

## 5. Resultados do Planejamento da Expansão e Operação de Médio/Longo Prazo

A seguir são apresentados os principais resultados obtidos com a política de operação do modelo NEWAVE para os nove casos analisados (topologia atual e propostas A, B, C, D1, D2, D3, E, F e G). Durante o cálculo da política foram considerados 200 cenários forward e 20 aberturas. Estes cenários hidrológicos foram gerados utilizando Amostragem Seletiva com uma amostra original de 100 mil vetores multivariados de ruídos aleatórios. A simulação final da política de operação calculada foi efetuada utilizando 2000 cenários hidrológicos.

Foram analisados casos relacionados a diversas aplicações do modelo NEWAVE, como por exemplo, nas aplicações do Programa Mensal de Operação, na determinação do Preço de Liquidação de Diferenças, no Plano Decenal de Expansão e no cálculo da Garantia Física de Energia. Os casos utilizados neste estudo foram:

- PLD DEZ/14
- PLD MAI/15
- PLD SET/15
- PMO JUL/14
- PMO ABR/15
- PMO SET/15
- PDE 2023
- LEN A-3 2014

Para cada caso analisado são apresentados resultados sobre o tempo de processamento para as diferentes topologias e considerando algumas opções para aumentar a eficiência do processamento paralelo. Em seguida são apresentados os resultados para as principais variáveis do sistema, tais como: custo total de operação, custo marginal de operação, energia armazenada, geração hidráulica, geração térmica etc.

A princípio, a representação de um número maior de REEs eleva o valor esperado do custo total de operação, uma vez que a representação da distribuição espacial da tendência hidrológica é vista com detalhes, assim como a explicitação das capacidades de turbinamento e de armazenamento que torna a operação do sistema mais restrita. Vale ressaltar, que a representação de um número maior de REEs possibilita uma modelagem do comportamento hidrológico mais aderente ao observado no histórico de cada bacia hidrográfica.

De forma geral, espera-se que quanto mais agregada for a topologia, sua operação tende a ser mais otimista, uma vez que a capacidade de geração de uma bacia hidrográfica pode ser utilizada para turbinar o excesso de energia afluyente de outras bacias hidrográficas pertencentes ao mesmo REE. Como consequência, à medida que se aumenta o número de REEs, é de se esperar um aumento da energia vertida, com redução da geração hidrelétrica e dos níveis de armazenamento, causando um aumento da geração termelétrica, do custo total de operação (COPER) e do custo marginal de operação (CMO).

Os casos de Garantia Física de Energia se diferenciam dos casos de PMO e PLD por serem estáticos (com mercado e oferta constantes ao longo do período de estudo), apresentarem 10 anos de período pré-estudo e não considerarem tendência hidrológica, o que faz com que a energia natural afluyente e o armazenamento no início do estudo tenham pouca variação. Nesse sentido, os estudos realizados considerando as diferentes topologias propostas, tomando como referência o caso base do LEN A-3/2014, apresentaram resultados de acordo com os esperados, ou seja, mostrando que quanto maior a desagregação em REEs, maior é o custo total de operação do SIN e maior é o custo marginal de operação de cada submercado/subsistema. Portanto, a adoção de um maior número de REEs torna a representação do SIN mais próxima da realidade, sendo assim menos otimista.

Apesar de terem sido realizados testes com o PDE 2023, não foram avaliadas todas as topologias, dado que já são considerados como subsistemas em separado muitos dos REEs propostos neste Relatório.

De acordo com os casos de PMO e cálculo do PLD avaliados, que serão detalhados neste capítulo, com o aumento do número de REEs, como esperado, foi verificada uma redução gradual dos valores de energia armazenada, bem como um aumento no valor da energia vertida, explicado pela impossibilidade de turbinar o excesso de energia afluyente de uma bacia hidrográfica pertencente a um REE em outra bacia hidrográfica que passou a pertencer a outro REE.

Porém, esses mesmos casos não apresentaram uma tendência clara de redução da geração hidrelétrica e o conseqüente aumento da geração termelétrica, do CMO e do COPER, com o aumento de REEs. Por exemplo, as topologias A e B, que representam os REEs Madeira e Madeira em conjunto com Teles Pires, respectivamente, apresentaram um aumento do CMO e do COPER, em relação ao Caso Base, resultado do aumento da geração termelétrica para compensar a redução no montante de geração hidrelétrica. Por outro lado, a topologia C, que representa os REEs Itaipu e Paraná, bem como as topologias que contam com a representação do REE Paranapanema, topologias D1 e G, apresentaram uma redução do CMO e do COPER, em relação às topologias A e B. A redução observada no CMO e COPER pode ser atribuída a melhor representação da complementariedade hidrológica entre os REEs Itaipu, Paranapanema e a bacia do Paraná, combinada com um estado de armazenamento do sistema desfavorável. Observa-se, como foi mostrado no Capítulo 6, que essa redução não é verificada quando o sistema encontra-se em um estado de armazenamento mais favorável.

Embora o COPER e CMO tenham diminuído nos casos de PMO e PLD para os casos onde a UHE Itaipu é considerado como REE, é importante ressaltar que este comportamento não pode ser generalizado como será analisado com detalhes no Capítulo 6, onde será mostrado que em outras situações o valor esperado do custo total de operação aumenta com a representação de Itaipu e Paraná como REEs.

Comportamento similar é verificado quando se separa a bacia hidrológica do rio Paranapanema (topologia G).

## **5.1 PLD DEZ/14**

Todos os casos do PLD DEZ/14 foram processados com e sem a consideração das restrições elétricas de escoamento de energia. Os dados referentes à todas as variáveis serão ilustrados da seguinte maneira:

- Dez configurações analisadas com restrição elétrica;
- Dez configurações analisadas sem restrição elétrica;
- Configurações Base, B, D3 e G com restrição elétrica;
- Configurações Base, B, D3 e G sem restrição elétrica;

A exceção aos critérios descritos é a ENA, que pelo fato de não apresentar diferenças significativas entre os casos, serão ilustradas em conjunto, com e sem a consideração da restrição elétrica.

Os valores referentes aos casos Base, B, D3 e G também foram ilustrados separadamente devido aos fatores descritos na conclusão deste relatório.

### **5.1.1 Tempo de processamento**

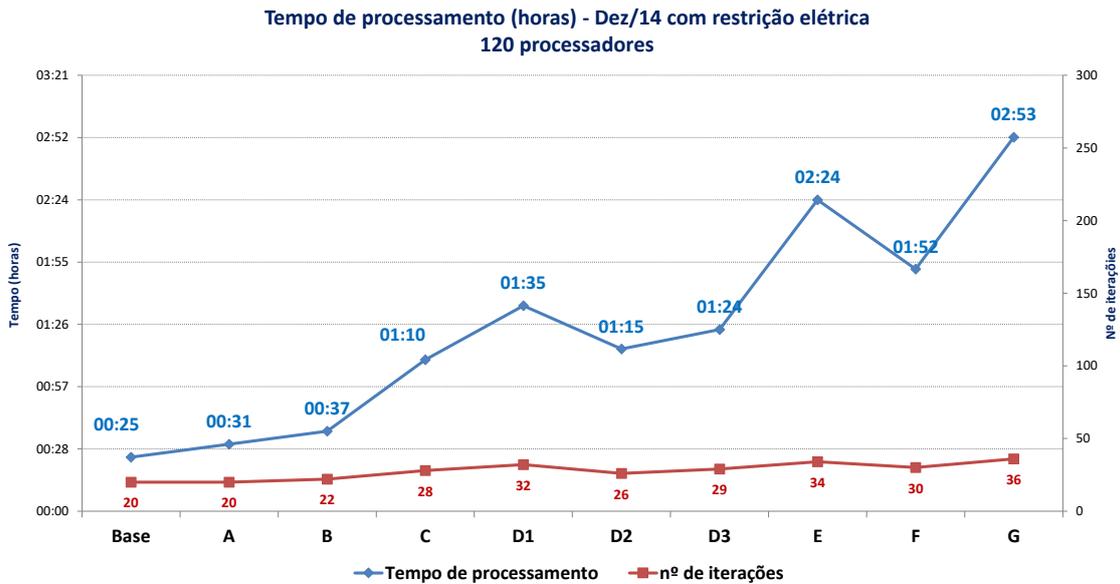
Na Figura 5.1 são apresentados os tempos de processamento do caso Base e das 9 propostas considerando o PLD Dez/14, bem como o número de iterações necessários para a convergência de cada caso. Os casos foram processados com a tendência hidrológica fornecida em vazão por usina hidrelétrica, e o número de iterações necessário para a convergência do processo de cálculo da política ótima de operação.

Os casos são processados na CCEE em 13 servidores, que variam de 4 a 6 processadores cada, com velocidade de processamento que varia de 2,0 a 3,6 GHz e memória física de 48 GB cada.

A versão do sistema operacional é Red Hat Enterprise Linux Server release 66 (Santiago) e a versão do MPI é MPICH Version 3.1.

O processamento é distribuído, otimizando serviços e processos, para execuções em paralelo e aproveitamento máximo dos recursos do Cluster.

Todos os casos foram executados com 120 processadores e com todos os flags que minimizam o tempo de processamento habilitados no arquivo DGER.DAT (gerenciamento externo de PLS, comunicação em dois níveis, armazenamento local de arquivos temporários, alocação em memória da energia natural afluyente e alocação em memória dos cortes da função de custo futuro).

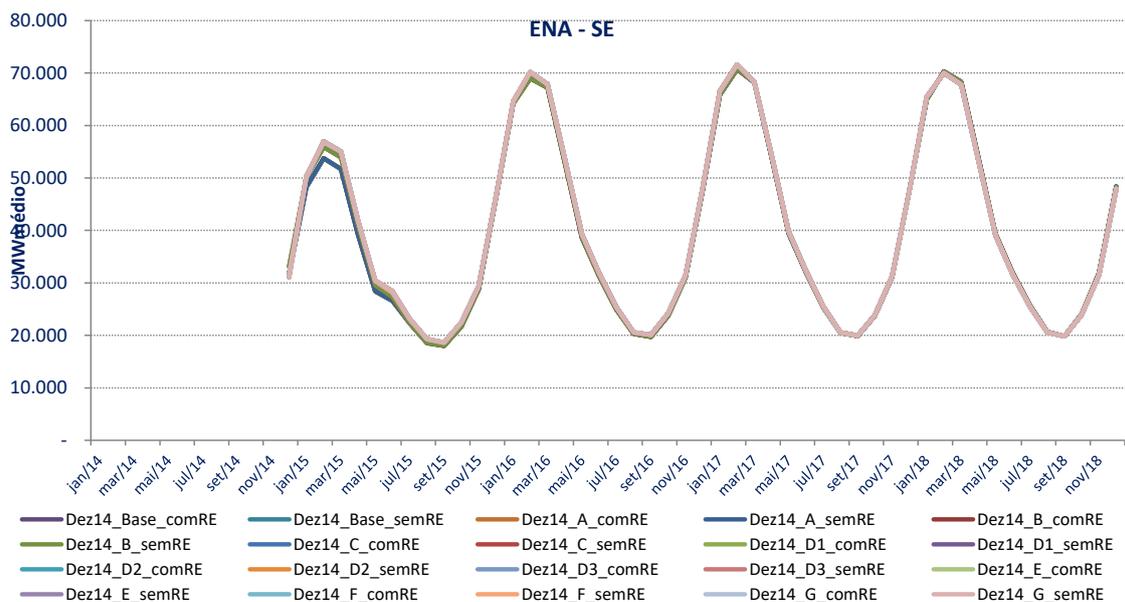


**Figura 5.1 - Tempo de processamento total – PLD Dez/14**

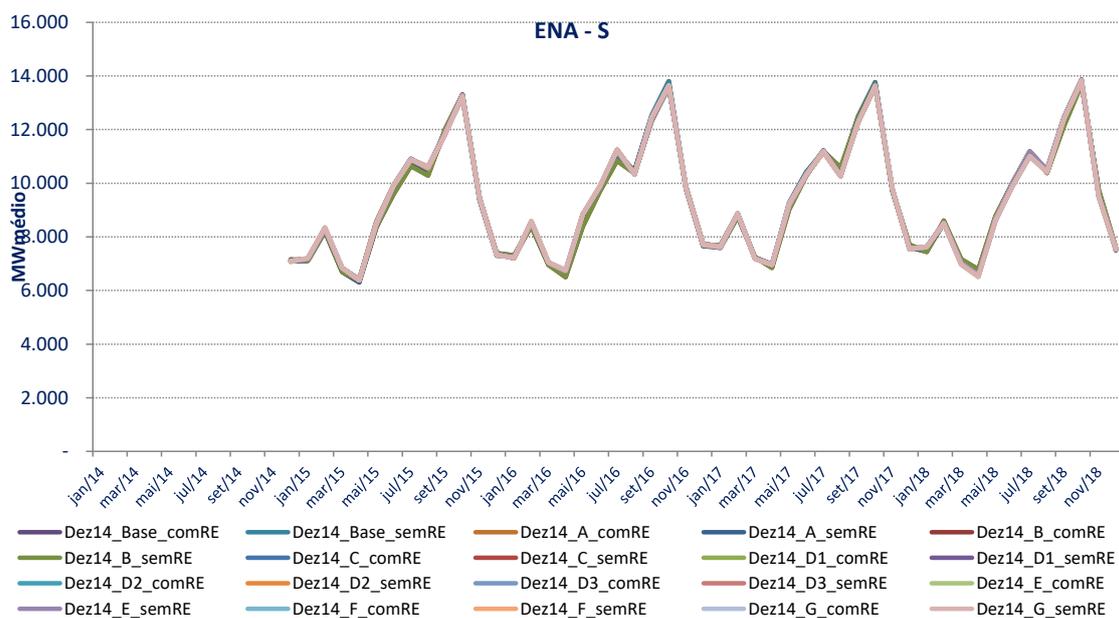
### 5.1.2 ENA

As Figura 5.2 a Figura 5.5 ilustram a evolução temporal das ENAs geradas para cada submercado, sendo que para os casos que contemplam mais de um REE por submercado, o valor ilustrado representa a soma das ENAs geradas para cada REE.

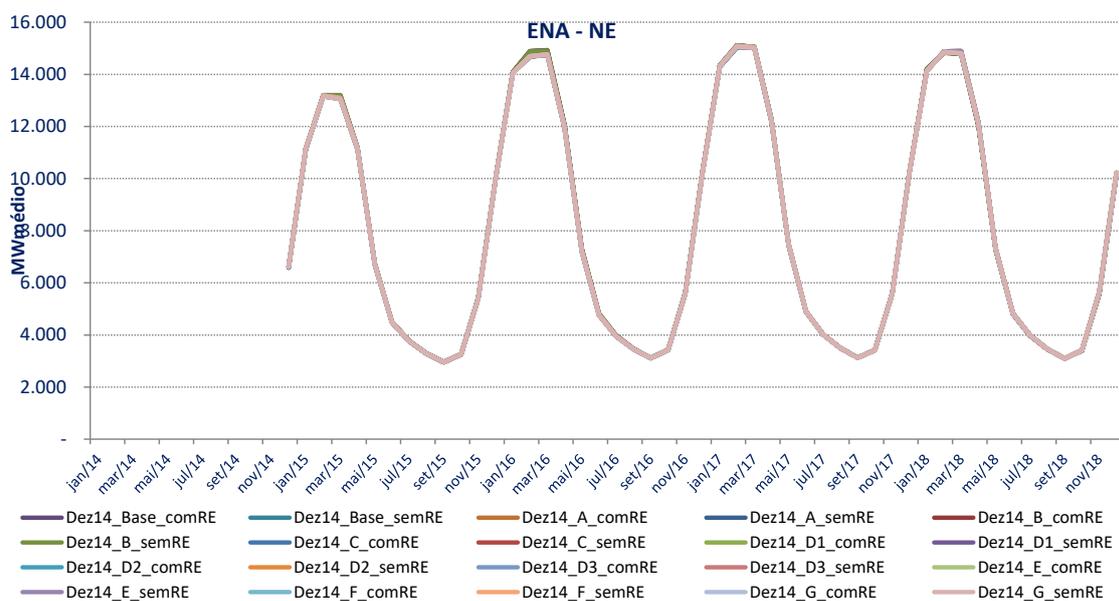
As diferenças verificadas nas ENAs geradas para os primeiros meses do horizonte de estudo ocorrem devido à tendência hidrológica considerada diferentemente para cada REE. Estas diferenças deixam de existir ao longo do horizonte uma vez que a tendência hidrológica passa a não mais influenciar os cenários de afluência gerados.



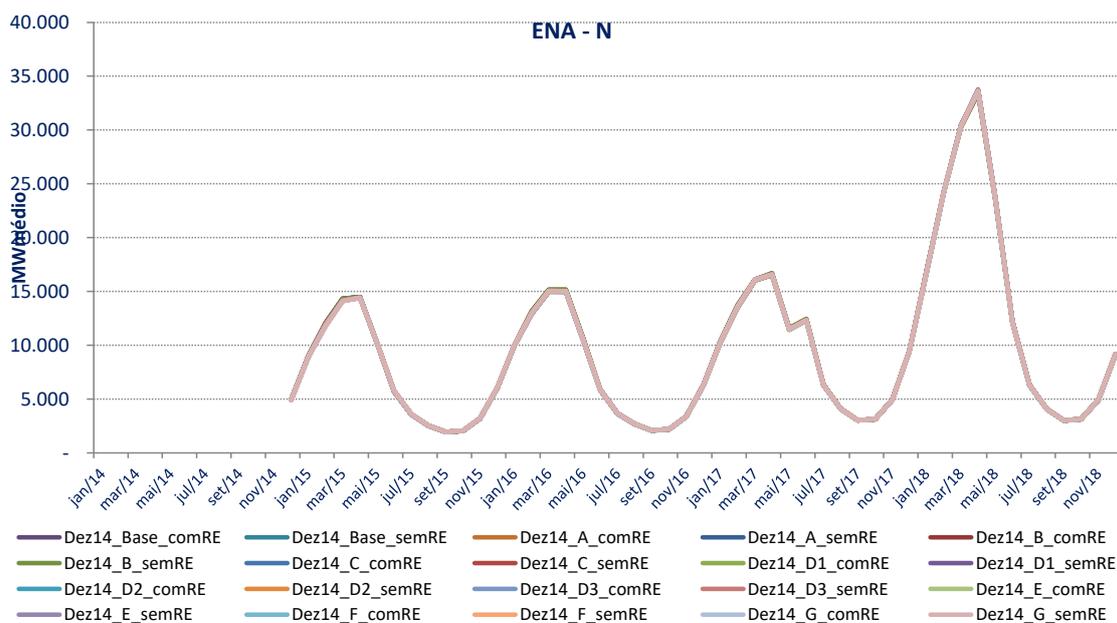
**Figura 5.2 – ENA Sudeste – PLD Dez/14**



**Figura 5.3 – ENA Sul – PLD DEZ/14**



**Figura 5.4 – ENA Nordeste – PLD DEZ/14**



**Figura 5.5 – ENA Norte – PLD DEZ/14**

### 5.1.3 Custo total de operação

As Figura 5.6 a Figura 5.9 Figura 5.7 trazem o Custo Total de Operação – CTO para os casos analisados. Os valores ilustrados são a média de todo o horizonte de estudo. Observe que para o caso de dezembro de 2014, a não consideração da restrição elétrica de escoamento tornou o caso menos restritivo e provocou redução nos custos de todo o horizonte de estudo.

