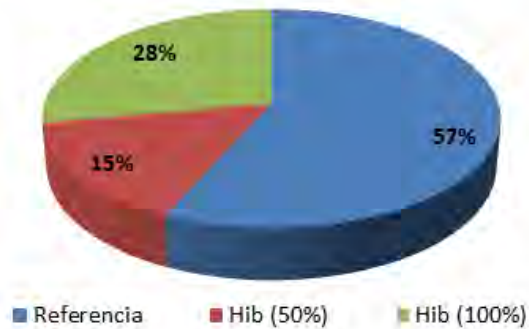


Gráfico C - Comparação com a energia hidráulica

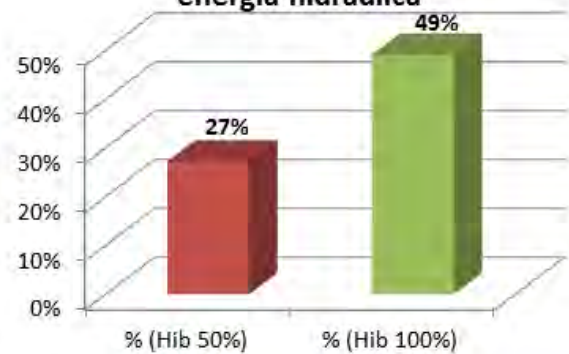


Figura 97: Triângulo Norte

Fonte: Elaborado pelos autores

Na Figura 97 são apresentados os resultados obtidos para o Território do Norte.

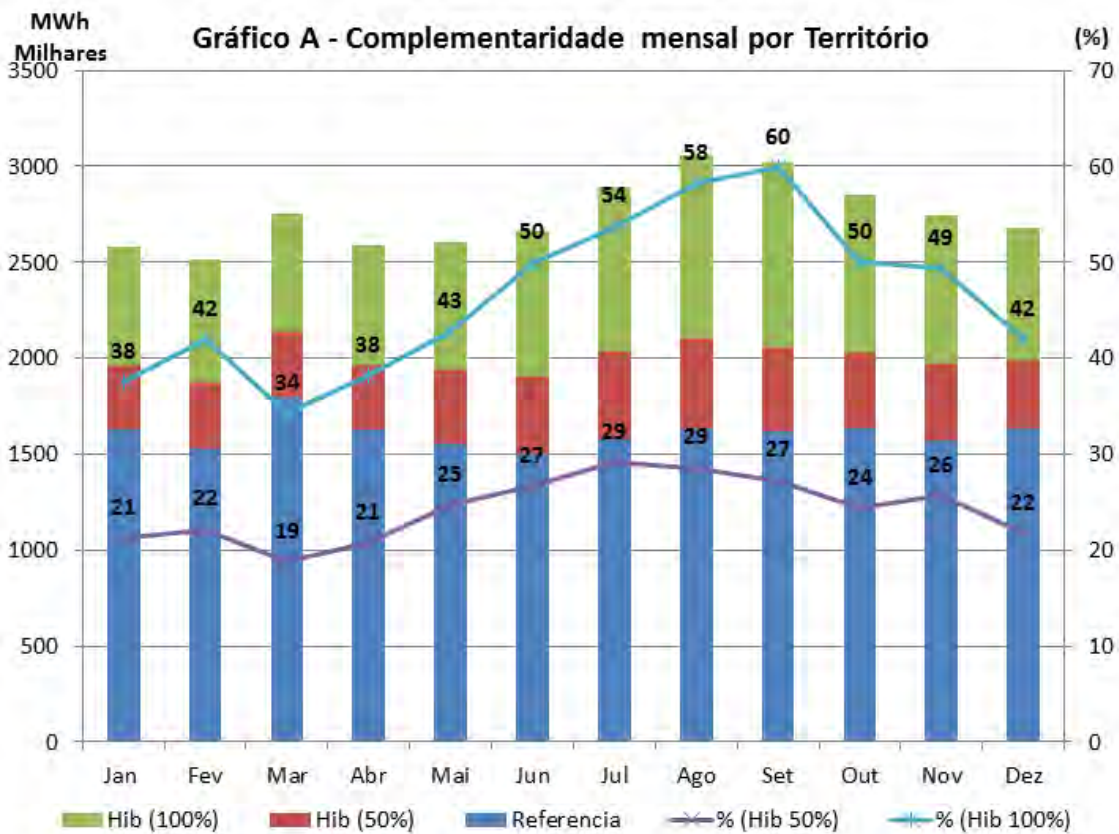


Gráfico B - Participações na potência total gerada



Gráfico C - Comparação com a energia hidráulica

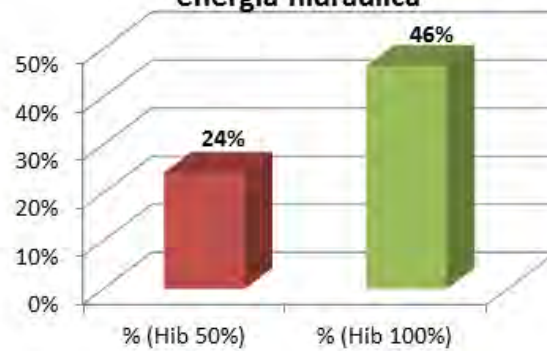
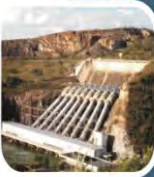


Figura 98: Triângulo Sul

Fonte: Elaborado pelos autores

Na Figura 98 são apresentados os resultados obtidos para o Território do Triângulo Sul.



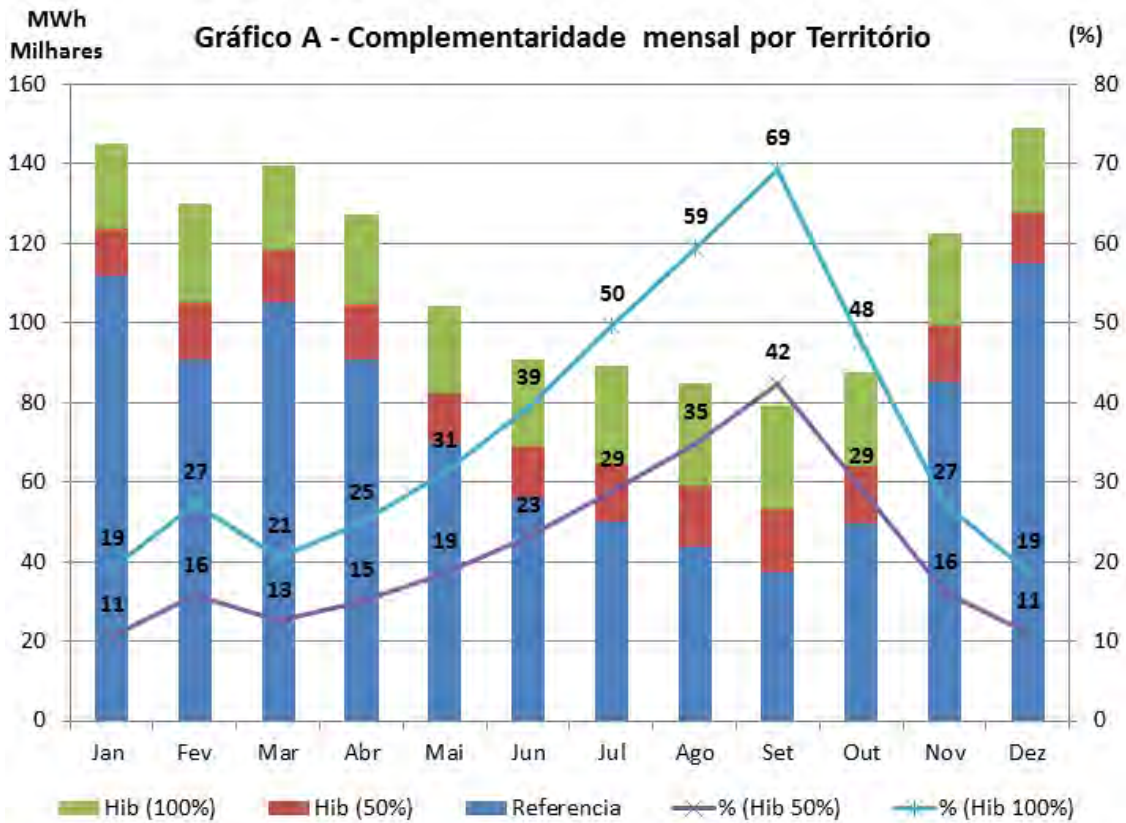


Gráfico B - Participações na potência total gerada

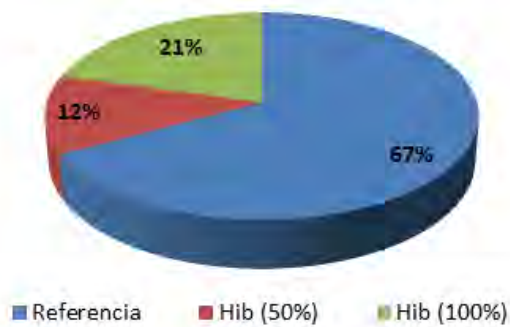


Gráfico C - Comparação com a energia hidráulica

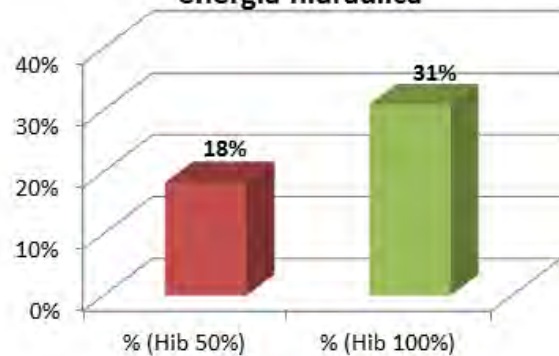


Figura 99: Vale do Aço

Fonte: Elaborado pelos autores

Na Figura 99 são apresentados os resultados obtidos para o Território do Vale do Aço.