O caso base, que considera o SIN agregado, tende a ter o menor custo, uma vez que ele tem uma visão otimista da operação. A agregação dos REEs em um mesmo submercado, faz com que o excesso de afluência de um determinado REE<sub>1</sub> possa ser gerado em outro REE<sub>2</sub> do mesmo submercado que não tenha afluência suficiente, ou seja, a geração do REE<sub>2</sub> ocorrerá com uma afluência que não pertence a ele, e sim ai REE<sub>1</sub>.

A topologia B reflete apenas o impacto da separação do REE Madeira, pertencente ao submercado Sudeste. Como o regime hidrológico deste REE é diferente do regime do Sudeste, a desagregação deste REE do Sudeste faz com que a afluência do Madeira deixe de ser aproveitada pela capacidade de geração do Sudeste, provocando elevação no CTO.

A medida que a segregação aumenta, os custos tenderiam a subir, uma vez as restrições são melhor representadas, mas a complementariedade hidrológica entre os REEs compensa este efeito de elevação. Os efeitos da segregação depende de cada caso e condições do sistema.

### Custo Total de Operação

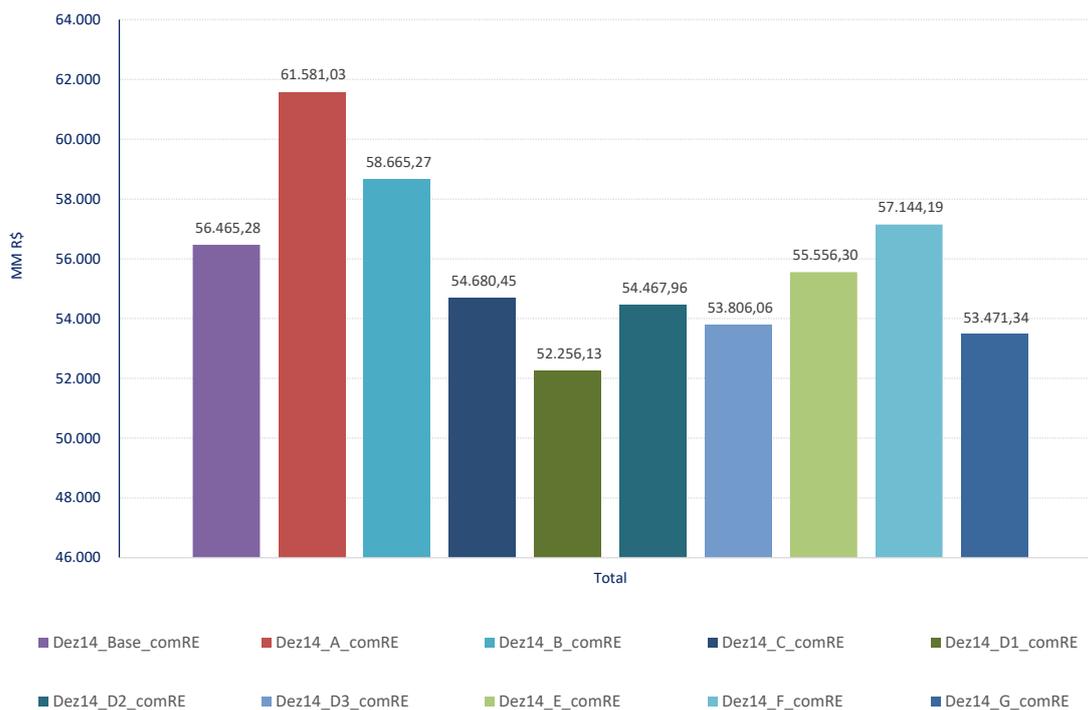
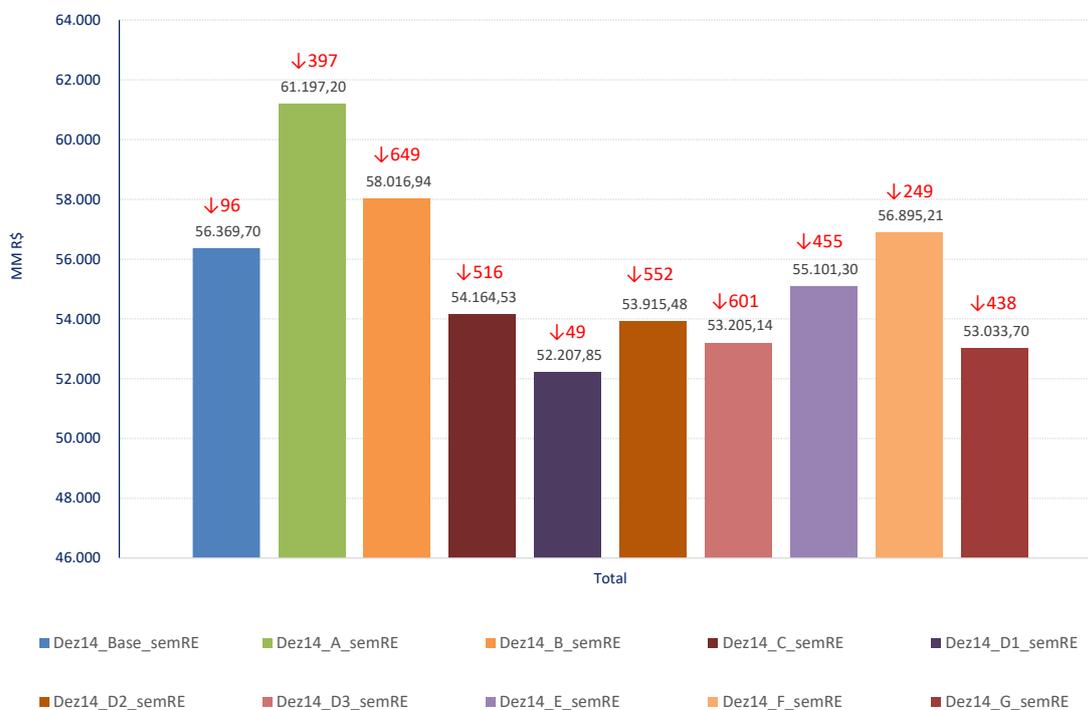


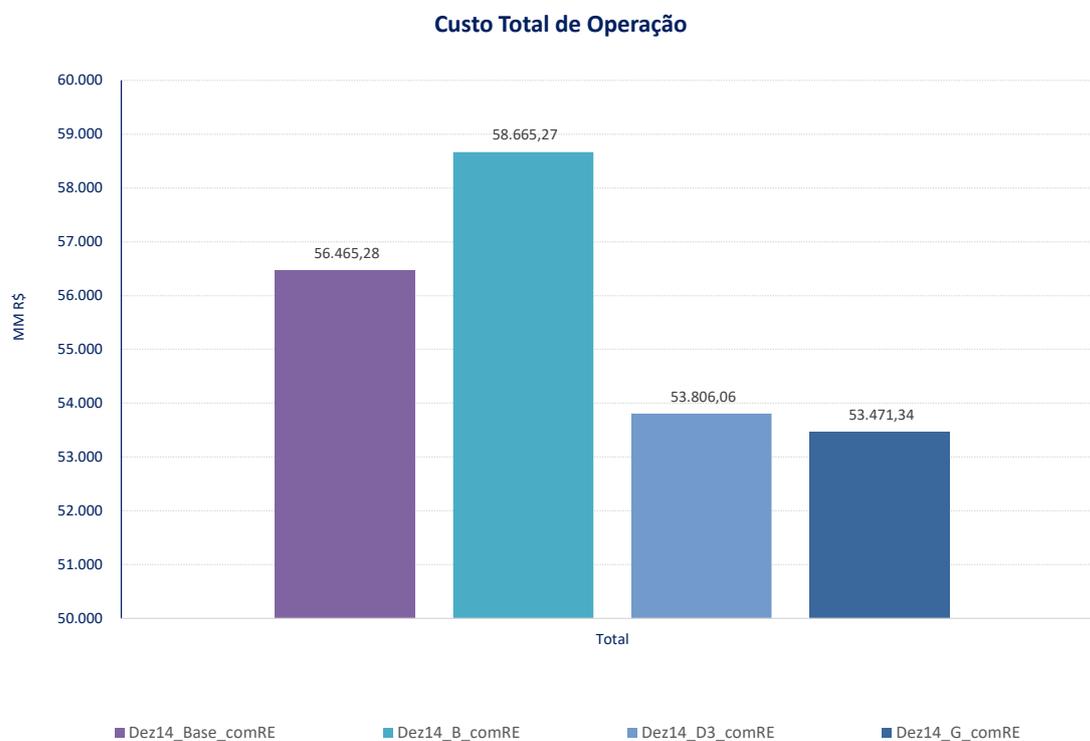
Figura 5.6 Custo Total de Operação com Restrição Elétrica – PLD DEZ/14

### Custo Total de Operação

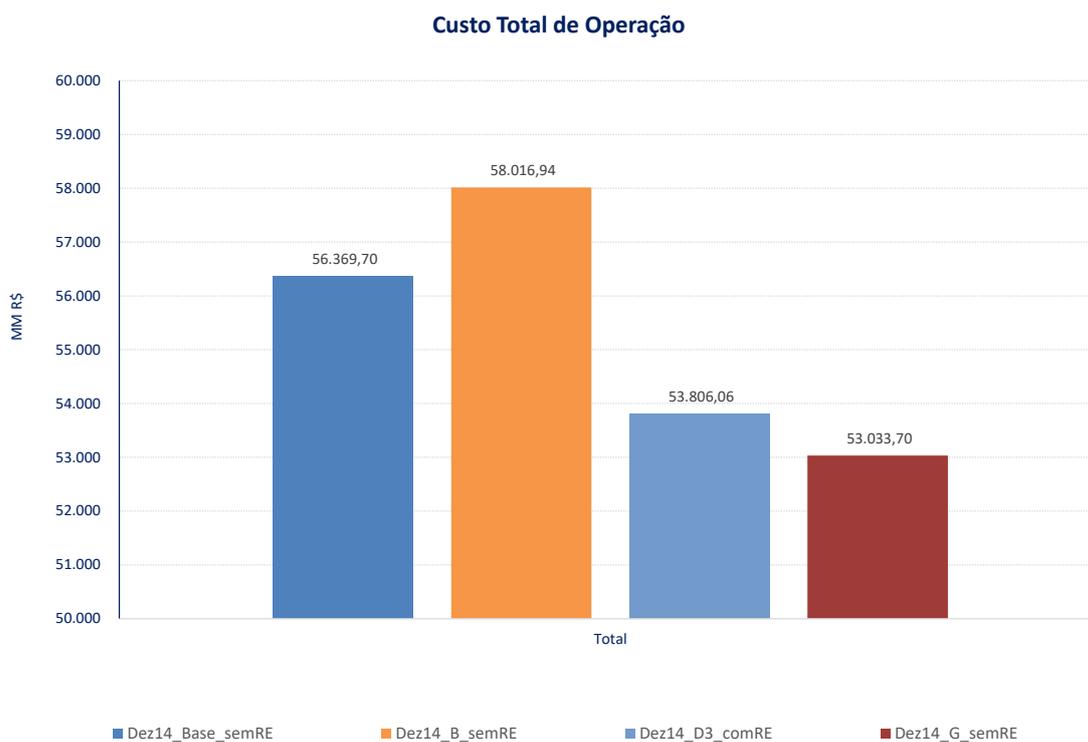


**Figura 5.7 Custo Total de Operação sem Restrição Elétrica– PLD DEZ/14**

As Figura 5.8 e Figura 5.9 ilustram os CTOs apenas para os casos Base, B, D3 e G. Estes casos foram selecionados para ilustração aproximada considerando o descrito na conclusão deste relatório, onde o caso G representa a configuração mais detalhada, o D3 apresenta a configuração mais detalhada cujo tempo computacional é factível e o caso Base ilustra o resultados do processamento com apenas 4 REEs.



**Figura 5.8 Custo Total de Operação com Restrição Elétrica (Base, B, D3 e G) – PLD DEZ/14**



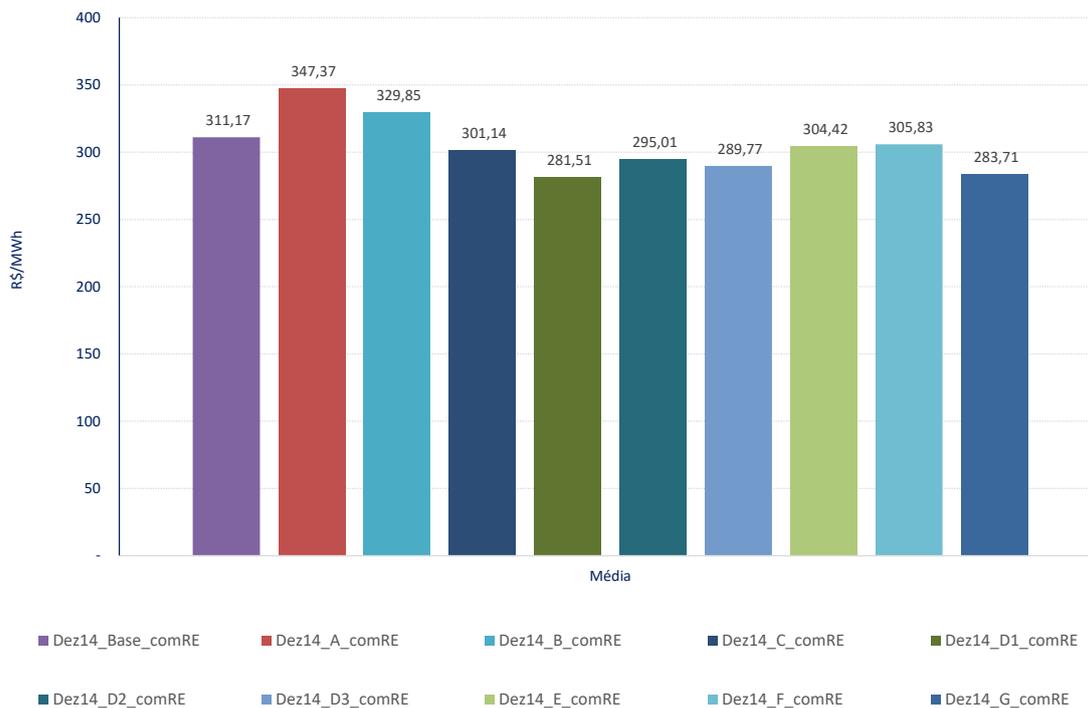
**Figura 5.9 Custo Total de Operação sem Restrição Elétrica (Base, B, D3 e G) - PLD DEZ/14**

#### 5.1.4 Custo Marginal de Operação

Embora tenha sido processado o caso do PLD, os valores ilustrados nas Figura 5.10 a Figura 5.13 não foram limitados aos limites do PLD estabelecidos anualmente pela ANEEL. Se observa que o CMO apresenta o mesmo comportamento do CTO, ou seja, elevação na abertura do REE Madeira e redução quando a restrição elétrica deixa de ser considerada.

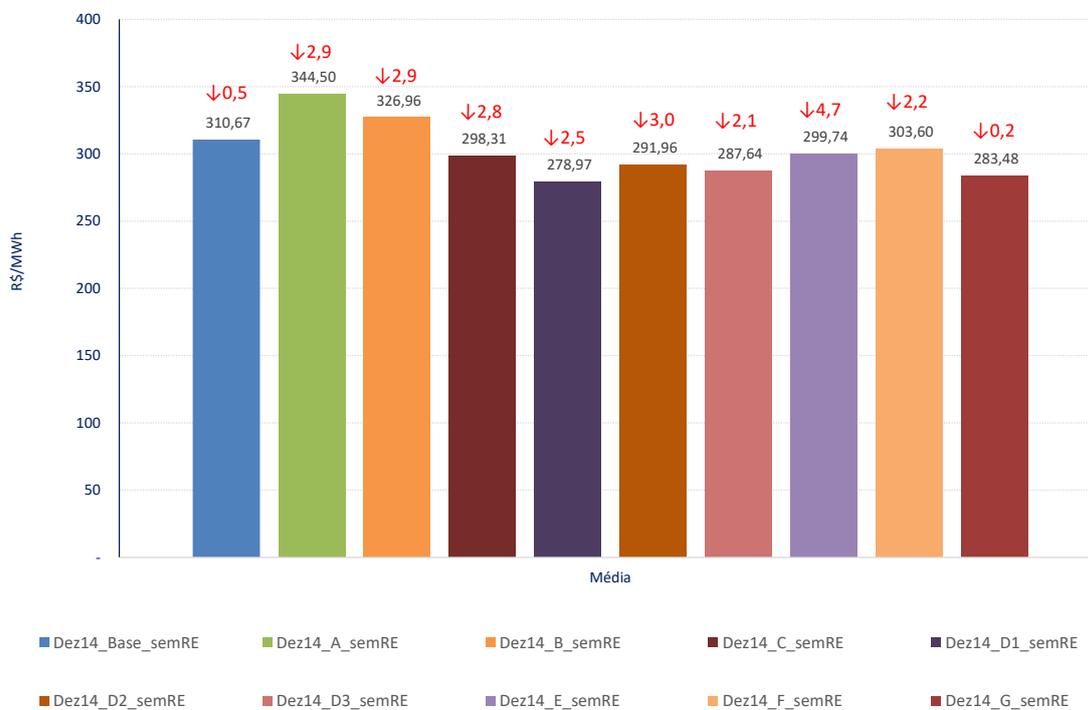
Devido à semelhança dos valores entre os CMOs do Sudeste e dos demais submercados, apenas os valores do Sudeste serão demonstrados.

### CMO - SE

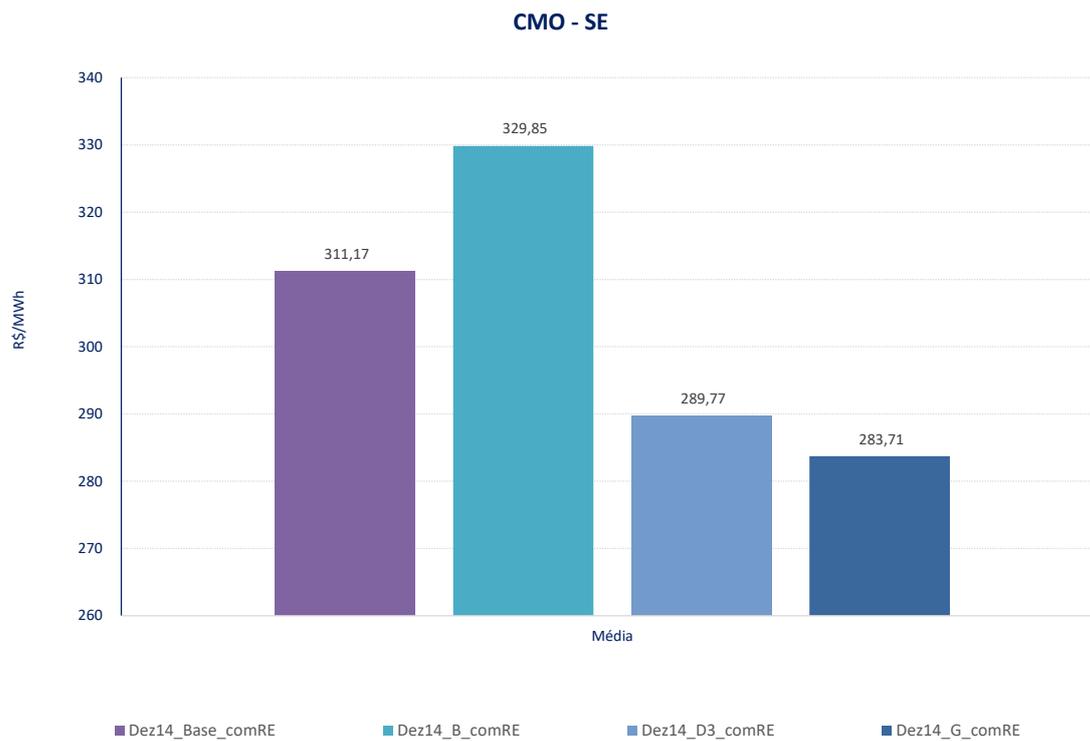


**Figura 5.10 CMO com Restrição Elétrica– PLD DEZ/14**

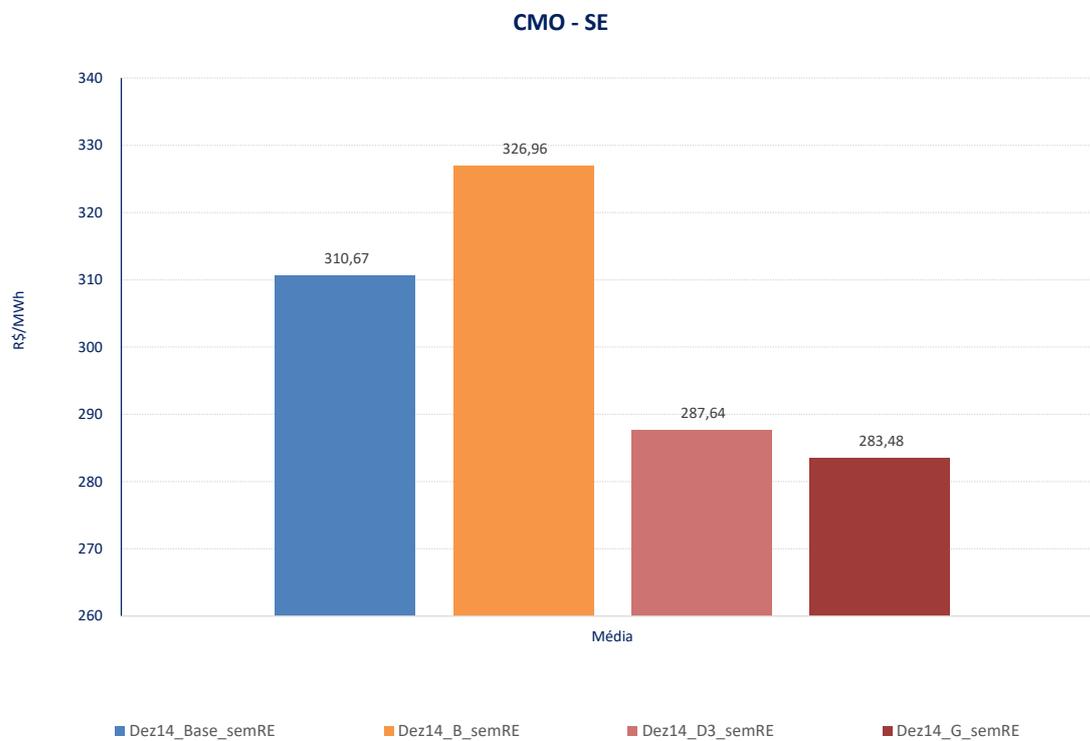
### CMO - SE



**Figura 5.11 CMO sem Restrição Elétrica– PLD DEZ/14**

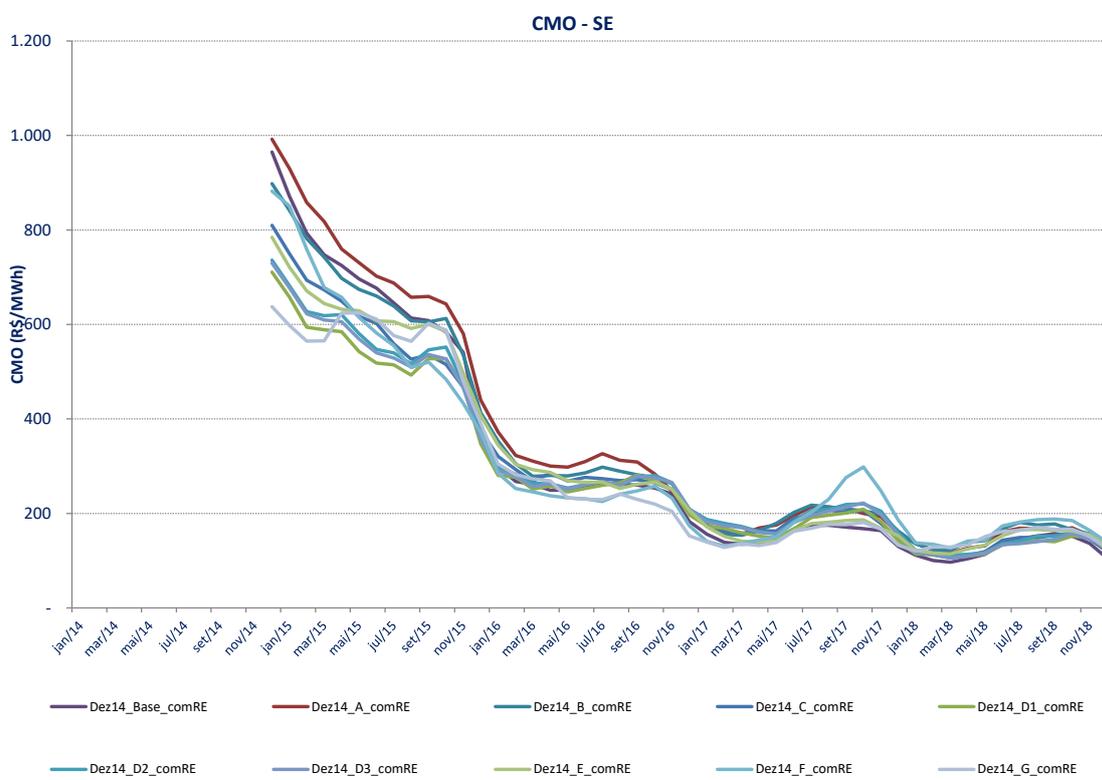


**Figura 5.12 CMO com Restrição Elétrica (Base, B, D3 e G) – PLD DEZ/14**



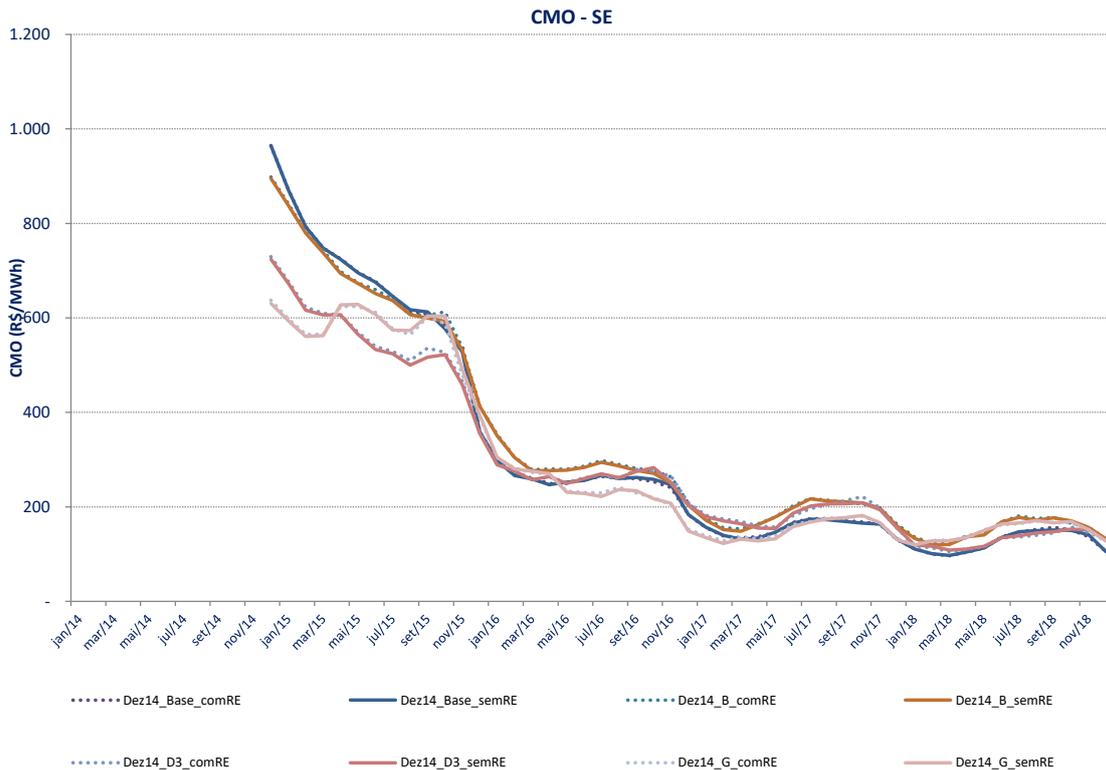
**Figura 5.13 CMO sem Restrição Elétrica (Base, B, D3 e G) – PLD DEZ/14**

As Figura 5.14 a Figura 5.15 também ilustram o CMO, mas a média das 2000 séries para todos os meses que compreendem o horizonte de estudo:



**Figura 5.14 CMO média 2000 séries – PLD DEZ/14**

Na Figura 5.15 são ilustrados os CMOs médios para os casos Base, B, D3 e G, com e sem a consideração da restrição elétrica, onde se observa que os casos segregados apresentam custo mais baixo que o caso base. O acoplamento entre os modelos NEWAVE e DECOMP ocorre ao final do segundo mês, ou seja, para dezembro de 2014, ocorre ao final de janeiro de 2015, e de acordo com os dados, para os casos Base e B, o ponto de acoplamento é praticamente o mesmo, já nos casos D3 e G, os custos estão mais baixo.

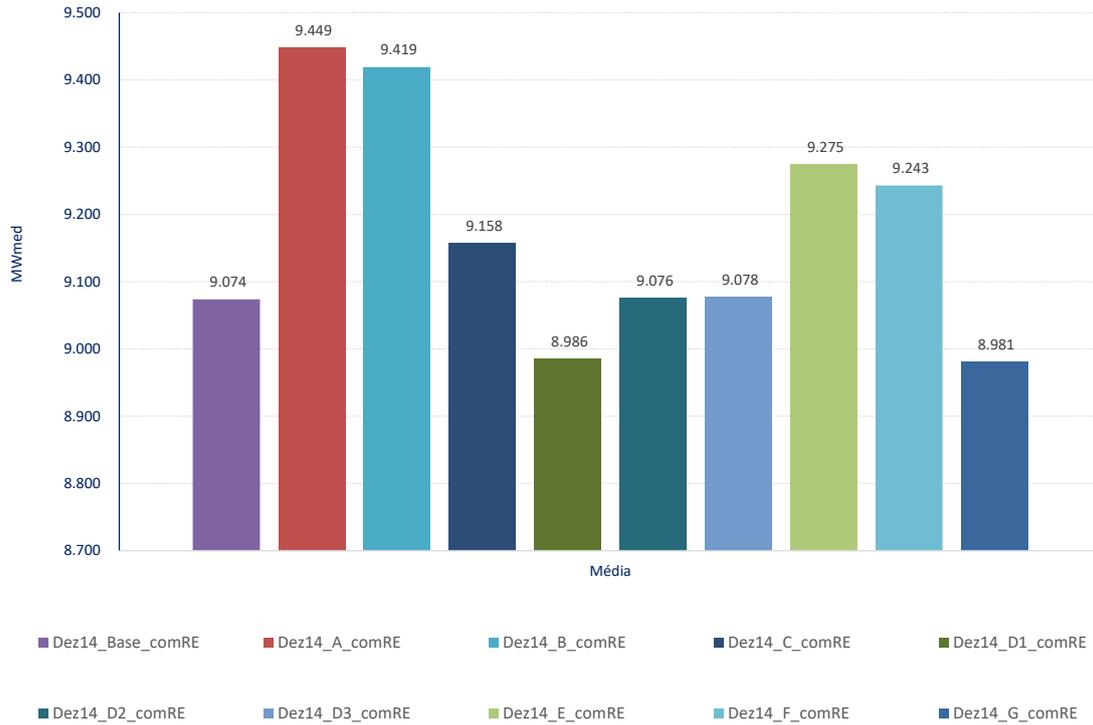


**Figura 5.15 CMO média 2000 séries (Casos Base, B, D3 e G) – PLD DEZ/14**

### 5.1.5 Geração Térmica

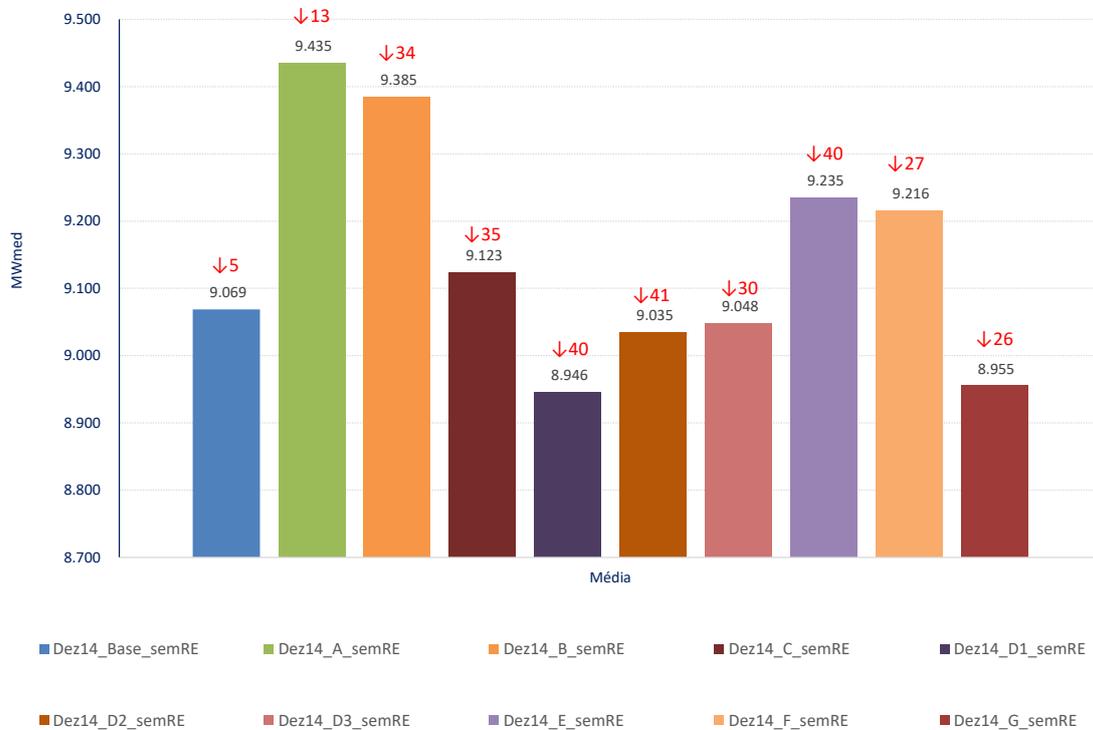
Os valores ilustrados nas Figura 5.16 a Figura 5.19 mostram a média da geração térmica despachada no horizonte de estudo. O impacto da elevação da geração térmica é totalmente refletido nos CTOs, assim como veremos que é um efeito da redução da geração hidráulica decorrente da melhor representação hidrológica do sistema.