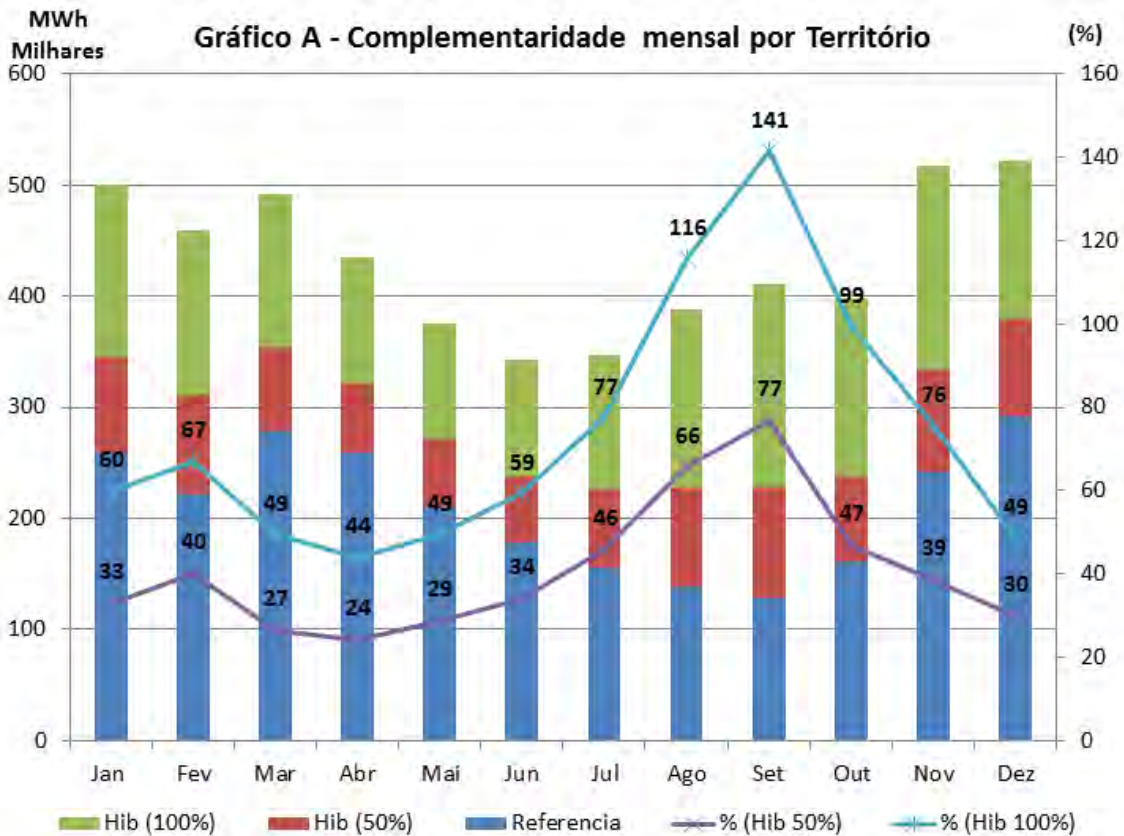


Gráfico B - Participações na potência total gerada

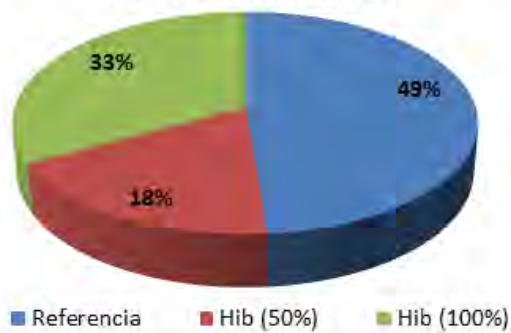


Gráfico C - Comparação com a energia hidráulica

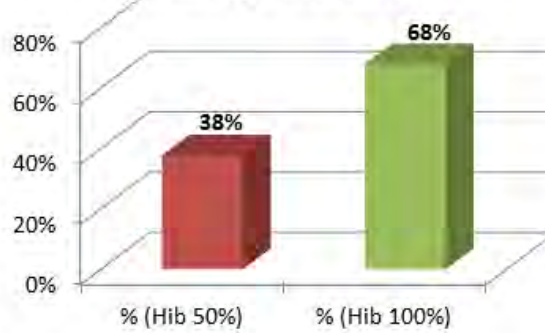


Figura 100: Vale do Rio Doce

Fonte: Elaborado pelos autores

Na Figura 100 são apresentados os resultados obtidos para o Território do Vale do Rio Doce.



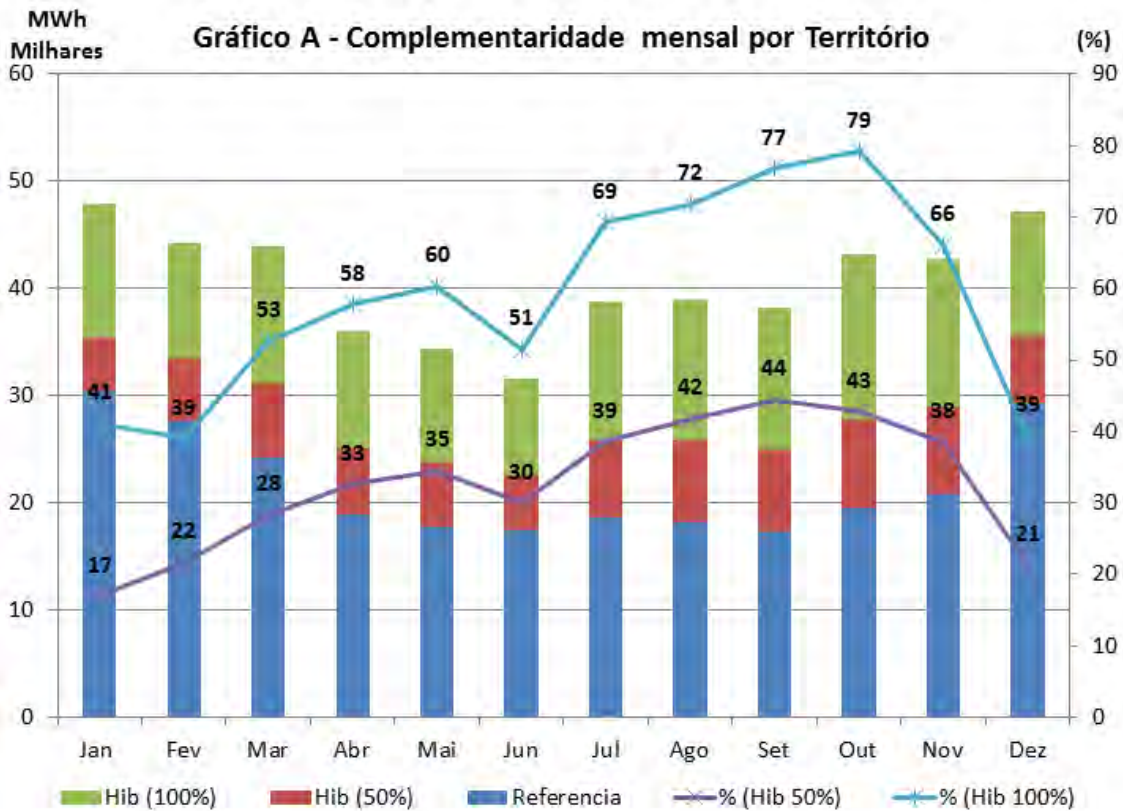


Gráfico B - Participações na potência total gerada



Gráfico C - Comparação com a energia hidráulica

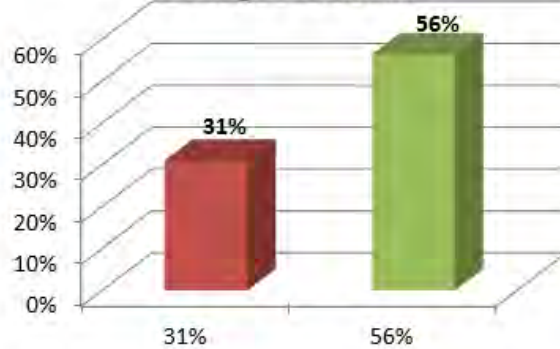


Figura 101: Vertentes

Fonte: Elaborado pelos autores

Na Figura 101 são apresentados os resultados obtidos para o Território Vertentes.