### Geração Térmica



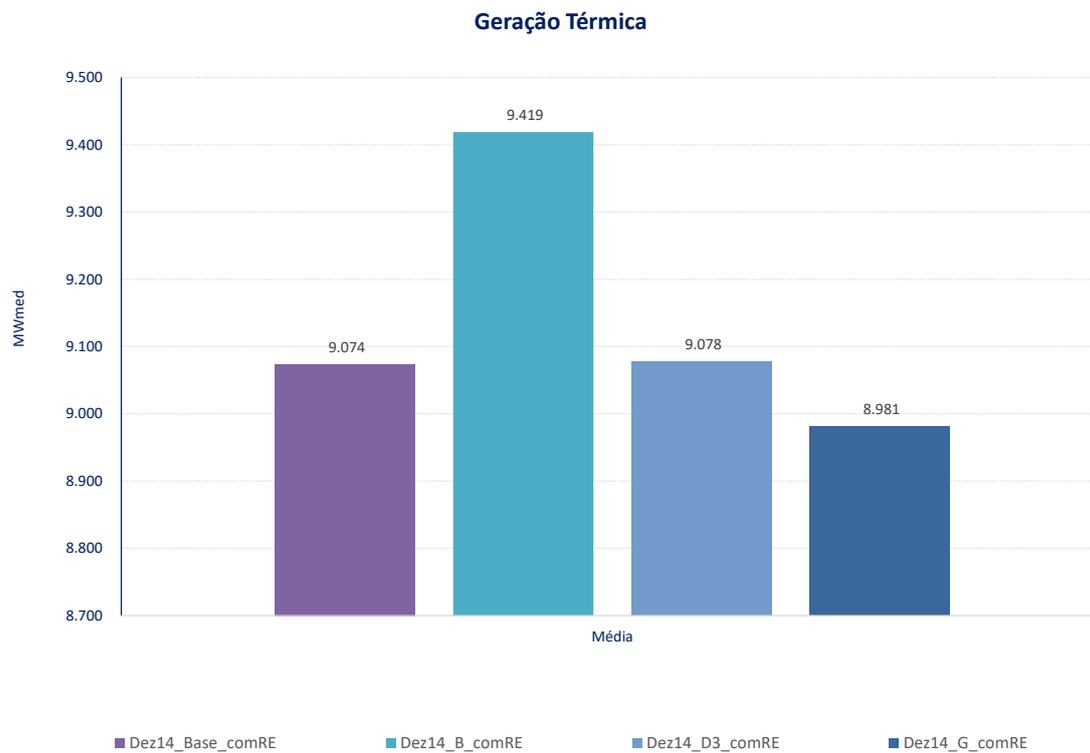
**Figura 5.16 Geração térmica com Restrição Elétrica – PLD DEZ/14**

### Geração Térmica

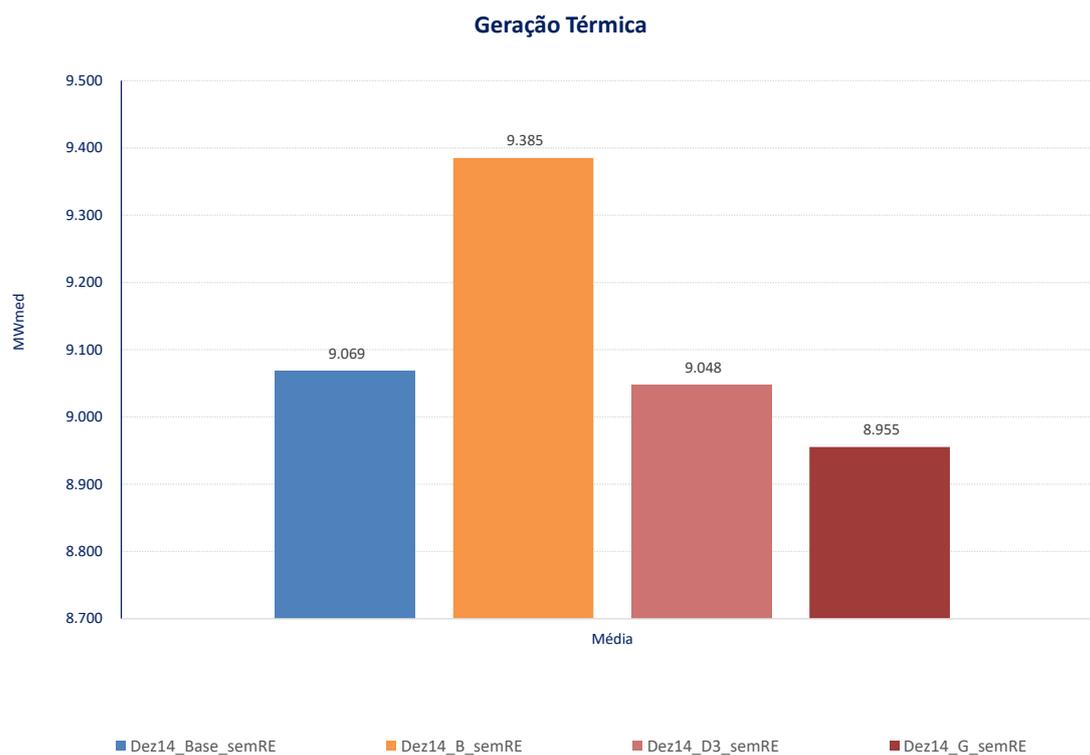


**Figura 5.17 Geração térmica sem Restrição Elétrica – PLD DEZ/14**

Assim como verificado com o CTO, a medida que as restrições elétricas de escoamento deixaram de ser consideradas, a GT diminuiu uma vez que ocorreu maior disponibilidade de geração hidráulica.

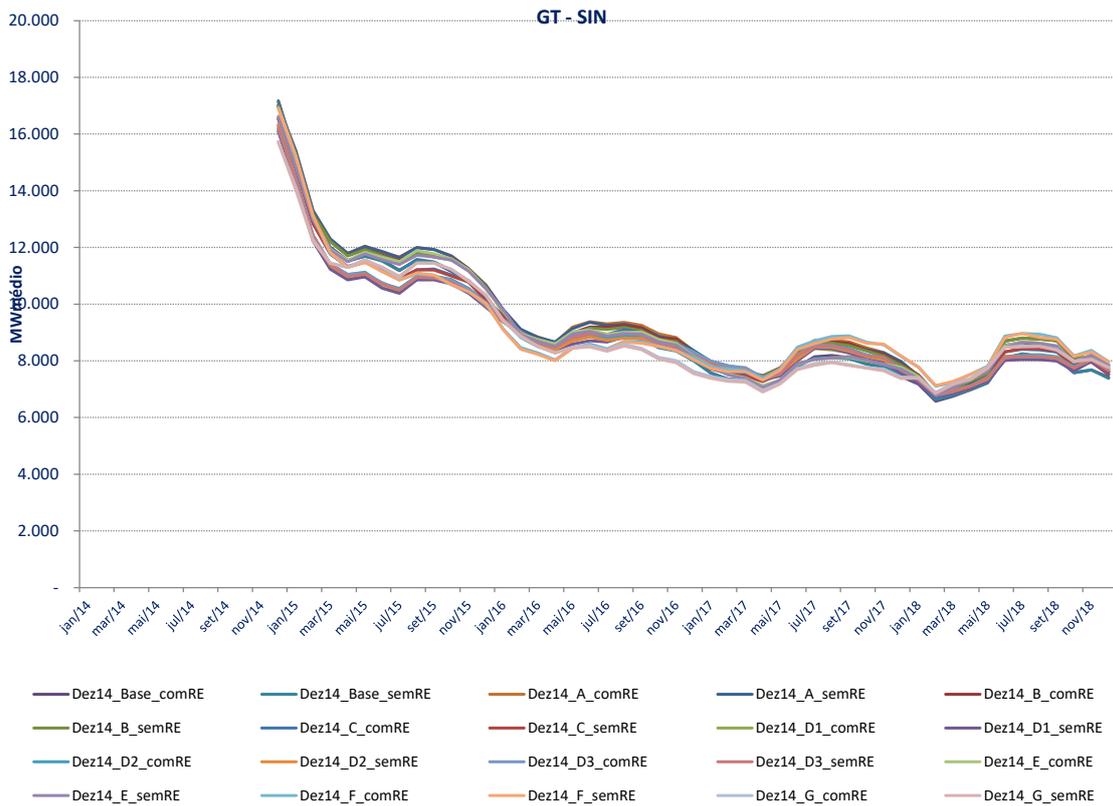


**Figura 5.18 Geração térmica com Restrição Elétrica (Casos Base, B, D3 e G) – PLD DEZ/14**



**Figura 5.19 Geração térmica sem Restrição Elétrica (Casos Base, B, D3 e G) – PLD DEZ/14**

De acordo com o ilustrado na Figura 5.20, a geração térmica média ao longo de todos os meses do horizonte de estudo apresentou o mesmo perfil para todos os casos estudados, apresentando elevação ou redução dependendo da topologia utilizada.



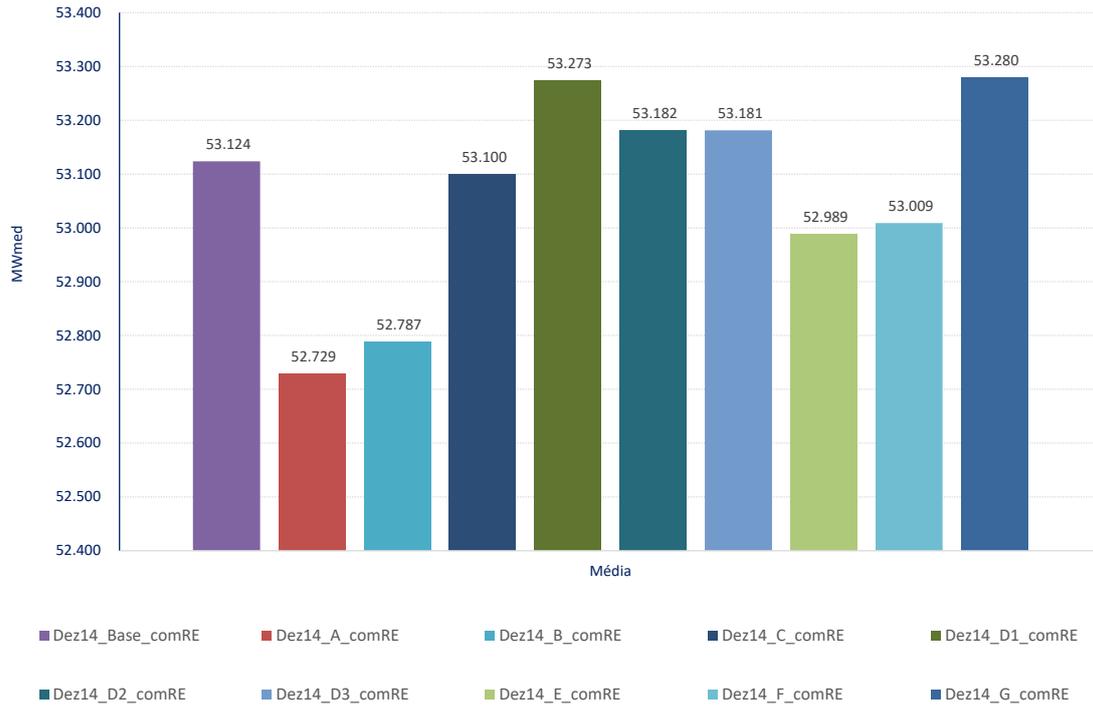
**Figura 5.20 Geração térmica – Média 2000 Séries– PLD DEZ/14**

### 5.1.6 Geração Hidráulica

Os valores ilustrados nas Figura 5.21 a Figura 5.23 mostram a média da geração hidráulica despachada no horizonte de estudo. Para os casos onde ocorria o aproveitamento da afluência de um REE na capacidade de geração de outro REE, como é o caso da topologia B, se observa a redução da geração hidráulica.

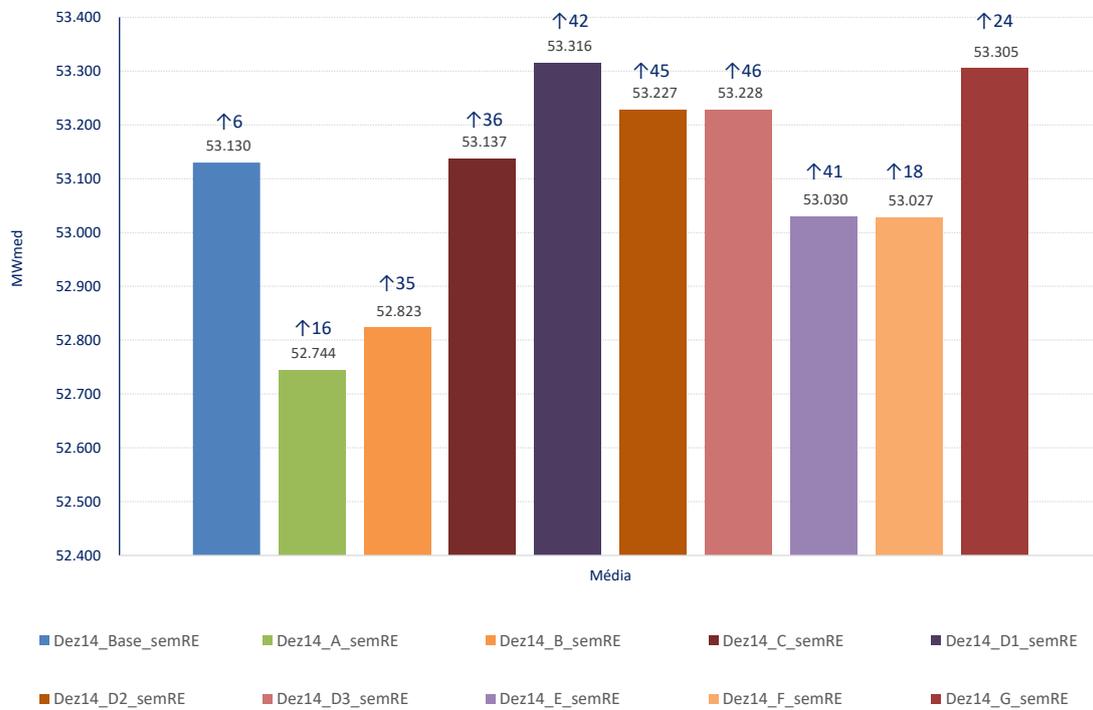
Já para os casos que apresentam maior segregação e conseqüente maior complementariedade hidrológica entre os REEs, se observa uma elevação da geração hidráulica, como o caso G (linha rosa).

### Geração Hidráulica



**Figura 5.21 Geração hidráulica com Restrição Elétrica– PLD DEZ/14**

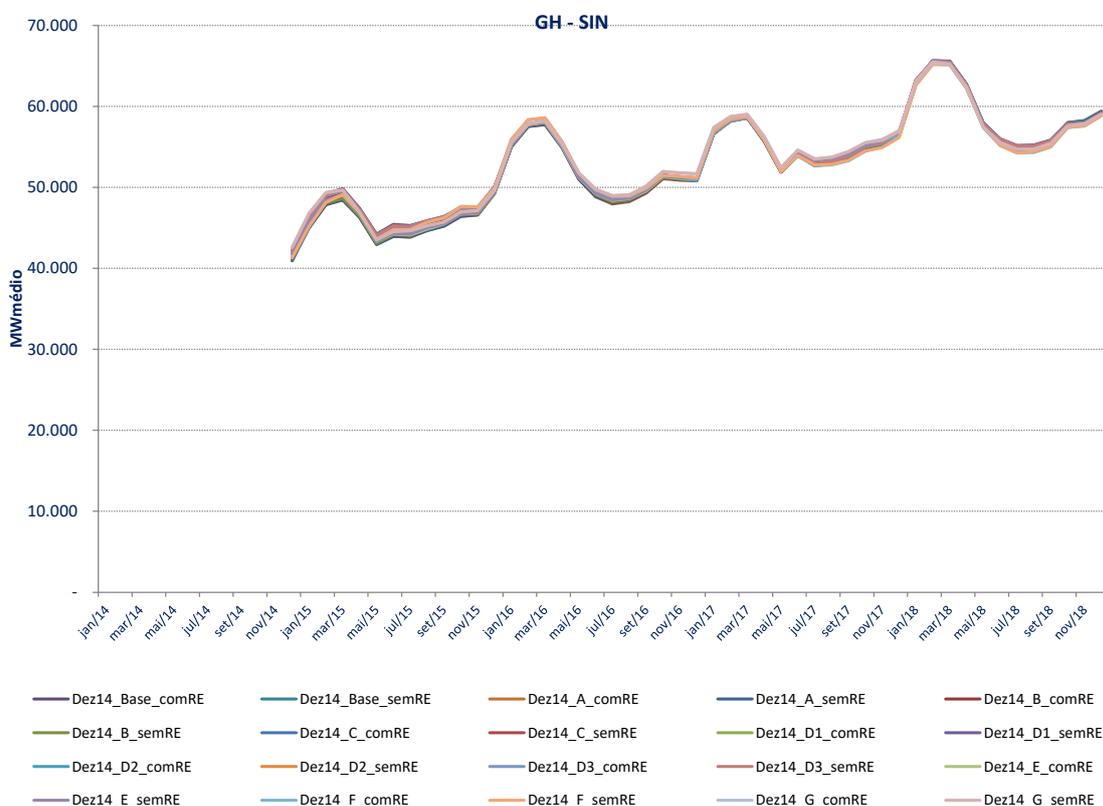
### Geração Hidráulica



**Figura 5.22 Geração hidráulica sem Restrição Elétrica– PLD DEZ/14**

A desconsideração das restrições elétricas de escoamento resulta em maior capacidade de geração hidráulica, consequente elevação da geração proveniente desta fonte e conforme ilustrado na Figura 5.17, redução da geração térmica.

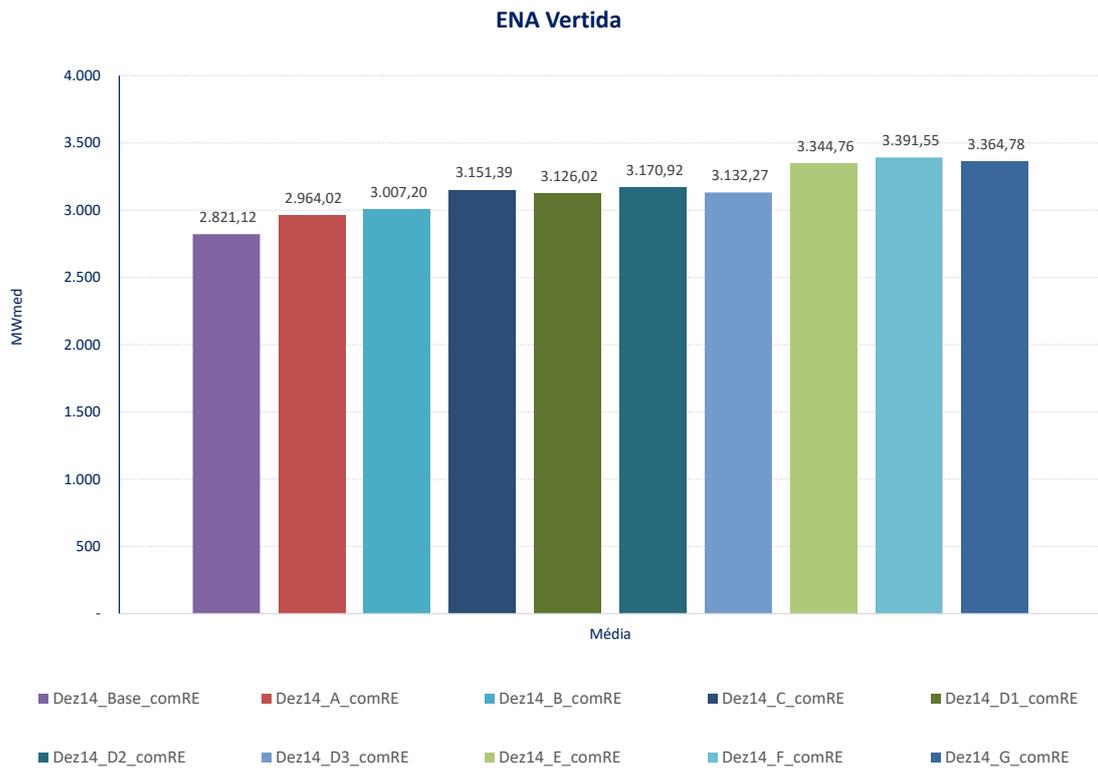
De acordo com o ilustrado na Figura 5.23, a evolução temporal da geração hidráulica mostra que todas as topologias estudadas seguiram o mesmo perfil de geração.



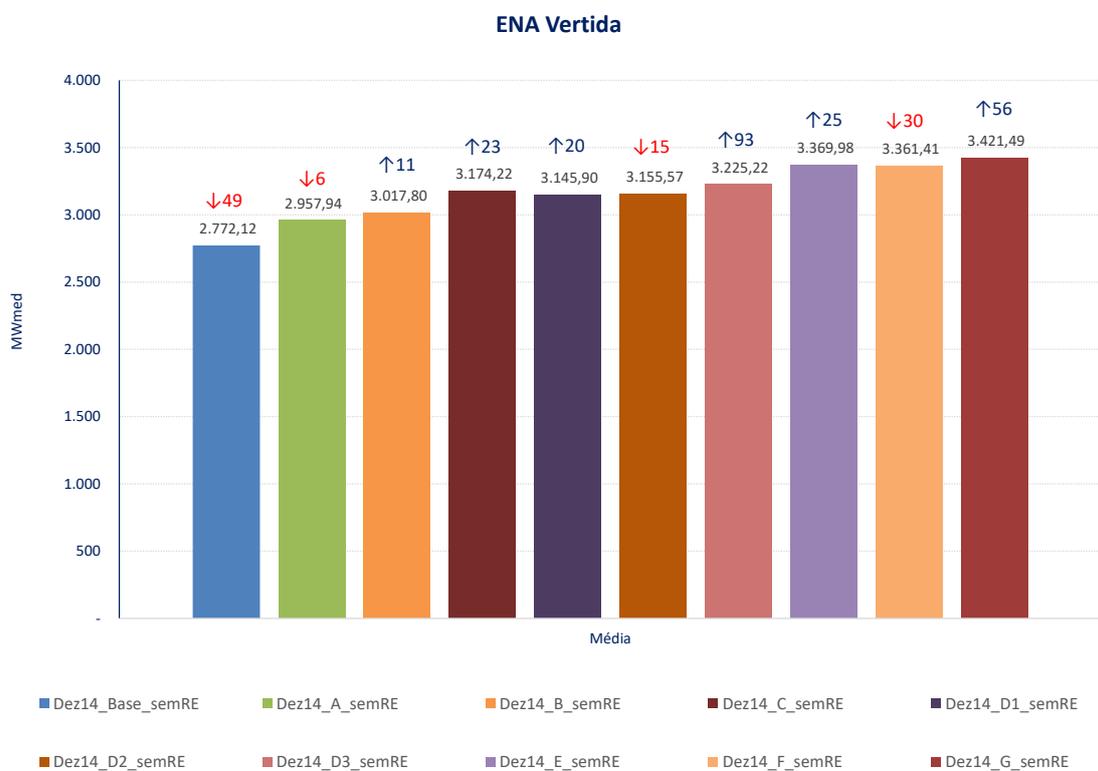
**Figura 5.23 Geração hidráulica – Média 2000 Séries – PLD DEZ/14**

### 5.1.7 Energia vertida

As Figura 5.24 e Figura 5.25 mostram que a energia vertida aumenta à medida que a divisão entre os REEs fica mais segregada. Isso ocorre uma vez que as restrições de geração ficam mais evidentes.



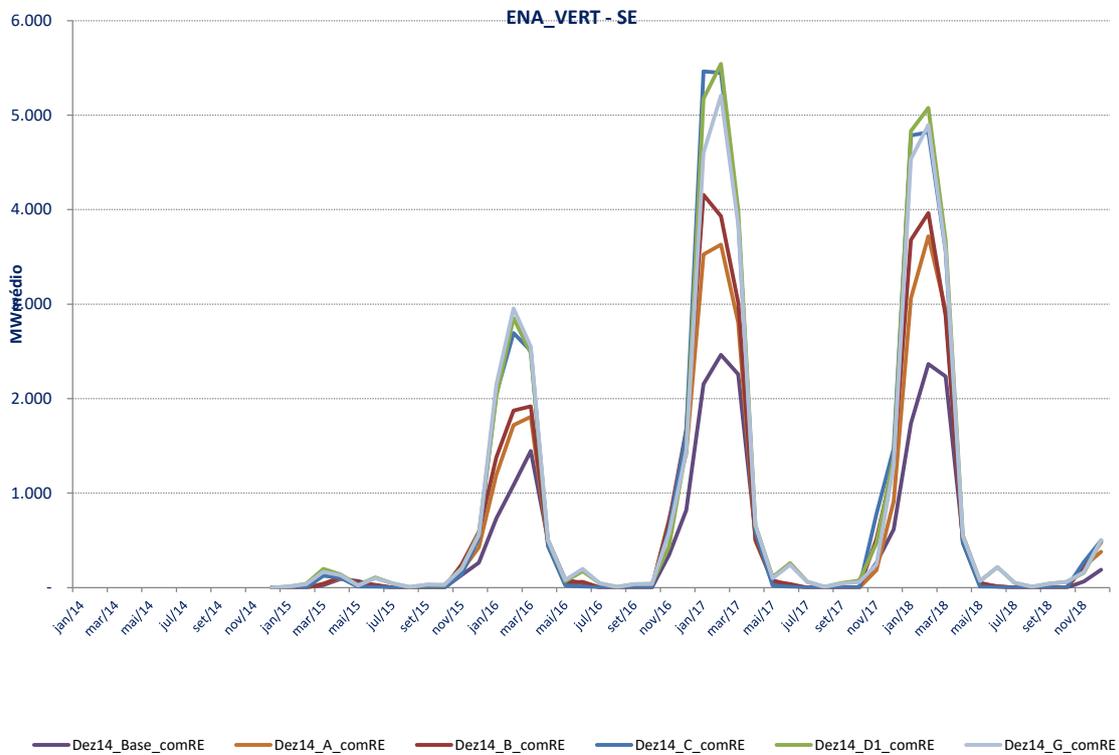
**Figura 5.24 ENA vertida com Restrição Elétrica – PLD DEZ/14**



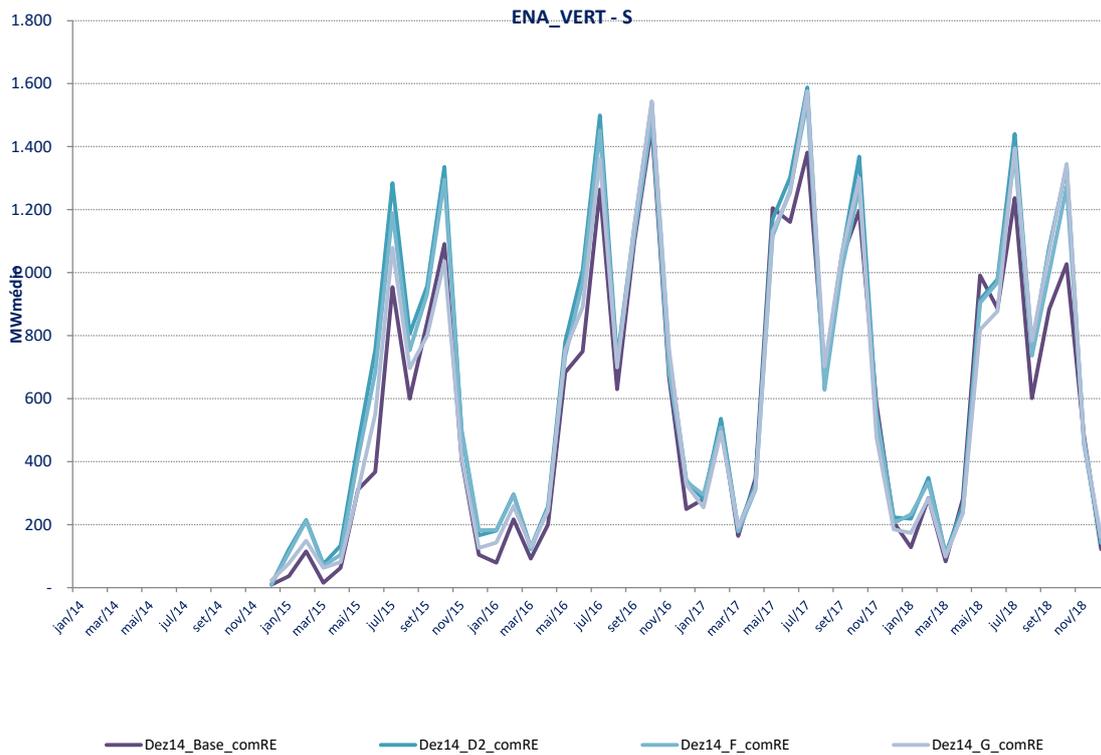
**Figura 5.25 ENA vertida sem Restrição Elétrica – PLD DEZ/14**

As Figura 5.26 a Figura 5.28 ilustram a evolução temporal dos vertimentos médios para Sudeste, Sul e Norte respectivamente, apenas para as topologias que ocorre a segregação de seus respectivos REEs.

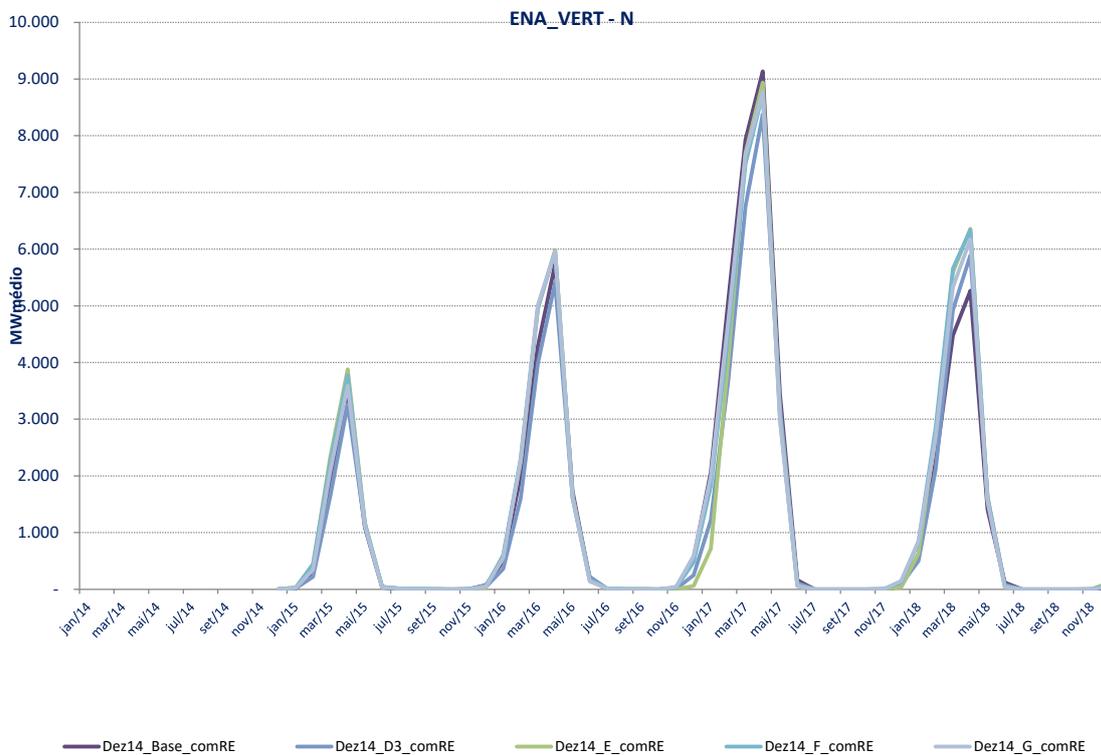
Para todos os submercados, observamos o aumento da energia vertida decorrente da maior divisão dos REEs.



**Figura 5.26 ENA vertida Sudeste – Média 2000 Séries – PLD DEZ/14**



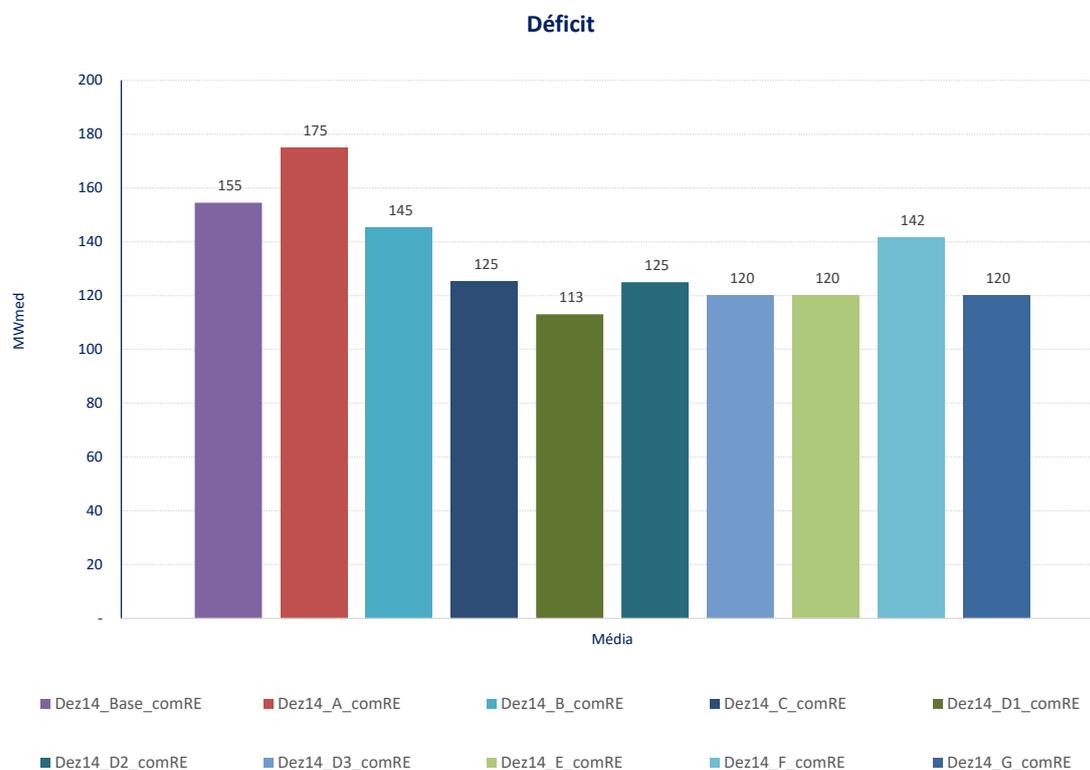
**Figura 5.27 ENA vertida Sul – Média 2000 Séries – PLD DEZ/14**



**Figura 5.28 ENA vertida Norte – Média 2000 Séries – PLD DEZ/14**

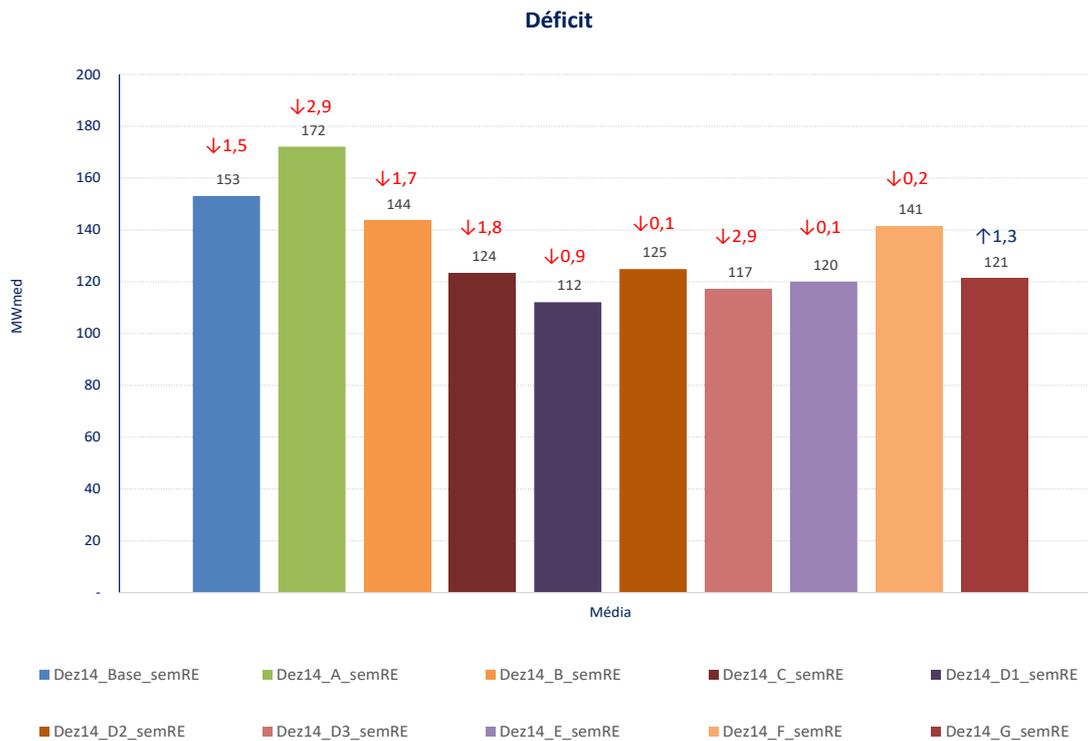
### 5.1.8 Déficit

De acordo com a Figura 5.29, o déficit de energia cai a medida que a diversidade hidrológica do SIN é melhor representada. A exceção ocorre quando apenas o REE Madeira é segregado, uma vez que sua significativa afluência deixou de ser gerada no Sudeste.



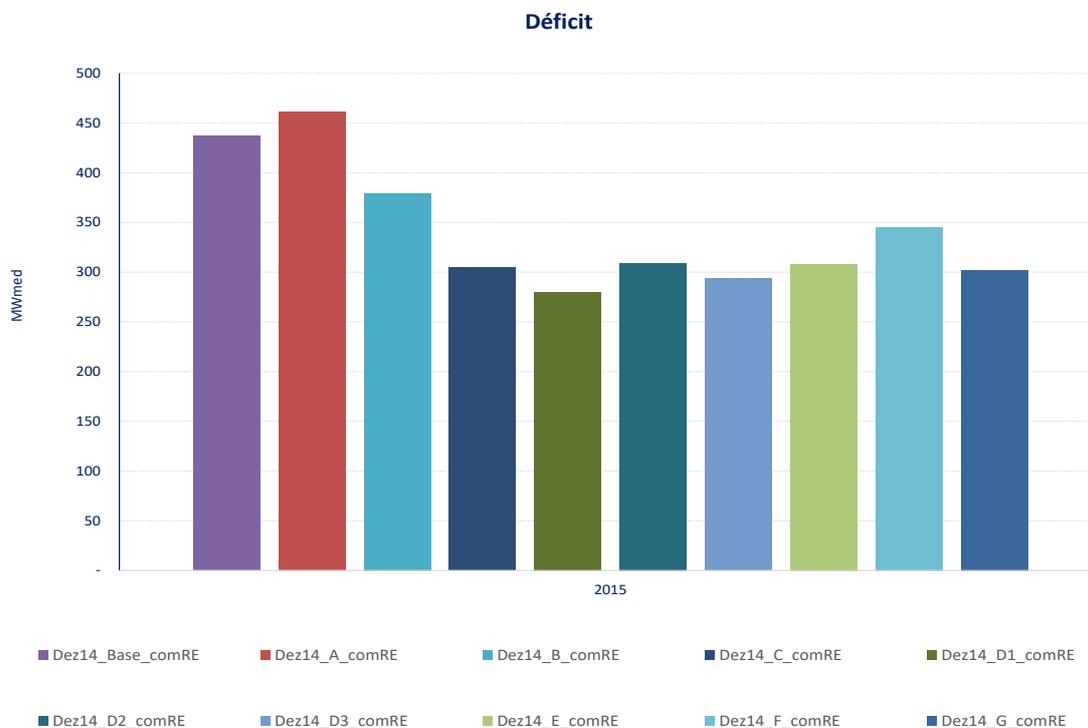
**Figura 5.29 Déficit com Restrição Elétrica – PLD DEZ/14**

Na Figura 5.30 observamos a redução do déficit médio em todas as topologias quando a restrição elétrica é desconsiderada, com exceção da G. Analisando os gráficos anteriores para o caso G sem a restrição elétrica, observamos elevação na geração hidráulica do sistema e na energia vertida, o que resultou em uma elevação do déficit para esta situação.