6. ANÁLISE ECONÔMICA

A geração de energia, a partir de todas as suas fontes e tecnologias, é uma atividade economicamente intensiva, que envolve altos fluxos de capital, logo, o aspecto econômico da geração é crucial para o desenvolvimento de novos empreendimentos. As fontes renováveis são conhecidas por possuírem custos elevados de investimento e infraestruturas apropriadas, quando comparadas as tecnologias tradicionais. Contudo, elas gozam de algumas vantagens como o custo nulo associado à obtenção de combustíveis, uma vez que realizam o aproveitamento de recursos disponíveis na natureza. No caso das fontes solar e eólica, a radiação e o vento. Além disso, os custos associados a uma fonte de geração estão ligados a fatores diversos, como aos incentivos governamentais, que muitas vezes tendem a responder a necessidades de caráter mais abrangente, como as exigências ambientais e sociais. De acordo com dados da América do Sol (2015), a fonte solar fotovoltaica ainda não é largamente utilizada no Brasil, e a principal explicação para isso é o custo ainda alto, de 7 a 10 mil reais por kWp. Contudo, o que se observa é uma tendência mundial de queda de preços, devido ao desenvolvimento da Curva de Aprendizado da tecnologia, conforme é apresentado pela Figura 102.

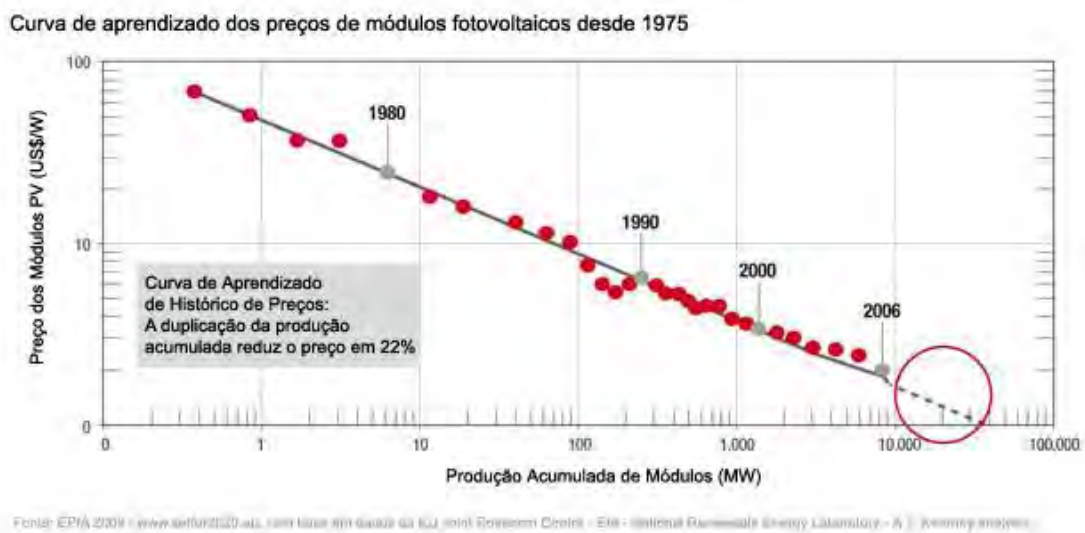


Figura 102: Curva de Aprendizado de módulos fotovoltaicos.

Fonte: América do Sol (2015)

Em 2014 foi realizado o primeiro leilão de energia de reserva para a fonte solar fotovoltaica. O preço de venda mínimo, máximo e médio são apresentados pela Figura 103 (sup.) e as potências dos empreendimentos associados ao preço máximo, mínimo e médio são apresentadas também na Figura 103 (inf.). É possível observar que o valor máximo alcançado nos leilões foi de aproximadamente 7 milhões de reais/MW (6,938,248.33 R\$/MW) em 2015, e o mínimo foi de aproximadamente 4 milhões de reais /MW (3,953,266.67 R\$/MW) também em 2015. Nota-se também que o porte dos empreendimentos é limitado a cerca de 30 MW, possivelmente devido aos descontos de TUSD e TUST para empreendimentos limitados por tal porte.

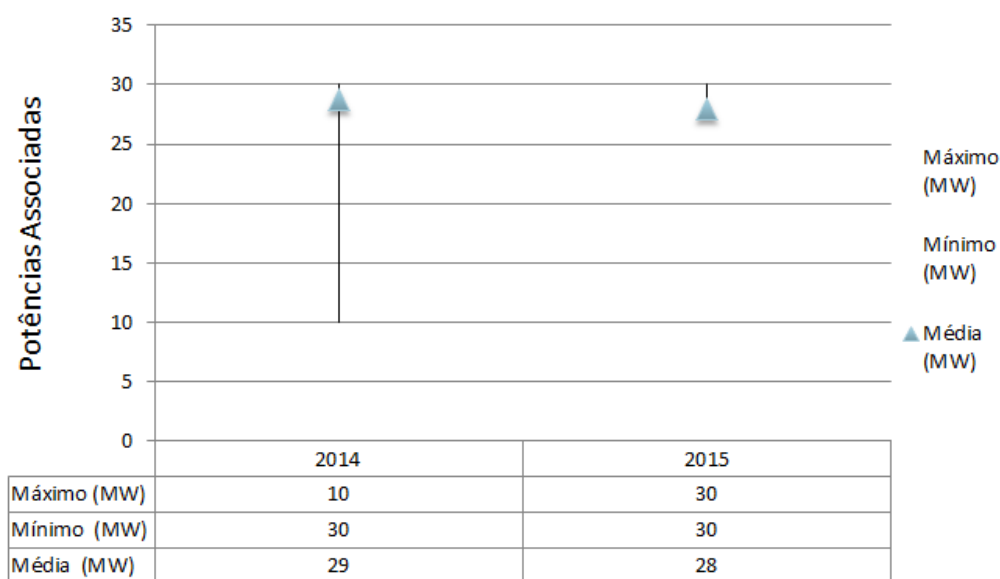
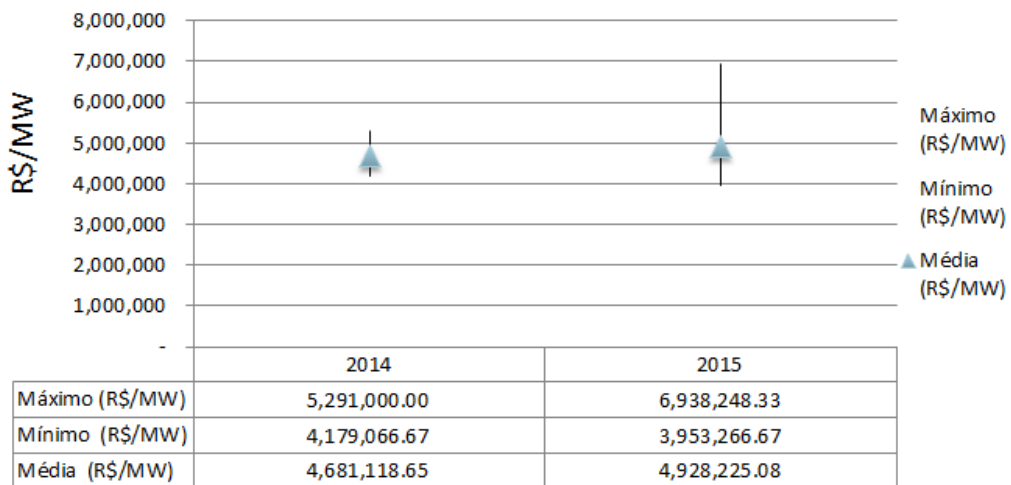


Figura 103: Resultado: Leilões fonte solar.

Fonte: CCE (2015)



Na Figura 104 (sup.) são apresentados os valores máximos, mínimos e médios do preço de venda energia eólica nos leilões de 2011, 2012, 2013, 2014 e 2015. Também são apresentadas as potências dos empreendimentos associados a tais valores máximos, mínimos e médios de venda. O valor máximo alcançado nos anos apresentados foi de, aproximadamente, 7 milhões de reais/MW (6,841,437.50 R\$/MW) em 2014 e o mínimo foi de, aproximadamente, 1 milhão de reais/MW (1,159,204.12 R\$/MW) em 2013. Observa-se que o valor máximo, foi bastante próximo ao da fonte solar. O porte dos empreendimentos também é bastante similar ao porte dos empreendimentos solares analisado anteriormente. Novamente, as potências parecem ter o limite de até 30MW visando a obtenção dos descontos de TUSD e TUST.