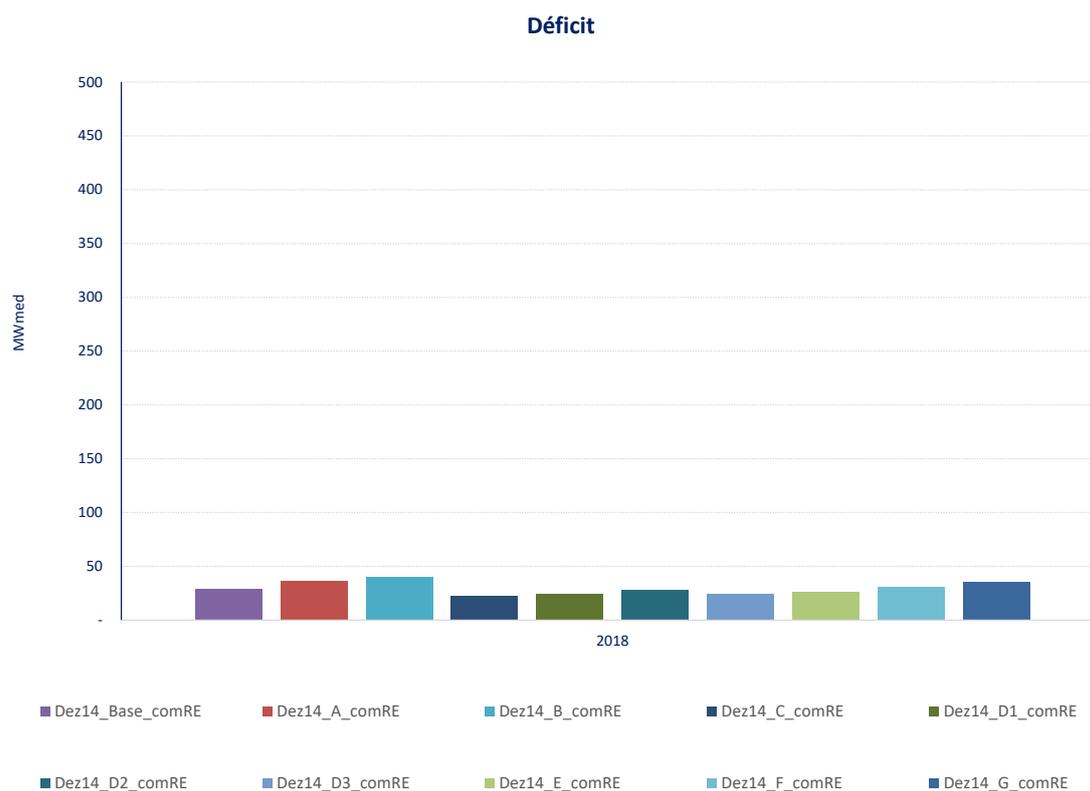


**Figura 5.30 Déficit sem Restrição Elétrica – PLD DEZ/14**

As Figura 5.31 e Figura 5.32 mostram os déficits médios para os anos de 2015 e 2018, onde observamos que ao longo do tempo, os déficits se reduzem para todas as topologias estudadas.



**Figura 5.31 Déficit médio com Restrição Elétrica para 2015 – PLD DEZ/14**

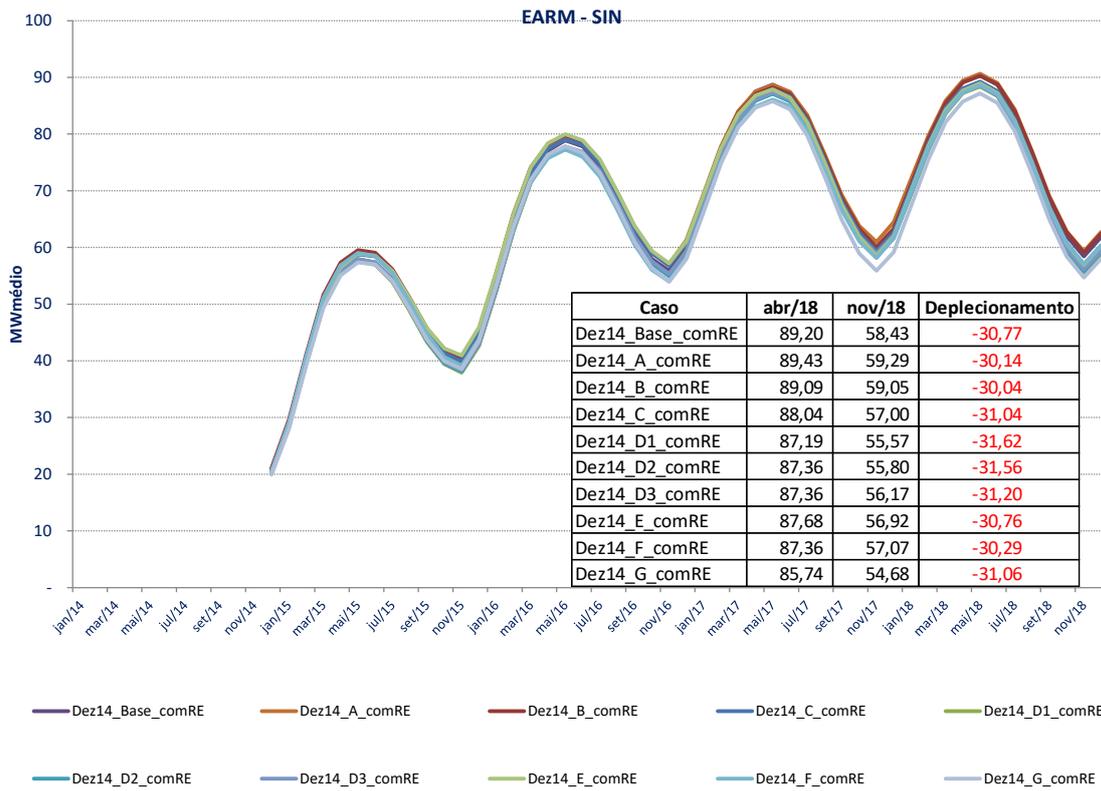


**Figura 5.32 Déficit médio com Restrição Elétrica para 2018– PLD DEZ/14**

### 5.1.9 Armazenamento de energia

A representação de diversos REEs, com regime hidrológico diverso, dentro do mesmo submercado permitiu melhor representação das restrições de geração e consequente melhoria nos resultados de vertimento. Esta representação aproxima os resultados proveniente dos modelos ao real, e se reflete no nível de armazenamento dos reservatórios.

Na Figura 5.33 se observa que o caso com melhor representação apresentou o menor nível de armazenamento. Também observamos na tabela desta figura, que o deplecionamento verificado no período de abril a novembro de 2018 foi praticamente o mesmo para todas as topologias, em torno de 30%.



**Figura 5.33 EArm com Restrição Elétrica – PLD DEZ/14**

## 5.2 PLD MAI/15

Todos os casos do PLD MAI/15 foram processados com e sem a consideração das restrições elétricas de escoamento de energia. Os dados referentes à todas as variáveis serão ilustrados da seguinte maneira:

- Dez configurações analisadas com restrição elétrica;
- Dez configurações analisadas sem restrição elétrica;
- Configurações Base, B, D3 e G com restrição elétrica;
- Configurações Base, B, D3 e G sem restrição elétrica;

A exceção aos critérios descritos é a ENA, que pelo fato de não apresentar diferenças significativas entre os casos, serão ilustradas em conjunto, com e sem a consideração da restrição elétrica.

Os valores referentes aos casos Base, B, D3 e G também foram ilustrados separadamente devido aos fatores descritos na conclusão deste relatório.

### 5.2.1 Tempo de processamento

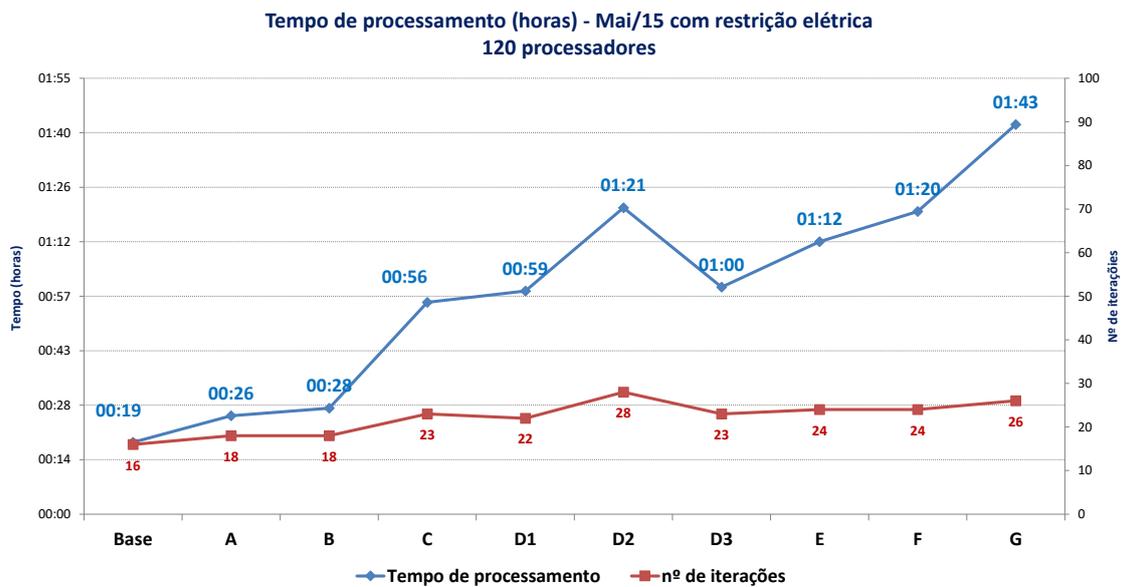
Na Figura 5.34 Figura 5.1 são apresentados os tempos de processamento do caso Base e das 9 propostas considerando o PLD MAI/15, bem como o número de iterações necessários para a convergência de cada caso. Os casos foram processados com a tendência hidrológica fornecida em vazão por usina hidrelétrica, e o número de iterações necessário para a convergência do processo de cálculo da política ótima de operação.

Os casos são processados na CCEE em 13 servidores, que variam de 4 a 6 processadores cada, com velocidade de processamento que varia de 2,0 a 3,6 GHz e memória física de 48 GB cada.

A versão do sistema operacional é Red Hat Enterprise Linux Server release 66 (Santiago) e a versão do MPI é MPICH Version 3.1.

O processamento é distribuído, otimizando serviços e processos, para execuções em paralelo e aproveitamento máximo dos recursos do Cluster.

Todos os casos foram executados com 120 processadores e com todos os flags que minimizam o tempo de processamento habilitados no arquivo DGER.DAT (gerenciamento externo de PLS, comunicação em dois níveis, armazenamento local de arquivos temporários, alocação em memória da energia natural afluyente e alocação em memória dos cortes da função de custo futuro).

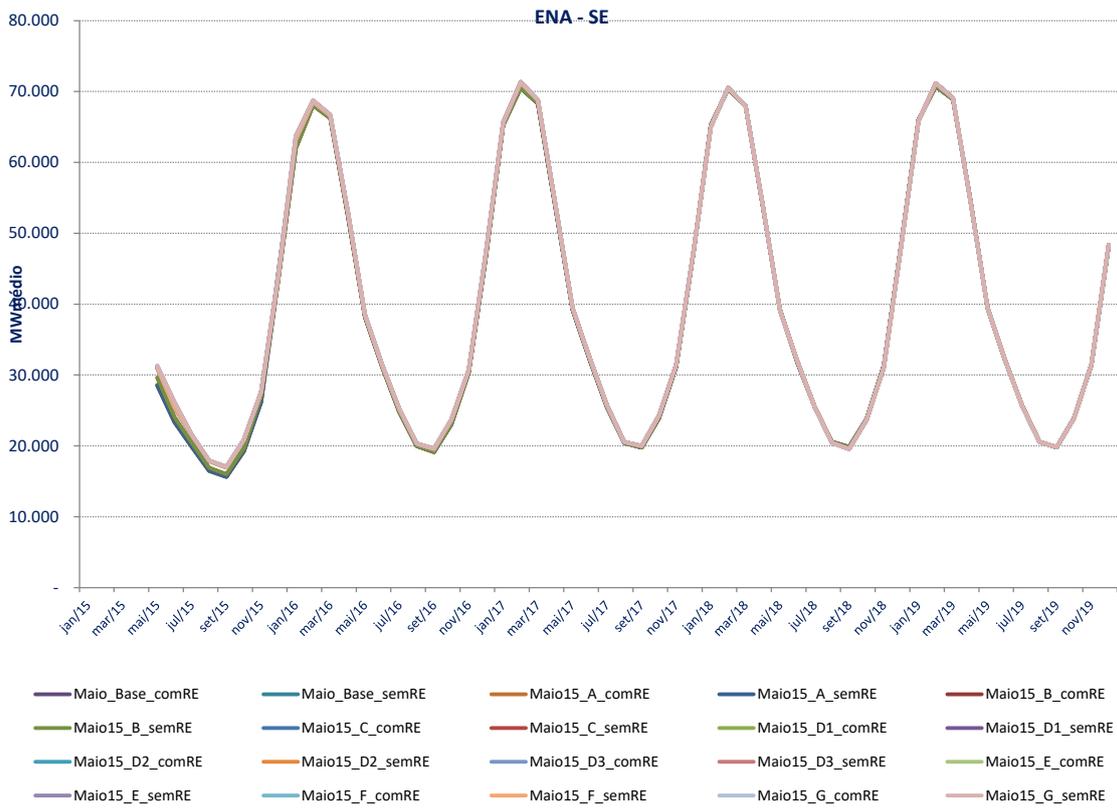


**Figura 5.34 - Tempo de processamento total – PLD MAI/15**

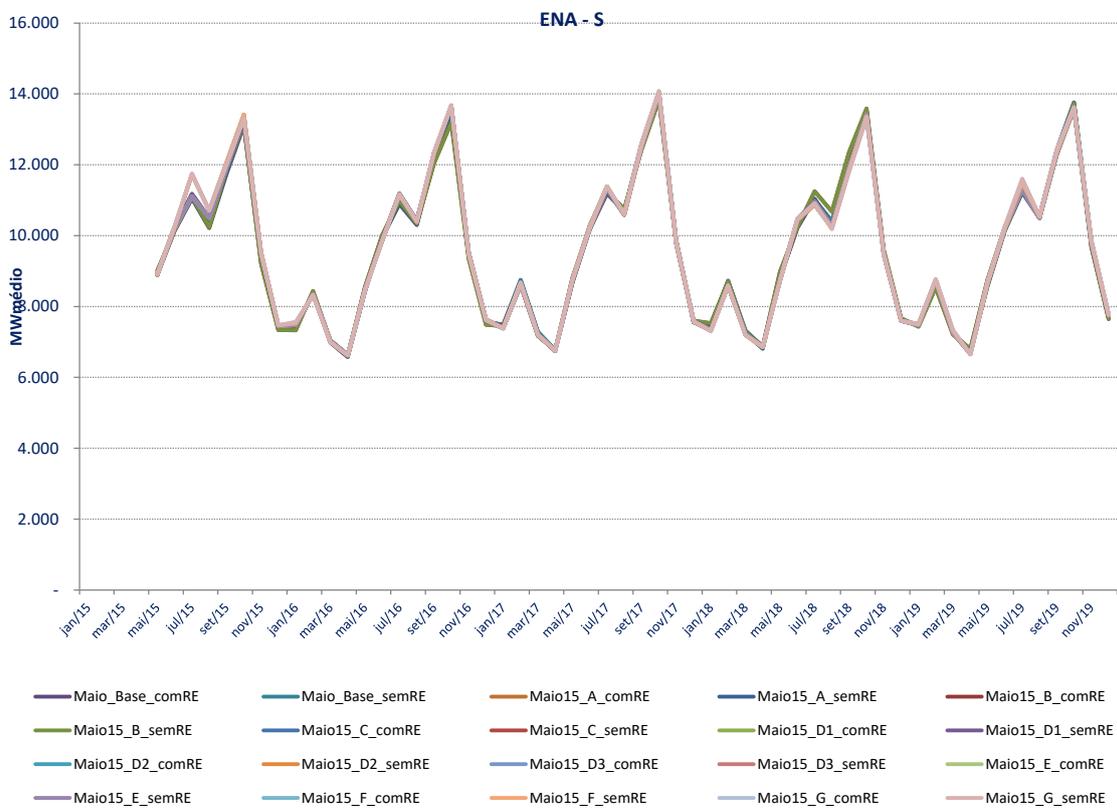
### 5.2.2 ENA

As Figura 5.35 a Figura 5.38 ilustram a evolução temporal das ENAs geradas para cada submercado, sendo que para os casos que contemplam mais de um REE por submercado, o valor ilustrado representa a soma das ENAs geradas para cada REE.