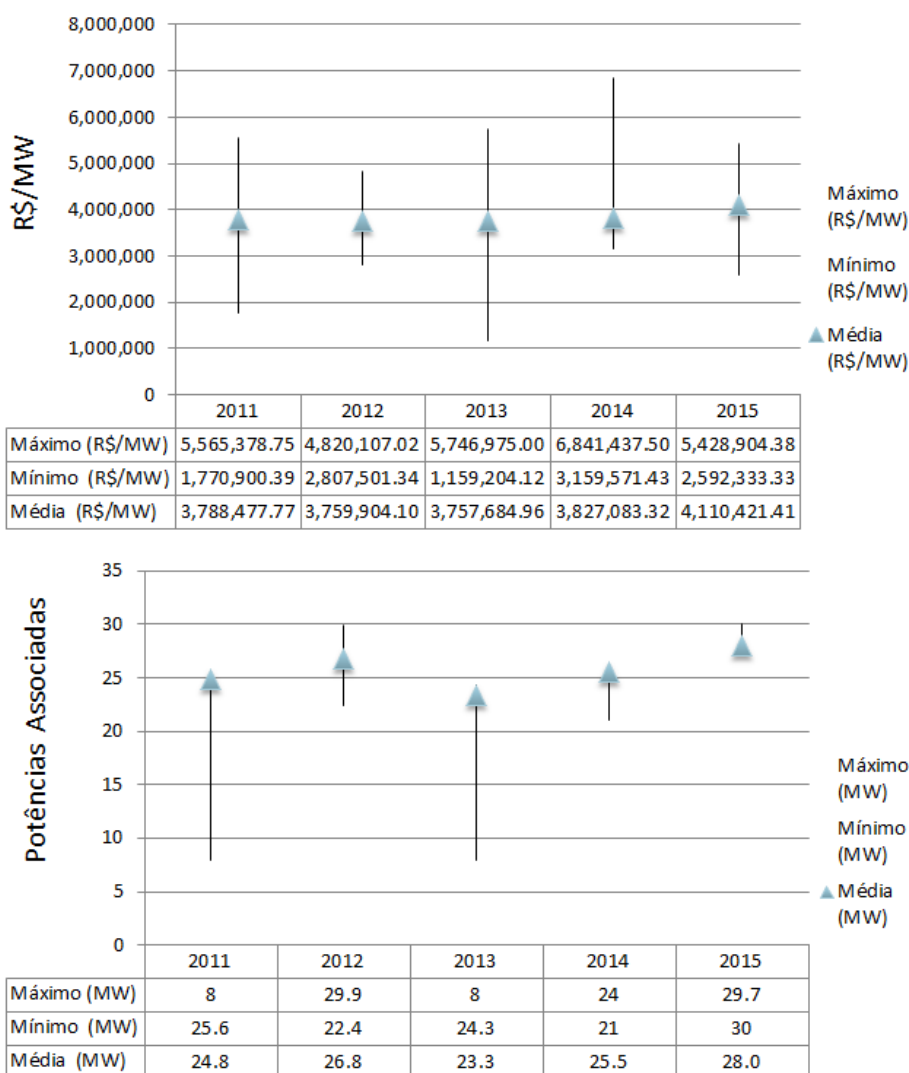


Figura 104: Resultado: Leilões fonte eólica.

Fonte: CCE (2015)

De forma semelhante as Figuras anteriores, na Figura 105 são apresentados os valores do preço da venda da energia proveniente da biomassa e as potências dos empreendimentos associados. O maior preço de venda alcançado foi de aproximadamente, 6 milhões de reais/MW (6,005,333.33 R\$/MW) em 2014, e o mínimo foi de, aproximadamente, 11 mil reais/MW (11,340.21 R\$/MW) em 2011.

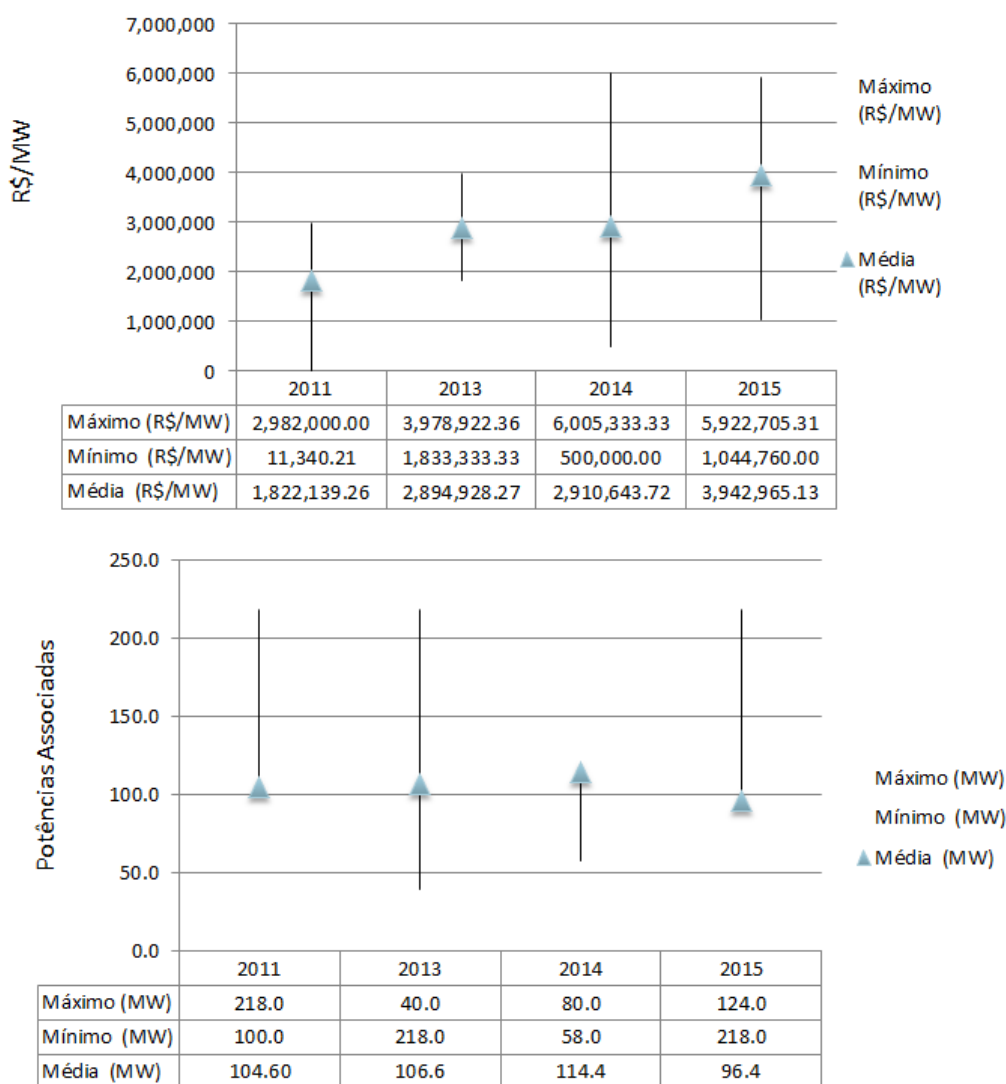
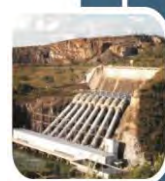


Figura 105: Resultado: Leilões fonte biomassa.

Fonte: CCE (2015)

Os resultados são agora apresentados para o gás natural na Figura 106. O valor máximo de preço de venda da energia alcançado foi de aproximadamente, 3 milhões de reais/MW (3,329,622.10 R\$/MW) em 2015, e o valor mínimo foi de aproximadamente, 2 milhões de reais/MW (1,860,984.19 R\$/MW).



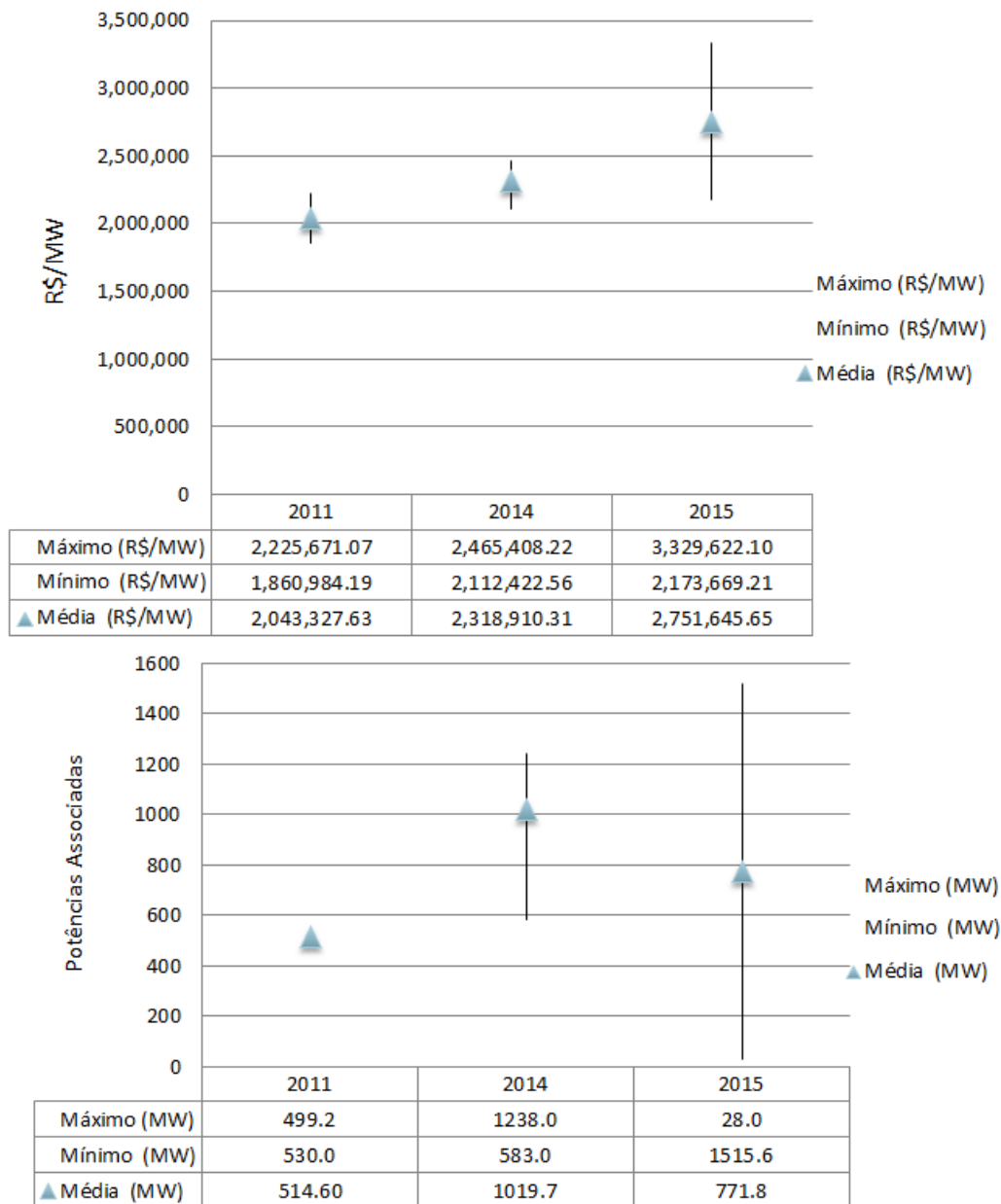


Figura 106: Resultado: Leilões fonte gás natural.

Fonte: CCE (2015)

Os resultados são agora apresentados para a fonte hídrica com usinas do tipo PCH na Figura 107. O valor máximo de preço de venda da energia alcançado foi de aproximadamente, 10 milhões de reais/MW (10,189,814.74 R\$/MW) em 2015, e o valor mínimo foi de aproximadamente, 745 mil reais/MW (745,199.45 R\$/MW). Observa-se que o preço máximo alcançado por esta fonte é o maior dentre todas as fontes analisadas, inclusive do que as fontes eólica e solar, conhecidas por terem seus preços relativamente elevados. O

valor mínimo alcançado por esta fonte é menor somente do que o valor mínimo da fonte solar e das usinas hídricas do tipo UHE. Seu valor médio é próximo ao valor médio das UHE e maior do que os das demais fontes.

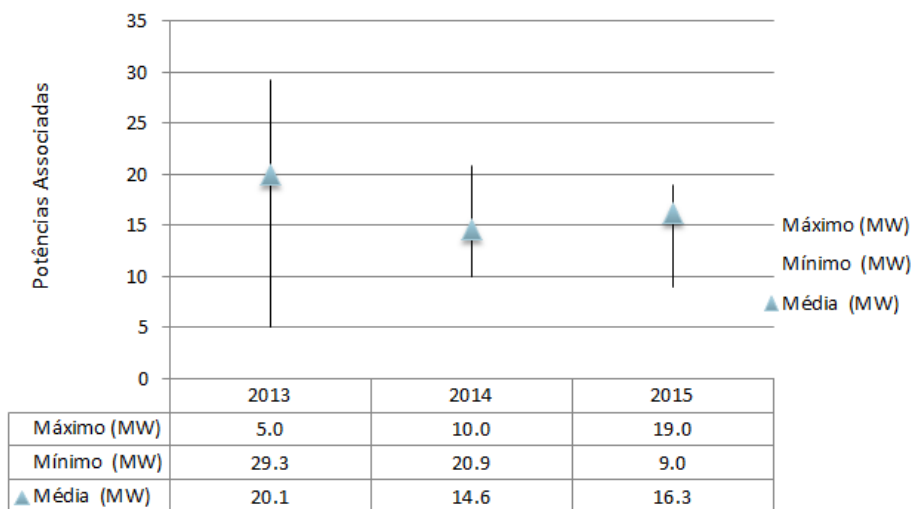
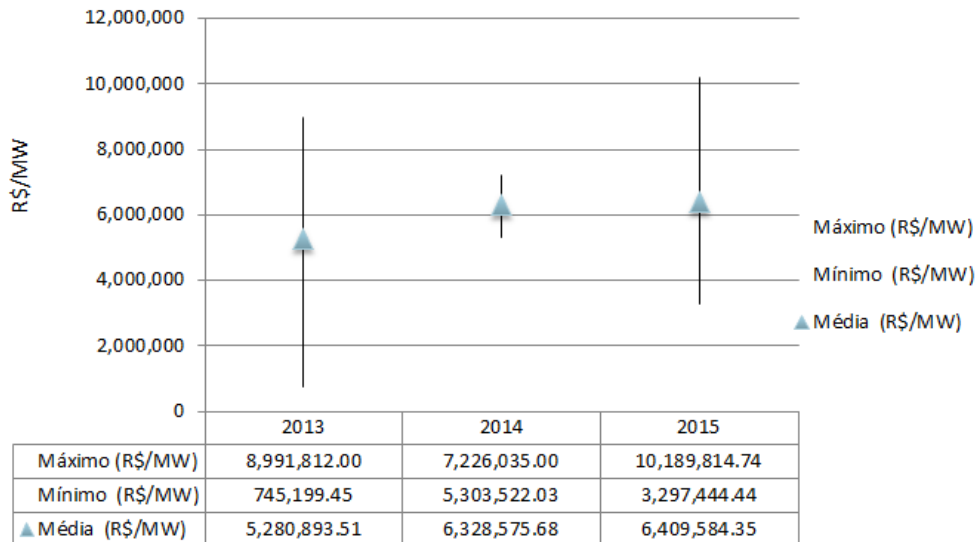


Figura 107: Resultado: Leilões fonte hídrica - PCH.

Fonte: CCE (2015)

Os resultados são agora apresentados para a fonte hídrica com usinas do tipo UHE na Figura 108. O valor máximo de preço de venda da energia alcançado foi de aproximadamente, 7 milhões de reais/MW (6,789,190.94 R\$/MW) em 2015, e o valor mínimo foi de aproximadamente, 3 milhões de reais/MW (3,275,645.69 R\$/MW).



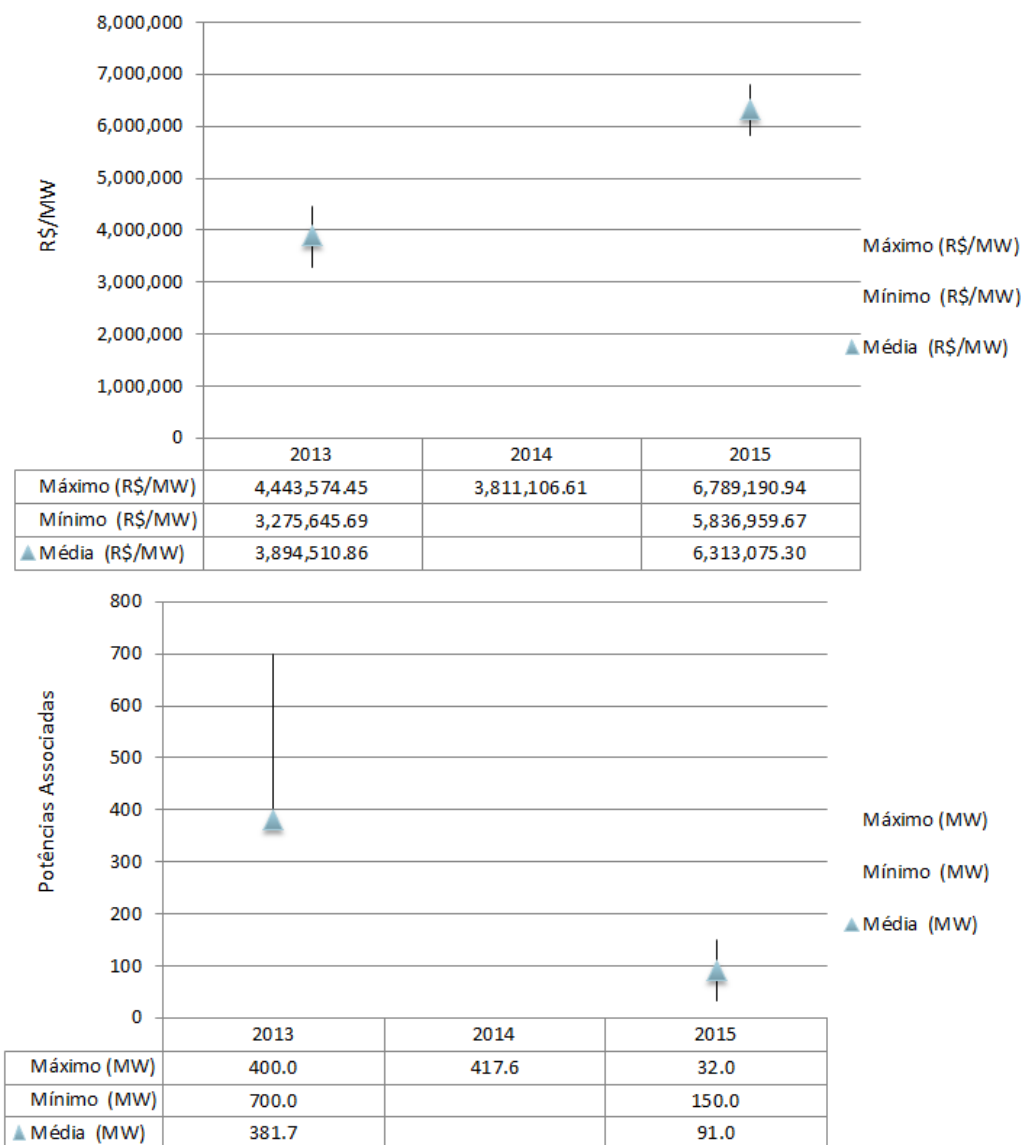


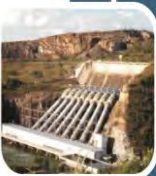
Figura 108: Resultado: Leilão fonte hídrica - UHE.