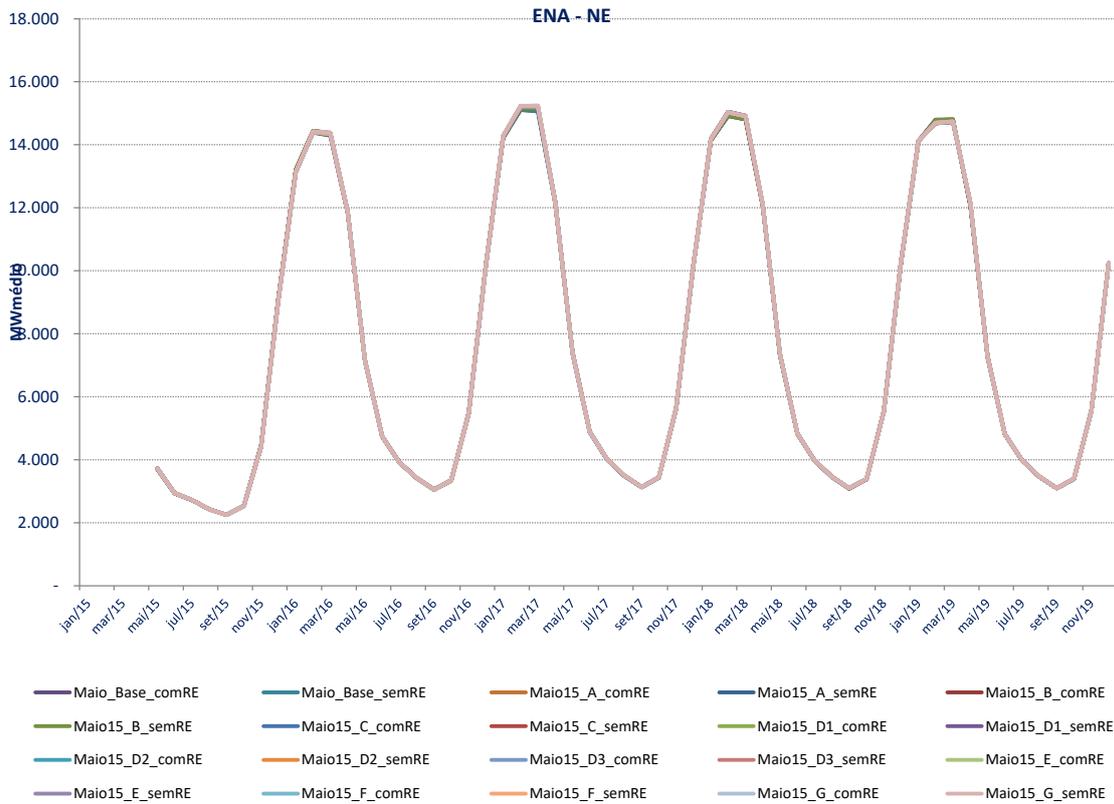
As diferenças verificadas nas ENAs geradas para os primeiros meses do horizonte de estudo ocorrem devido à tendência hidrológica considerada diferentemente para cada REE. Estas diferenças deixam de existir ao longo do horizonte uma vez que a tendência hidrológica passa a não mais influenciar os cenários de afluência gerados.



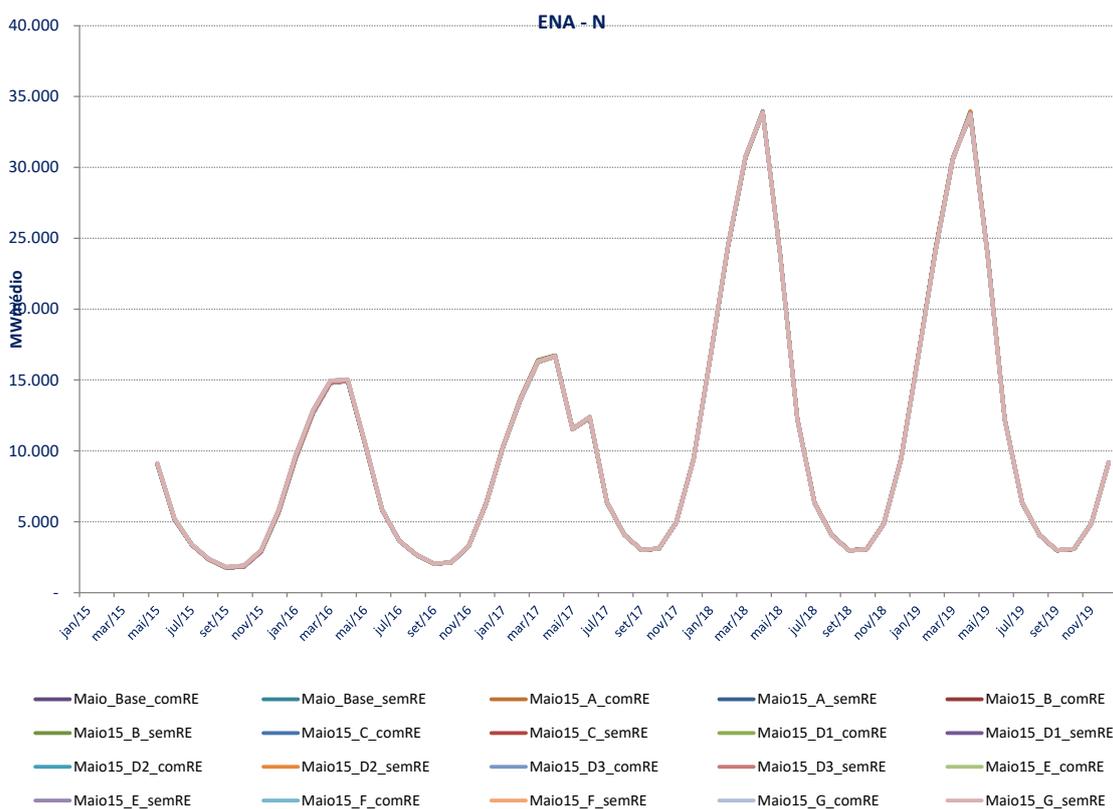
**Figura 5.35 – ENA Sudeste – PLD MAI/15**



**Figura 5.36 – ENA Sul – PLD MAI/15**



**Figura 5.37 – ENA Nordeste – PLD MAI/15**



**Figura 5.38 – ENA Norte – PLD MAI/15**

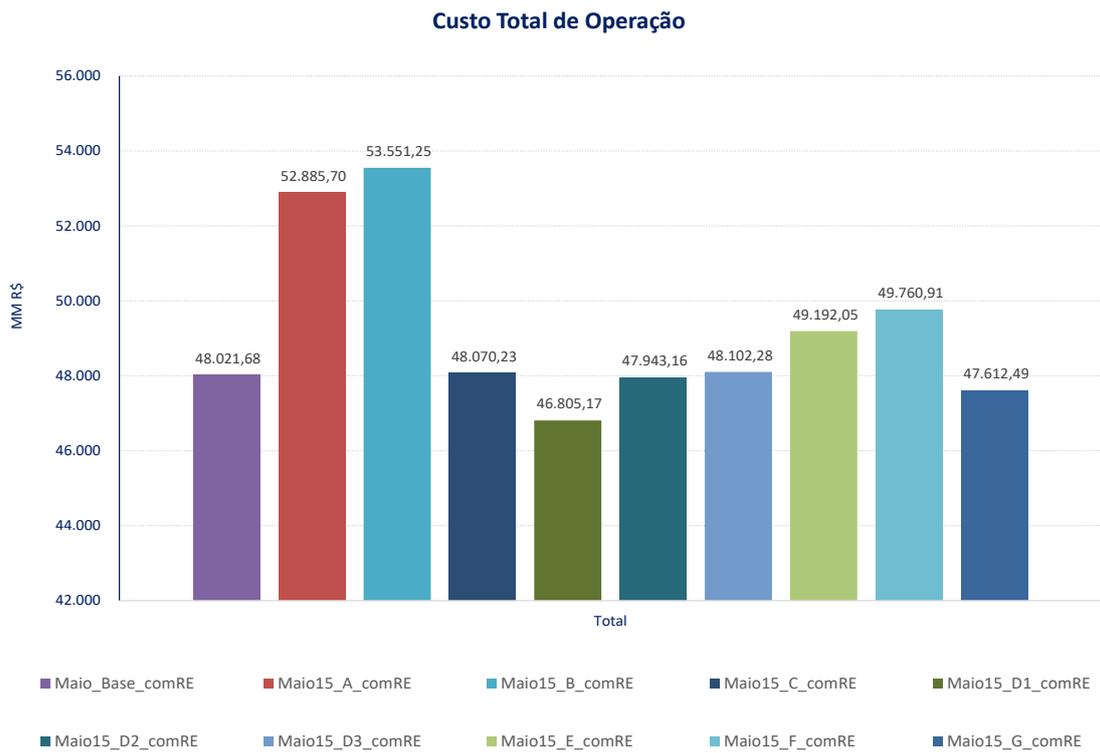
### 5.2.3 Custo total de operação

As Figura 5.39 e Figura 5.40 trazem o Custo Total de Operação – CTO para os casos analisados, com e sem a consideração da restrição elétrica. Os valores ilustrados refletem a média de todo o horizonte de estudo.

O caso base, que considera o SIN agregado, tende a ter o menor custo, uma vez que ele tem uma visão otimista da operação. A agregação dos REEs em um mesmo submercado, faz com que o excesso de afluência de um determinado REE<sub>1</sub> possa ser gerado em outro REE<sub>2</sub> do mesmo submercado que não tenha afluência suficiente, ou seja, a geração do REE<sub>2</sub> ocorrerá com uma afluência que não pertence a ele, e sim ao REE<sub>1</sub>.

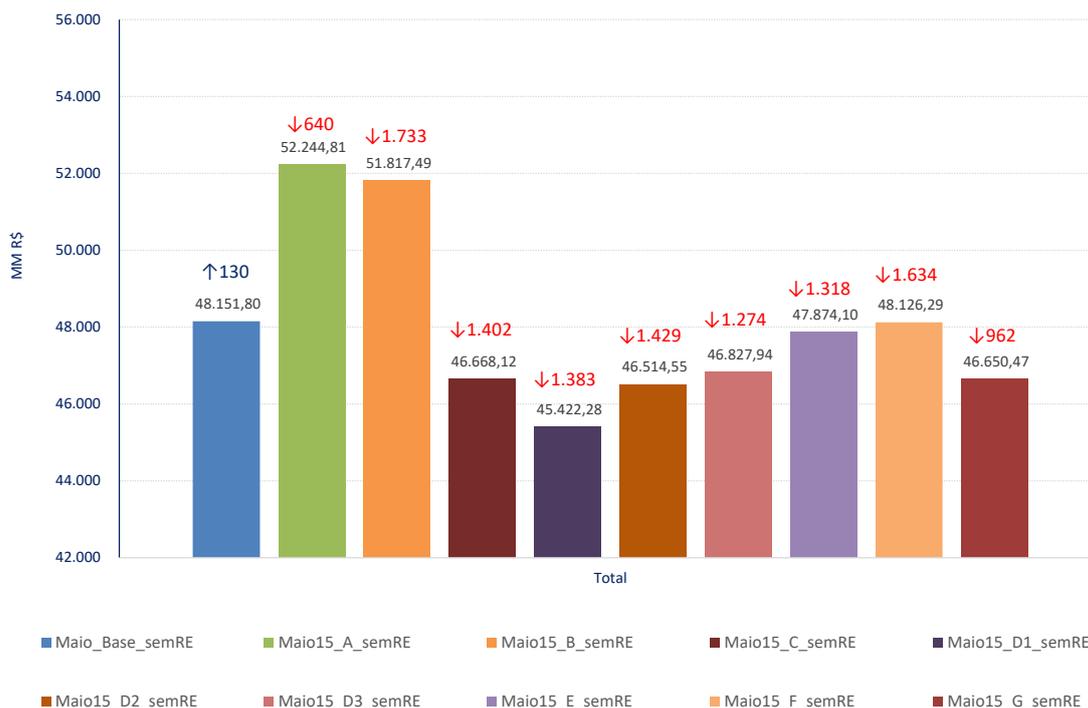
A topologia B reflete apenas o impacto da separação do REE Madeira, pertencente ao submercado Sudeste. Como o regime hidrológico deste REE é diferente do regime do Sudeste, a desagregação deste REE do Sudeste faz com que a afluência do Madeira deixe de ser aproveitada pela capacidade de geração do Sudeste, provocando elevação no CTO.

A medida que a segregação aumenta, os custos tenderiam a subir, uma vez as restrições são melhor representadas, mas a complementariedade hidrológica entre os REEs compensa este efeito de elevação. Os efeitos da segregação depende de cada caso e condições do sistema.



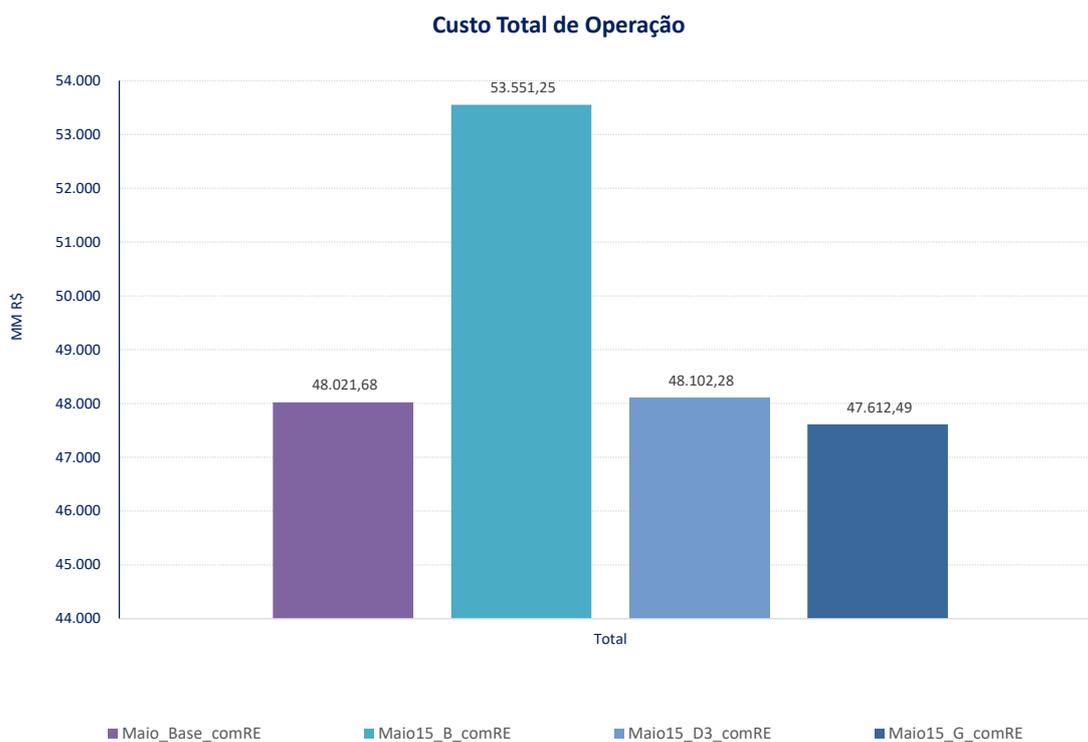
**Figura 5.39 Custo Total de Operação com Restrição Elétrica– PLD MAI/15**

### Custo Total de Operação

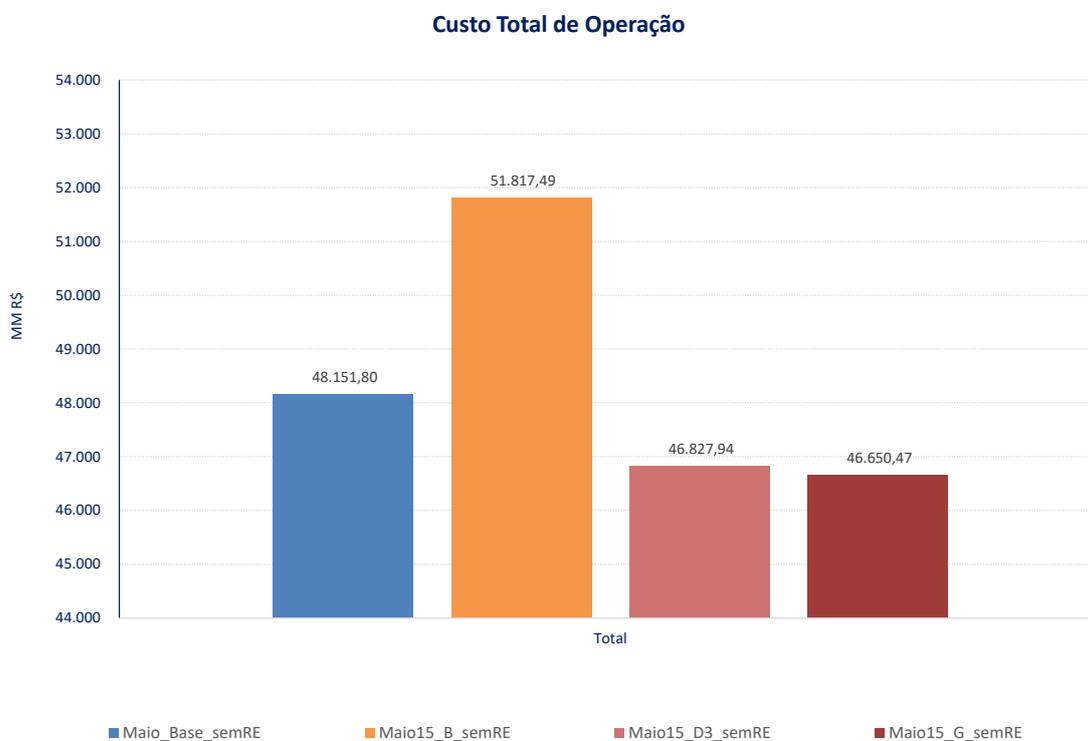


**Figura 5.40 Custo Total de Operação sem Restrição Elétrica– PLD MAI/15**

As Figura 5.41 e Figura 5.42 ilustram os CTOs apenas para os casos Base, B, D3 e G. Estes casos foram seleccionados para ilustração aproximada considerando o descrito na conclusão deste relatório, onde o caso G representa a configuração mais detalhada, o D3 apresenta a configuração mais detalhada cujo tempo computacional é factível e o caso Base ilustra o resultados do processamento com apenas 4 REEs.