Fonte: CCE (2015)



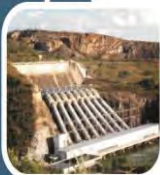

O custo de uma tecnologia, aqui refletido pelo seu preço de venda, está associado a fatores técnicos como o amadurecimento da tecnologia, sua disponibilidade, cadeia produtiva, entre outros... Contudo, uma tecnologia possui uma curva de aprendizagem cuja evolução, geralmente, é bastante sensível aos interesses dos consumidores e sociedade de um modo geral. Frente a conscientização das populações relacionadas a ganhos ambientais e sociais e frente a interesses internacionais, como as variações do preço do



barril de petróleo, uma tecnologia tende a receber mais ou menos incentivos governamentais que viabilizam e impulsionam a sua absorção pelos mercados.




7. CONCLUSÃO



Este estudo procurou identificar usinas hidrelétricas de Minas Gerais - PCHs e UHEs - cujos potenciais eólico e solar das localidades onde estas se encontram, permitam a instalação de usinas fotovoltaicas e eólicas visando à estabilização sazonal da oferta de energia. Esta análise foi realizada mediante a concepção de cenários que levavam em conta o porte das usinas complementares a serem instaladas. O cenário 1 de 50% considerava que as usinas híbridas teriam, cada uma, 50% da potência instalada da usina hidráulica, e o cenário de 100% considerava que as usinas teriam 100% da potência da usina principal. Constatou-se que os melhores resultados em termos de complementaridade entre essas fontes foram observados entre as usinas do tipo PCH, devido a sua menor potência instalada, e que o território de Minas Gerais com o maior número dessas usinas foi o Território da Mata. Mesmo nos casos em que não se observou a complementaridade entre as fontes, houve um ganho significativo em termos de repotencialização da usina avaliada. Uma avaliação territorial apontou altos potenciais para o aproveitamento energético renovável complementar de algumas regiões de Minas Gerais como os Territórios Norte, Vale do Rio Doce, Mucuri e Mata.

Desta forma, o presente trabalho permitiu avaliar o potencial estratégico da geração de energia baseada em fontes renováveis complementares para o Estado de Minas Gerais, chamando a atenção para as vantagens estratégicas advindas da diversificação da matriz estadual – e até mesmo nacional – por meio da inserção de fontes renováveis. Tais vantagens estão representadas pelo aproveitamento de um vasto potencial disponível; pelo ganho em termos de segurança do suprimento, pelo pioneirismo ambiental, representado pela manutenção da geração baseada em fontes limpas; pelo ganho econômico, dada a possibilidade de construção de novas usinas que possam utilizar de forma conjunta com aquelas pré-existentes, estruturas de infraestrutura de transmissão já em operação.





BIBLIOGRAFIA

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Banco de Informações de Geração. 2015a. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/-capacidadebrasil.cfm>>. Acesso junho 2015.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Sistema de Informações Georreferenciadas (Sigel). 2015b. Disponível em: <<http://sigel.aneel.gov.br/sigel.html>>. Acesso junho 2015.

BARBOSA FILHO, W. P.; AZEVEDO, A. C. S.; XAVIER, M. V. E. *Study of complementarity between wind and hydropower schemes for the state of Minas Gerais*. In: I latin hydro power & systems meeting, 2013, Campinas. I Latin Hydro Power & Systems Meeting. 2013.

BARBOSA et al. O uso da Análise Hierárquica como Auxílio na Tomada de Decisão de Políticas Públicas em Energia Solar Considerando Aspectos de Sustentabilidade. IXCBPE, Congresso Brasileiro de Planejamento Energético – Políticas Energéticas para a Sustentabilidade. 2014.

CCEE – CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. Leilões. Resultados. Disponível em <https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/leiloes?_afzLoop=1216820668498155#%40%3F_afzLoop%3D1216820668498155%26_adf.ctrl-state%3DvpzIq9vzi_4>. Acesso outubro 2015.

Brasil, 1997. Lei Federal nº 9.478 de 1997.

Minas Gerais, 2013. Decreto Estadual nº 46.296 de 2013.

CEMIG - COMPANHIA ENERGETICA DE MINAS GERAIS, 2010. Atlas Eólico de Minas Gerais ". Belo Horizonte, Minas Gerais, pp. 43-56, 2010.

AMARANTE, O. A. C., ZACK, M. B. J., SÁ, A. L. Atlas do Potencial Eólico Brasileiro. MME, Brasília. 2001.

CEMIG - COMPANHIA ENERGETICA DE MINAS GERAIS. Atlas Solarimétrico de Minas Gerais. Belo Horizonte: CEMIG. 2012a.

PORTAL DO GOVERNO DE MINAS GERAIS. "Clima, vegetação e relevo". Disponível em: <http://www.mg.gov.br/governomg/portal/c/governomg/conhecaminas/geografia/5668-clima-vegetacao-e-relevo/27208-vegetacao/5146/5044>. Acesso mar. 2015.





AGÊNCIA MINAS. Fóruns Regionais de Governo. [Online]. Disponível em <<http://www.agenciaminas.mg.gov.br/noticias/governador-pimentel-anuncia-a-criacao-dos-foruns-regionais-de-governo/>>. Acesso 09 jun 2015.

PV Syst Photovoltaic Software 6.2.6. Disponível em <http://www.pvsyst.com/en/>. Acesso abril 2015.

INMET. INSTITUTO NACIONAL DE METEOROLOGIA. Dados Meteorológicos. *CD-Room*. 2014.

ĐURISIC, Z; MIKULOVIC, J. 2012. A model for vertical wind speed data extrapolation for improving wind resource assessment using WAsP. *Renewable Energy*. V 41. p 407 e 411.

GUALTIERI, G.; SECCI, S. 2012. Methods to extrapolate wind resource to the turbine hub height based on power law: A 1-h wind speed vs. Weibull distribution extrapolation comparison. *Renewable Energy*. V 43. p. 183-200.

GUALTIERI, G; SAURO, S. 2011. Comparing methods to calculate atmospheric stability-dependent wind speed profiles: A case study on coastal location. *Renewable Energy*. V 36. p. 2189 - 2204.

BANÑUELOS-RUEDAS, F; ANGELES-CAMACHO, C.; RIOS-MARCUELLO, S. 2010. Analysis and validation of the methodology used in the extrapolation of wind speed data at different heights. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. V 14. p. 2383–2391.

SANSIGOLO, C. A. 2005. Distribuições de Probabilidade de Velocidade e Potência do vento. *Revista Brasileira de Meteorologia*. v.20, n.2, 207-214, 2005

Windographer® Software. <https://www.windographer.com/>

VIAJANTE, G. P; CAMACHO, J.R.; ANDRADE, D.A. Estimativa de obtenção de energia a partir do vento em uma dada área. Universidade Federal de Uberlândia. 2014.

ENERCON. Product Overview. Disponível em <http://www.enercon.de/fileadmin/Redakteur/Medien-Portal/broschueren/pdf/en/ENERCON_Produkt_en_06_2015.pdf>. Acesso nov 2015.

FEAM - FUNDAÇÃO ESTADUAL DO MEIO AMBIENTE. Estimativa do Potencial de Complementaridade Hidro Eólico Solar para a Matriz Elétrica de Minas Gerais (2015 - 2050). Disponível em <http://www.semad.mg.gov.br/images/stories/2015_ARQUIVOS/ASCOM/relatorio-1-modelagem-para-estimativa-do-potencial-de-complementaridade-hidro-eolico-solar-para-a-matriz-eletrica-de-minas-gerais-2015-2050.pdf>. 2015

APÊNDICE

Fator de capacidade das usinas

Tabela 4: Fator de capacidade das usinas.

Alto Jequitinhonha							
Usina	Fator de capacidade						
	Hidro	Solar (50%)	Solar (100%)	Eólica (50%)	Eólica (100%)	Híbrido (50%)	Híbrido (100%)
PCH Paraúna - 4280 kW	46.93%	15.72%	15.62%	7.88%	11.04%	11.80%	13.33%
UHE Irapé - 399000 kW	36.12%	17.18%	14.24%	7.60%	7.38%	12.39%	10.81%

Tabela 5: Fator de capacidade das usinas.

Caparaó							
Usina	Fator de capacidade						
	Hidro	Solar (50%)	Solar (100%)	Eólica (50%)	Eólica (100%)	Híbrido (50%)	Híbrido (100%)
UHE Risoleta Neves - 140000 kW	39.49%	15.20%	13.22%	2.13%	1.75%	8.67%	7.48%
PCH Sinceridade - 1416 kW	22.49%	15.87%	14.92%	22.87%	12.99%	19.37%	13.95%
PCH Túlio Cordeiro de Mello - 15930 kW	44.03%	15.06%	13.69%	6.63%	5.43%	10.84%	9.56%
PCH Varginha - 9000 kW	42.20%	15.27%	14.06%	7.85%	6.00%	11.56%	10.03%
PCH Benjamim Mário Baptista - 9000 kW	44.79%	15.08%	14.27%	7.85%	5.49%	11.47%	9.88%
UHE Brecha - 12400 kW	94.89%	15.24%	13.41%	2.89%	2.00%	9.06%	7.71%
PCH Cachoeirão - 27000 kW	58.64%	18.76%	13.18%	19.97%	18.89%	19.36%	16.03%
PCH Neblina - 6468 kW	67.81%	14.88%	13.66%	8.95%	6.51%	11.91%	10.08%
PCH Pipoca - 20000 kW	47.27%	15.43%	13.24%	6.31%	5.28%	10.87%	9.26%
PCH Várzea Alegre - 7500 kW	47.08%	15.01%	13.37%	8.41%	6.26%	11.71%	9.82%
UHE João Camilo Penna - 22020 kW	54.06%	15.06%	13.46%	6.19%	5.23%	10.63%	9.35%

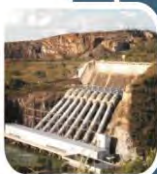


Tabela 6: Fator de capacidade das usinas.

Central							
Usina	Fator de capacidade						
	Hidro	Solar (50%)	Solar (100%)	Eólica (50%)	Eólica (100%)	Híbrido (50%)	Híbrido (100%)
UHE Retiro Baixo - 83657 kW	36.61%	15.89%	13.89%	16.13%	15.91%	16.01%	14.90%
UHE Três Marias - 396000 kW	61.22%	15.22%	15.22%	15.42%	15.54%	15.32%	15.38%

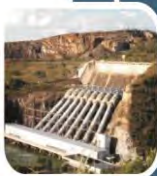
Tabela 7: Fator de capacidade das usinas.

Mata							
Usina	Fator de capacidade						
	Hidro	Solar (50%)	Solar (100%)	Eólica (50%)	Eólica (100%)	Híbrido (50%)	Híbrido (100%)
PCH Anna Maria - 1680 kW	70.10%	15.74%	15.70%	97.75%	62.81%	56.74%	39.25%
UHE Barra do Braúna - 39000 kW	52.01%	15.93%	13.96%	4.10%	4.20%	10.01%	9.08%
PCH Bonfante - 19000 kW	42.55%	15.97%	13.62%	31.05%	28.56%	23.51%	21.09%
PCH Cachoeira do Brumado - 2340 kW	43.77%	15.35%	15.26%	77.11%	52.20%	46.23%	33.73%
PCH Carangola - 15000 kW	57.65%	15.92%	14.34%	4.84%	4.10%	10.38%	9.22%
PCH Coronel Domiciano - 5040 kW	66.89%	15.49%	15.42%	7.24%	5.26%	11.36%	10.34%
PCH Ervália - 6970 kW	38.28%	15.52%	15.25%	3.54%	2.24%	9.53%	8.75%
PCH Fumaça IV - 4500 kW	41.85%	15.55%	14.82%	7.67%	4.66%	11.61%	9.74%
UHE Glória - 11360 kW	62.57%	15.48%	13.94%	5.23%	4.29%	10.36%	9.11%
PCH Guary - 5400 kW	48.48%	15.77%	14.82%	47.35%	36.92%	31.56%	25.87%
UHE Ilha dos Pombos - 187169 kW	50.59%	15.83%	13.75%	11.22%	10.70%	27.04%	12.23%
PCH Ivan Botelho I - 24400 kW	58.54%	15.59%	14.37%	29.62%	27.82%	22.60%	21.10%
PCH Ivan Botelho II - 12480 kW	55.45%	15.61%	18.03%	5.09%	4.22%	10.35%	11.12%
PCH Ivan Botelho III - 24400 kW	46.96%	15.59%	13.76%	4.38%	3.88%	9.98%	8.82%
PCH Joasal - 8400 kW	65.16%	15.30%	14.01%	39.22%	32.75%	27.26%	23.38%
PCH Marmelos - 4000 kW	64.48%	15.54%	15.30%	55.31%	41.01%	35.43%	28.16%

Mata							
Usina	Fator de capacidade						
	Hidro	Solar (50%)	Solar (100%)	Eólica (50%)	Eólica (100%)	Híbrido (50%)	Híbrido (100%)
PCH Monte Serrat - 25000 kW	60.67%	15.85%	13.62%	29.50%	27.76%	22.68%	20.69%
PCH Nova Maurício - 29232 kW	71.98%	15.64%	13.67%	4.25%	3.81%	9.95%	8.74%
PCH Ormeo							
Junqueira Botelho - 22700 kW	47.98%	15.52%	13.82%	4.43%	3.90%	9.97%	8.86%
PCH Paciência - 4080 kW	56.46%	15.39%	15.57%	54.71%	40.70%	35.05%	28.14%
PCH Piau - 18012 kW	64.44%	15.72%	14.10%	31.41%	28.73%	23.56%	21.42%
UHE Picada - 50000 kW	52.78%	15.41%	13.51%	27.04%	26.50%	21.23%	20.01%
PCH Santa Fé I - 30000 kW	74.86%	15.33%	13.36%	28.68%	27.34%	22.01%	20.35%
UHE Sobragi - 60000 kW	67.11%	15.54%	13.70%	26.63%	26.29%	21.09%	19.99%
PCH Tombos - 2880 kW	29.98%	16.74%	9.97%	9.94%	4.63%	9.42%	7.30%
PCH Zé Tunin - 8000 kW	22.20%	15.64%	14.96%	5.90%	4.61%	10.77%	9.79%
PCH Paes Leme - 1920 kW	49.38%	15.54%	13.59%	22.02%	21.76%	18.78%	17.68%

Tabela 8: Fator de capacidade das usinas.

Metropolitana							
Usina	Fator de capacidade						
	Hidro	Solar (50%)	Solar (100%)	Eólica (50%)	Eólica (100%)	Híbrido (50%)	Híbrido (100%)
PCH Barra da Paciência - 23000 kW	33.91%	15.83%	13.09%	4.42%	7.65%	10.13%	10.37%
PCH Bicas - 1560 kW	53.26%	15.26%	15.27%	8.66%	4.43%	11.96%	9.85%
PCH Codorna - 1944 kW	43.61%	15.54%	13.37%	14.37%	18.77%	14.96%	16.07%
PCH D - 1360 kW	7.52%	15.66%	15.08%	39.45%	23.30%	27.56%	19.19%
PCH Dona Rita - 2408 kW	42.93%	14.99%	15.08%	3.51%	2.09%	9.25%	8.58%
PCH E Nova - 2744 kW	79.74%	15.67%	14.22%	23.81%	15.69%	19.74%	14.96%
PCH F - 3792 kW	36.54%	15.30%	13.73%	19.56%	13.62%	17.43%	13.68%
PCH G - 1440 kW	64.07%	15.32%	15.12%	37.73%	22.46%	26.53%	18.79%



Metropolitana							
Usina	Fator de capacidade						
	Hidro	Solar (50%)	Solar (100%)	Eólica (50%)	Eólica (100%)	Híbrido (50%)	Híbrido (100%)
UHE Guilman-Amorim - 140040 kW	42.38%	15.17%	13.02%	1.18%	1.05%	8.18%	7.03%
UHE Peti - 9400 kW	60.01%	15.08%	13.85%	12.92%	10.42%	14.00%	12.14%
PCH Rio de Pedras - 9280 kW	23.76%	15.20%	14.27%	12.98%	10.45%	14.09%	12.36%
PCH Salto - 4240 kW	-	15.39%	15.21%	18.38%	13.08%	16.89%	14.15%
PCH São Gonçalo - 11000 kW	35.50%	15.10%	14.18%	1.66%	1.26%	8.38%	7.72%
UHE Salto Grande - 102000 kW	56.42%	15.08%	13.08%	3.81%	7.25%	9.44%	10.17%
PCH Sumidouro - 2120 kW	49.98%	14.85%	14.89%	16.96%	10.23%	15.90%	12.56%

*A PCH Salto apresentou discrepância entre os valores de geração fornecidos e seu possível fator de capacidade

Tabela 9: Fator de capacidade das usinas.

Mucuri							
Usina	Fator de capacidade						
	Hidro	Solar (50%)	Solar (100%)	Eólica (50%)	Eólica (100%)	Híbrido (50%)	Híbrido (100%)
PCH Mucuri - 19100 kW	10.84%	15.80%	13.97%	9.26%	8.30%	12.53%	11.14%
UHE Santa Clara - 60000 kW	45.17%	16.24%	14.25%	19.12%	9.31%	17.68%	11.78%
PCH Poquim - 1408 kW	28.70%	15.59%	15.59%	33.39%	20.38%	24.49%	17.99%

Tabela 10: Fator de capacidade das usinas.

Noroeste							
Usina	Fator de capacidade						
	Hidro	Solar (50%)	Solar (100%)	Eólica (50%)	Eólica (100%)	Híbrido (50%)	Híbrido (100%)
UHE Batalha - 52500 kW	14,25%	17,48%	15,58%	14,18%	11,67%	15,83%	13,63%
UHE Queimado - 105450 kW	56,99%	17,10%	15,12%	6,26%	5,03%	11,68%	10,08%
PCH Unaí Baixo - 26000 kW	32,92%	17,62%	15,52%	7,13%	5,39%	12,37%	10,46%

Tabela 11: Fator de capacidade das usinas.

Norte							
Usina	Fator de capacidade						
	Hidro	Solar (50%)	Solar (100%)	Eólica (50%)	Eólica (100%)	Híbrido (50%)	Híbrido (100%)
PCH Machado Mineiro - 1720 kW	53,52%	16,19%	16,33%	49,56%	33,19%	32,87%	24,76%
PCH Pandeiros - 4200 kW	23,42%	18,04%	18,07%	25,45%	18,57%	43,49%	18,32%
PCH Santa Marta - 1000 kW	54,78%	16,54%	16,66%	45,06%	25,52%	30,80%	21,09%

Tabela 12: Fator de capacidade das usinas.

Oeste							
Usina	Fator de capacidade						
	Hidro	Solar (50%)	Solar (100%)	Eólica (50%)	Eólica (100%)	Híbrido (50%)	Híbrido (100%)
PCH Anil - 2080 kW	54,18%	15,57%	15,76%	43,10%	31,01%	29,34%	23,39%
PCH Cajuru - 7200 kW	36,26%	15,46%	14,73%	2,30%	1,49%	8,88%	8,11%
PCH Gafanhoto - 14000 kW	50,75%	15,44%	14,14%	1,84%	1,30%	8,64%	7,72%
PCH Oliveira - 2880 kW	22,39%	15,41%	13,56%	36,54%	25,02%	25,97%	19,29%

Tabela 13: Fator de capacidade das usinas.

Sudoeste							
Usina	Fator de capacidade						
	Hidro	Solar (50%)	Solar (100%)	Eólica (50%)	Eólica (100%)	Híbrido (50%)	Híbrido (100%)
UHE Furnas - 1216000	49,29%	16,37%	14,56%	8,13%	9,20%	12,25%	11,88%
UHE Marechal Mascarenhas de Moraes - 492100 kW	63,06%	16,41%	14,34%	8,56%	8,03%	12,48%	11,18%
UHE Santana - 500 kW*	-	14,54%	14,66%	81,01%	49,94%	47,77%	32,30%
UHE São João – 3200 kW*	-	16,35%	16,36%	20,76%	16,31%	18,55%	16,34%

*As UHEs Santana e São João apresentaram discrepâncias entre os valores de geração fornecidos e seu possível fator de capacidade.

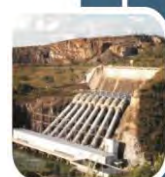


Tabela 14: Fator de capacidade das usinas.

Sul							
Usina	Fator de capacidade						
	Hidro	Solar (50%)	Solar (100%)	Eólica (50%)	Eólica (100%)	Híbrido (50%)	Híbrido (100%)
UHE Camargos - 46000 kW	45,61%	16,26%	13,58%	14,81%	14,10%	15,53%	13,84%
PCH Congonhal I - 1616 kW	40,19%	15,87%	15,27%	46,61%	30,95%	31,24%	23,11%
PCH Cristina - 3800 kW	26,10%	15,26%	13,89%	2,76%	1,32%	9,01%	7,61%
PCH Luiz Dias - 1620 kW	41,23%	15,23%	15,01%	4,87%	2,06%	10,05%	8,53%
PCH Ninho da Águia - 10000 kW	32,61%	14,98%	14,07%	1,79%	1,01%	8,38%	7,54%
PCH Padre Carlos - 7800 kW	49,33%	15,27%	13,58%	6,60%	5,17%	10,93%	9,38%
PCH Poço Fundo - 9160 kW	63,32%	15,22%	14,27%	6,22%	4,46%	10,72%	9,37%
PCH São Bernardo - 6820 kW	46,11%	15,01%	13,35%	2,07%	1,09%	8,54%	7,22%
PCH Xicão - 1808 kW	32,54%	15,55%	14,82%	24,29%	14,81%	19,92%	14,81%
UHE Funil - 180000 kW	44,55%	15,63%	13,55%	13,72%	13,58%	14,68%	13,57%

Tabela 15: Fator de capacidade das usinas.

Triangulo Norte							
Usina	Fator de capacidade						
	Hidro	Solar (50%)	Solar (100%)	Eólica (50%)	Eólica (100%)	Híbrido (50%)	Híbrido (100%)
UHE Amador Aguiar I - 243675 kW	39,25%	17,12%	15,15%	5,98%	6,17%	11,55%	10,66%
UHE Amador Aguiar II - 210000 kW	43,31%	17,48%	15,08%	6,00%	6,19%	11,74%	10,64%
UHE Emborcação - 1192000	40,02%	18,13%	15,20%	5,89%	6,14%	12,01%	10,67%
PCH Malagone - 19000 kW	51,95%	17,93%	15,67%	7,41%	6,92%	12,67%	11,30%
PCH Martins - 7700 kW	24,41%	17,21%	15,52%	9,67%	8,10%	26,88%	11,81%
UHE Miranda - 408000 kW	47,05%	17,17%	15,13%	5,94%	6,15%	11,55%	10,64%

Triângulo Norte							
Usina	Fator de capacidade						
	Hidro	Solar (50%)	Solar (100%)	Eólica (50%)	Eólica (100%)	Híbrido (50%)	Híbrido (100%)
PCH Piedade - 21690 kW	42,73%	18,22%	15,81%	12,69%	6,87%	15,46%	11,34%
PCH Salto Morais - 2394 kW	23,15%	17,24%	17,32%	26,15%	15,33%	21,70%	16,33%
UHE Nova Ponte - 510000 kW	50,19%	16,89%	14,82%	5,92%	6,15%	11,40%	10,48%

Tabela 16: Fator de capacidade das usinas.

Triângulo Sul							
Usina	Fator de capacidade						
	Hidro	Solar (50%)	Solar (100%)	Eólica (50%)	Eólica (100%)	Híbrido (50%)	Híbrido (100%)
UHE Água Vermelha - 1396200 kW	60,86%	17,09%	15,06%	12,98%	15,34%	15,04%	15,20%
UHE Igarapava - 210000 kW	64,14%	16,61%	14,52%	10,11%	9,30%	13,36%	11,91%
UHE Porto Colômbia - 319200 kW	69,31%	17,03%	14,98%	10,94%	13,07%	13,99%	14,03%
UHE Volta Grande - 380000 kW	61,73%	17,21%	14,95%	10,91%	13,06%	14,06%	14,00%
PCH Cachoeira dos Macacos - 3375 kW	80,72%	16,72%	16,43%	9,98%	16,00%	13,35%	16,22%
UHE Estreito - 1048000 kW	42,91%	16,29%	14,16%	9,92%	9,21%	13,11%	11,69%
UHE Jaguará - 424000 kW	72,58%	16,10%	14,06%	9,99%	9,24%	13,05%	11,65%
PCH Pai Joaquim - 23000 kW	17,51%	16,99%	15,24%	17,85%	15,97%	17,42%	15,61%

Tabela 17: Fator de capacidade das usinas.

Vale do Aço							
Usina	Fator de capacidade						
	Hidro	Solar (50%)	Solar (100%)	Eólica (50%)	Eólica (100%)	Híbrido (50%)	Híbrido (100%)
PCH Areia Branca - 19800 kW	40,68%	14,96%	13,49%	6,32%	5,28%	10,64%	9,39%
PCH Cocais Grande 10000 kW	29,75%	14,96%	13,93%	1,71%	1,28%	8,34%	7,61%



Vale do Aço							
Usina	Fator de capacidade						
	Hidro	Solar (50%)	Solar (100%)	Eólica (50%)	Eólica (100%)	Híbrido (50%)	Híbrido (100%)
UHE Porto Estrela - 112000 kW	42,19%	15,92%	13,06%	1,19%	1,05%	8,56%	7,06%
UHE Sá Carvalho - 78000 kW	57,82%	15,05%	12,84%	1,21%	1,06%	8,13%	6,95%

Tabela 18: Fator de capacidade das usinas.

Vale do Rio Doce							
Usina	Fator de capacidade						
	Hidro	Solar (50%)	Solar (100%)	Eólica (50%)	Eólica (100%)	Híbrido (50%)	Híbrido (100%)
UHE Aimorés - 330000 kW	34,60%	17,04%	12,66%	17,10%	17,26%	34,14%	14,96%
UHE Baguari - 140544 kW	37,42%	15,22%	13,15%	7,60%	7,37%	11,41%	10,26%
UHE Mascarenhas - 189000 kW	46,46%	14,64%	12,65%	17,29%	17,46%	15,97%	15,06%
PCH Paiol - 20000 kW	18,14%	15,45%	13,62%	9,17%	8,15%	12,31%	10,88%
PCH Tronqueiras - 8500 kW	38,27%	15,31%	13,87%	11,65%	9,38%	13,48%	11,63%
PCH Fumaça - 10080 kW*	-	15,22%	14,16%	3,08%	2,08%	9,15%	8,12%
PCH Corrente Grande - 14000 kW	30,78%	15,12%	12,95%	4,93%	8,34%	10,02%	10,64%

*A PCH Fumaça apresentou discrepância entre os valores de geração fornecidos e seu possível fator de capacidade.

Tabela 19: Fator de capacidade das usinas.

Vertentes							
Usina	Fator de capacidade						
	Hidro	Solar (50%)	Solar (100%)	Eólica (50%)	Eólica (100%)	Híbrido (50%)	Híbrido (100%)
PCH Ilhéus - 2560 kW	56,29%	15,24%	15,27%	24,39%	16,51%	19,82%	15,89%
PCH Lavras - 1200 kW	44,62%	15,27%	15,32%	42,67%	50,44%	28,97%	32,88%
PCH Salto do Paraopeba - 2460 kW	14,28%	15,78%	15,25%	25,58%	16,58%	20,68%	15,92%
UHE Itutinga - 52000 kW	52,61%	15,49%	13,55%	14,64%	14,05%	15,07%	13,80%



feam
FUNDAÇÃO ESTADUAL
DO MEIO AMBIENTE

 **MINAS
GERAIS**
GOVERNO DE TODOS


FAPEMIG



P&D/feam