**Figura 5.41 Custo Total de Operação com Restrição Elétrica (Base, B, D3 e G) – PLD MAI/15**

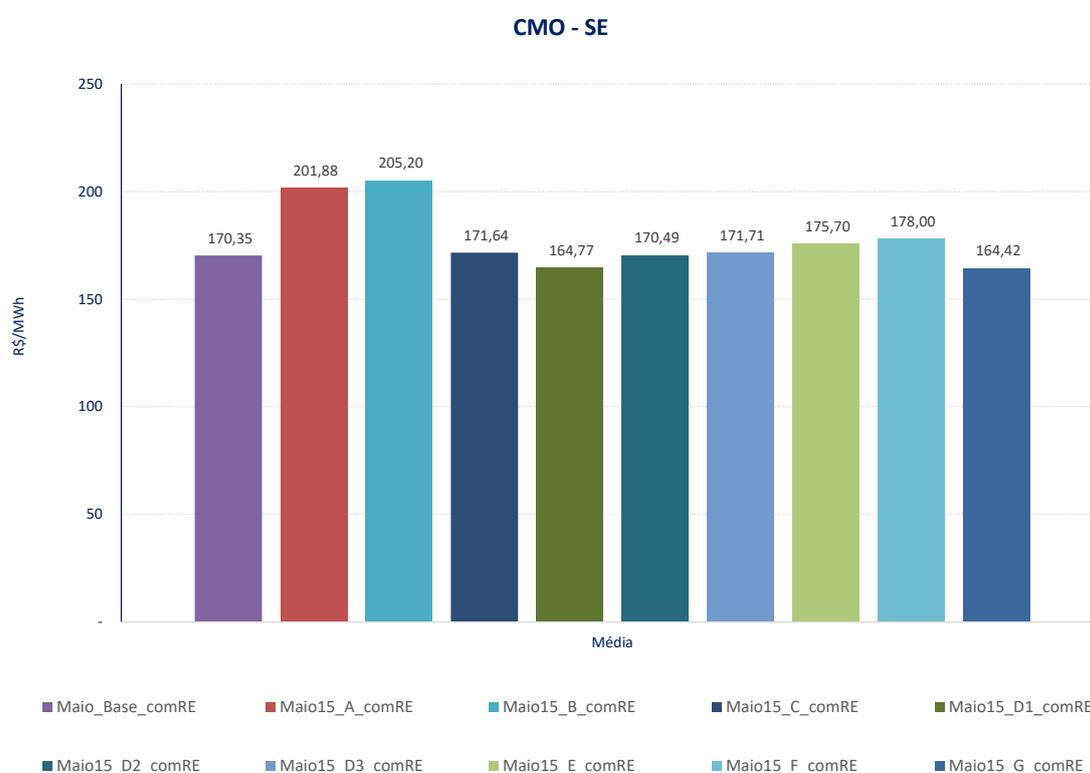


**Figura 5.42 Custo Total de Operação sem Restrição Elétrica (Base, B, D3 e G) - PLD MAI/15**

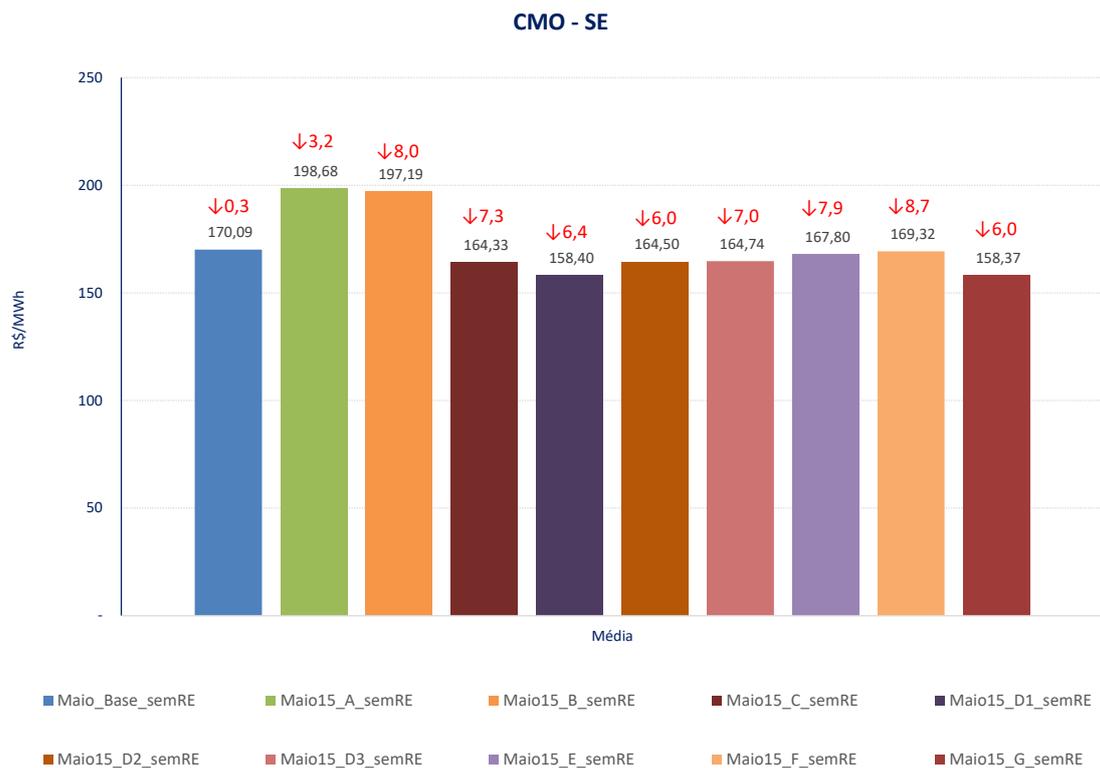
### 5.2.4 Custo Marginal de Operação

Embora tenha sido processado o caso do PLD, os valores ilustrados nas não foram limitados aos limites do PLD estabelecidos anualmente pela ANEEL. Se observa da Figura 5.43 a Figura 5.46 que o CMO apresenta o mesmo comportamento do CTO, ou seja, elevação na abertura dos REEs Madeira (caso A) e Madeira/Teles Pires (Caso B), tanto para as simulações com quanto para as simulações sem a restrição. Nos processamento sem a restrição elétrica, os custos caíram.

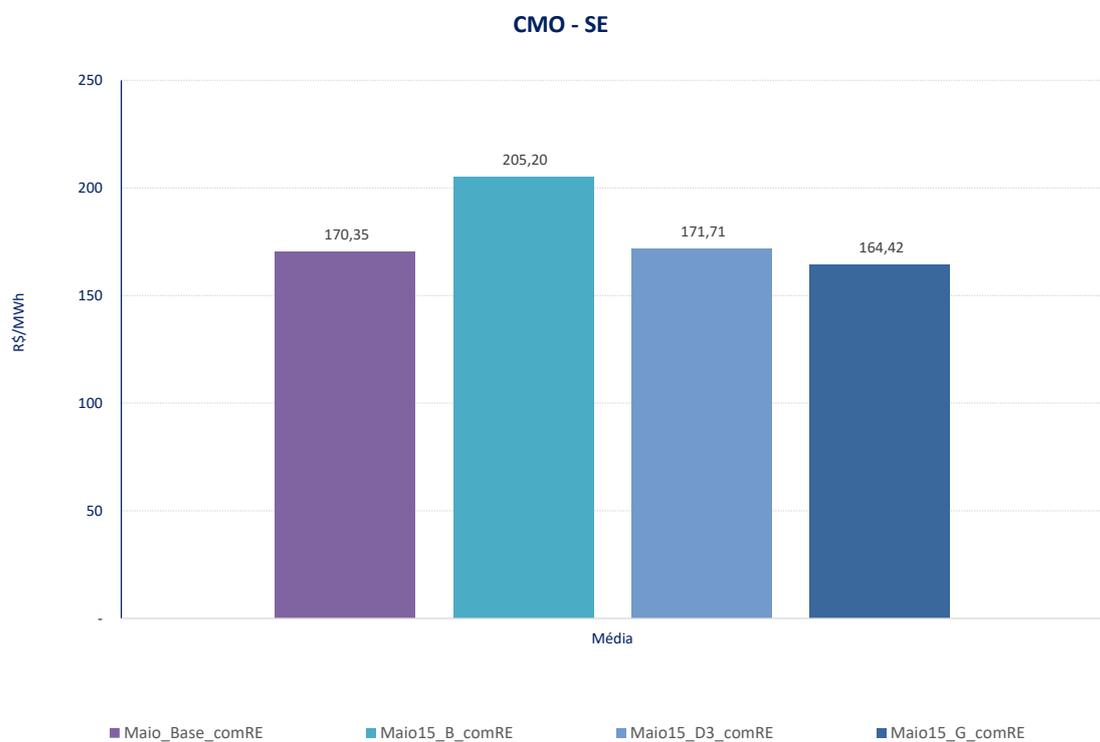
Devido à semelhança dos valores entre os CMOs do Sudeste e dos demais submercados, apenas os valores do Sudeste serão demonstrados.



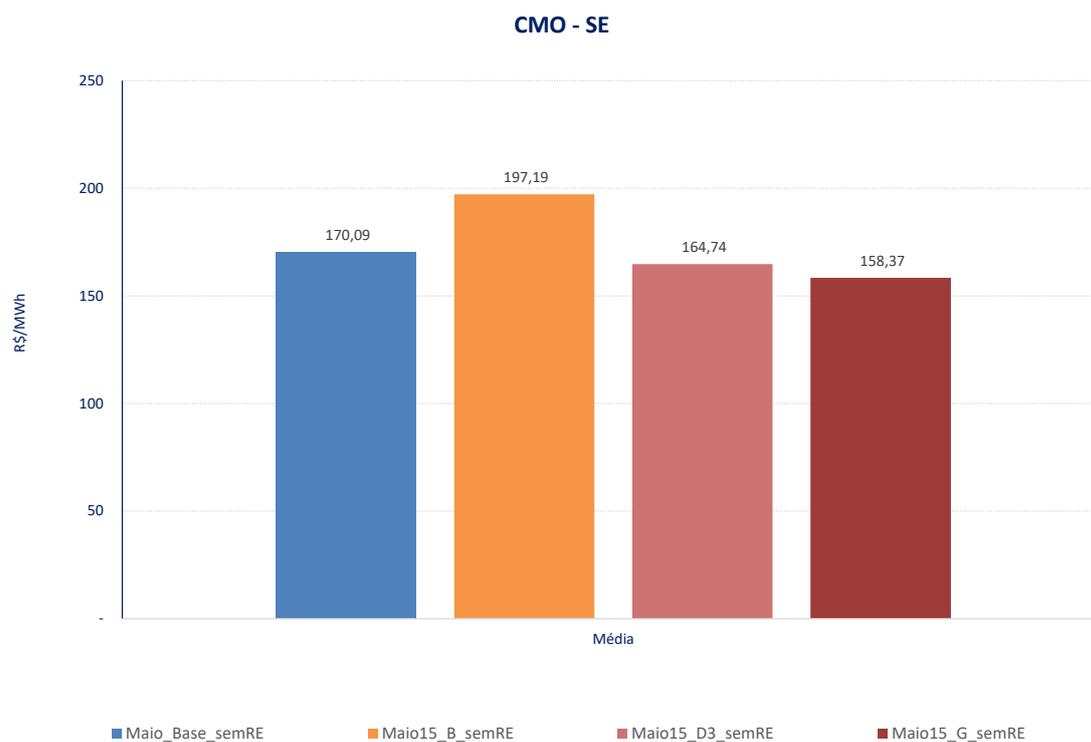
**Figura 5.43 CMO com Restrição Elétrica– PLD MAI/15**



**Figura 5.44 CMO sem Restrição Elétrica– PLD MAI/15**

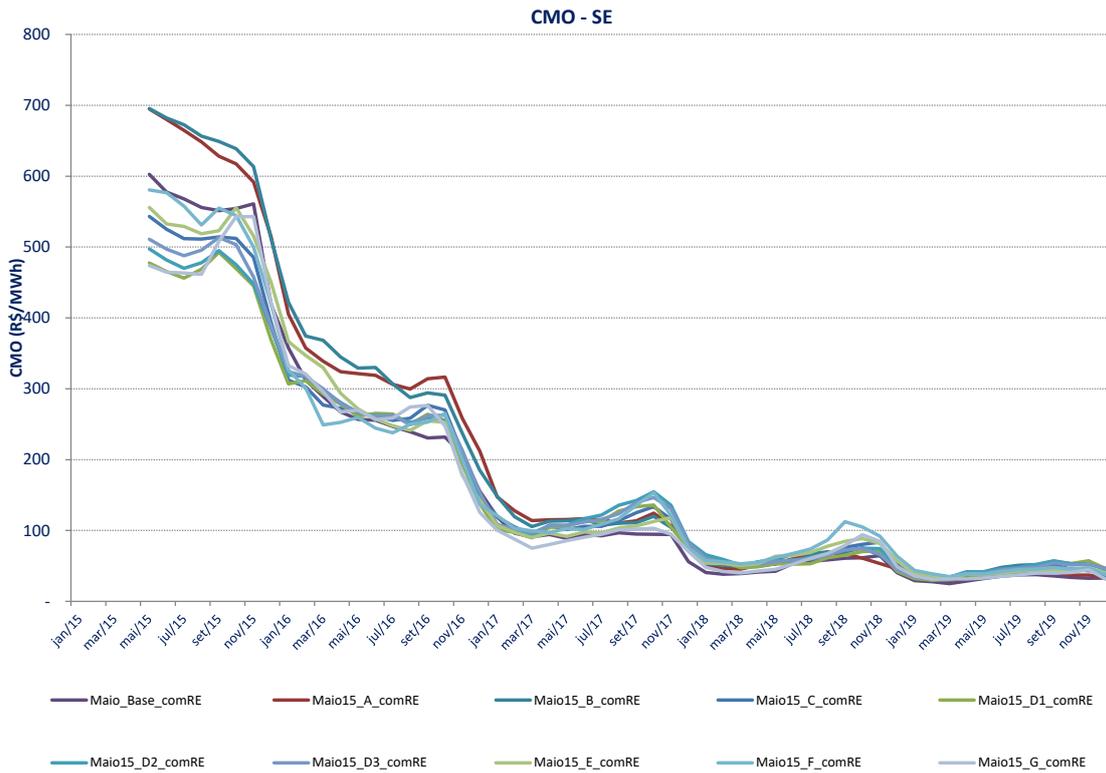


**Figura 5.45 CMO com Restrição Elétrica (Base, B, D3 e G) – PLD MAI/15**



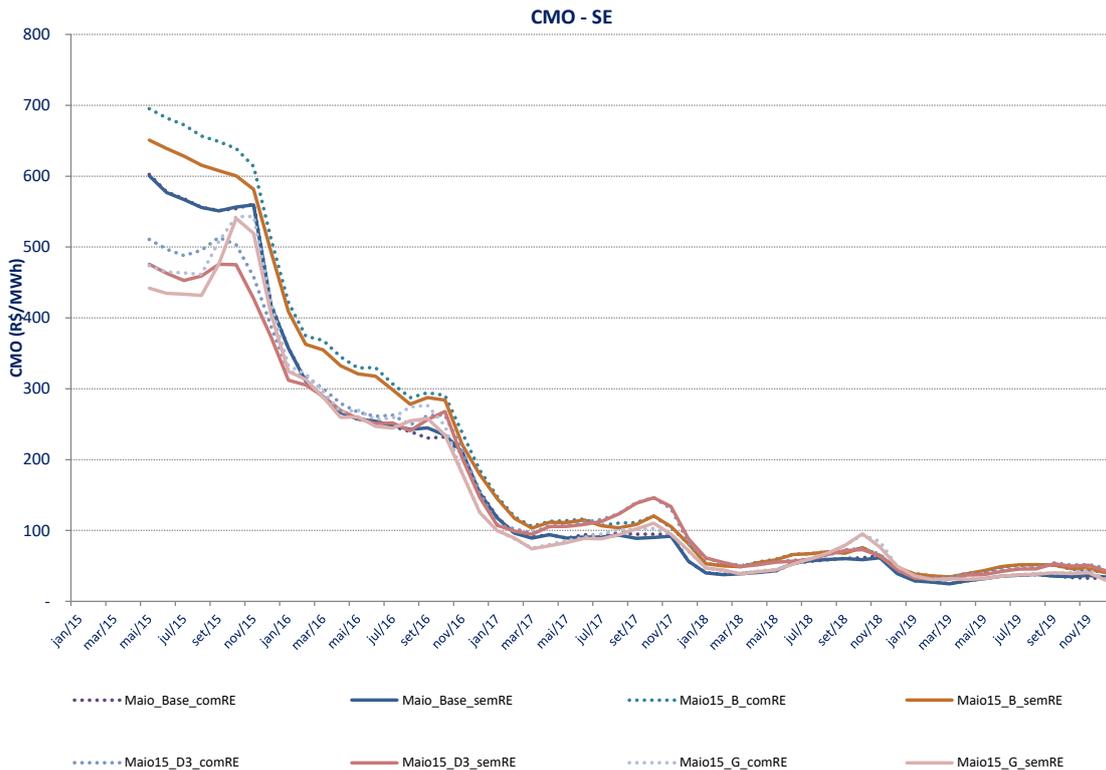
**Figura 5.46 CMO sem Restrição Elétrica (Base, B, D3 e G) – PLD MAI/15**

As Figura 5.47 e Figura 5.48 também ilustram o CMO, mas a média das 2000 séries para todos os meses que compreendem o horizonte de estudo:



**Figura 5.47 CMO média 2000 séries – PLD MAI/15**

Na Figura 5.48Figura 5.15 são ilustrados os CMOs médios para os casos Base, B, D3 e G, com e sem a consideração da restrição elétrica, onde se observa que os casos segregados apresentam custo mais baixo que o caso base.

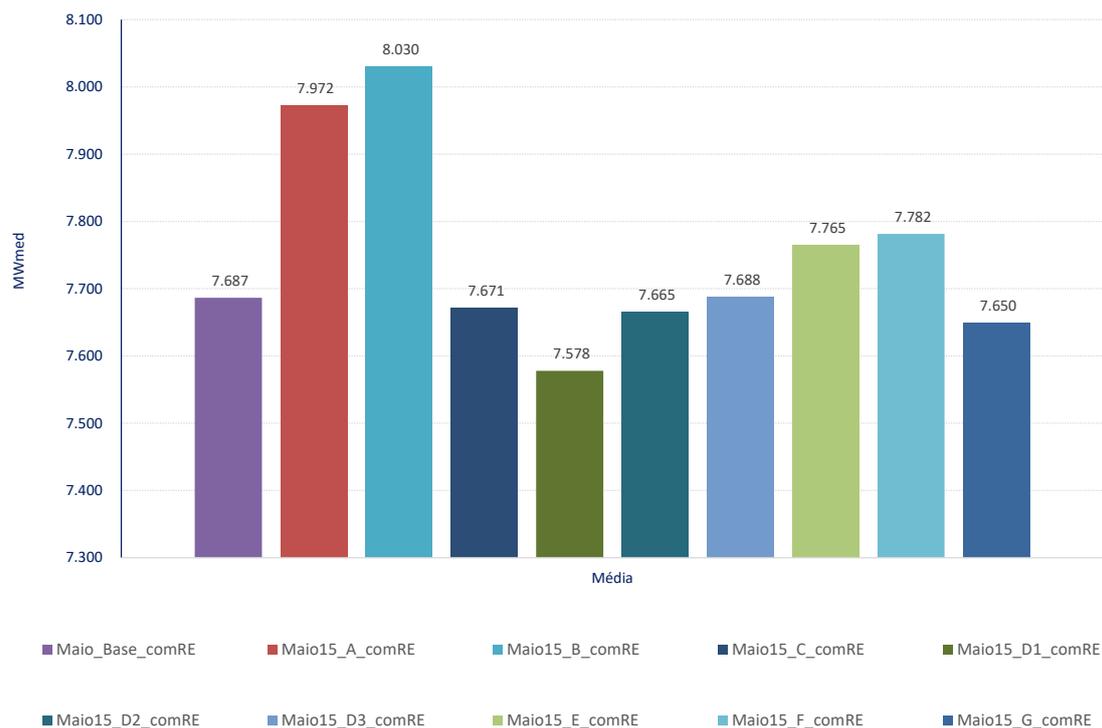


**Figura 5.48 CMO média 2000 séries (Casos Base, B, D3 e G) – PLD MAI/15**

### 5.2.5 Geração Térmica

Os valores ilustrados nas Figura 5.49 e Figura 5.50 mostram a média da geração térmica despachada no horizonte de estudo. O impacto da elevação da geração térmica é totalmente refletido nos CTOs, assim como veremos que é um efeito da redução da geração hidráulica decorrente da melhor representação hidrológica do sistema.

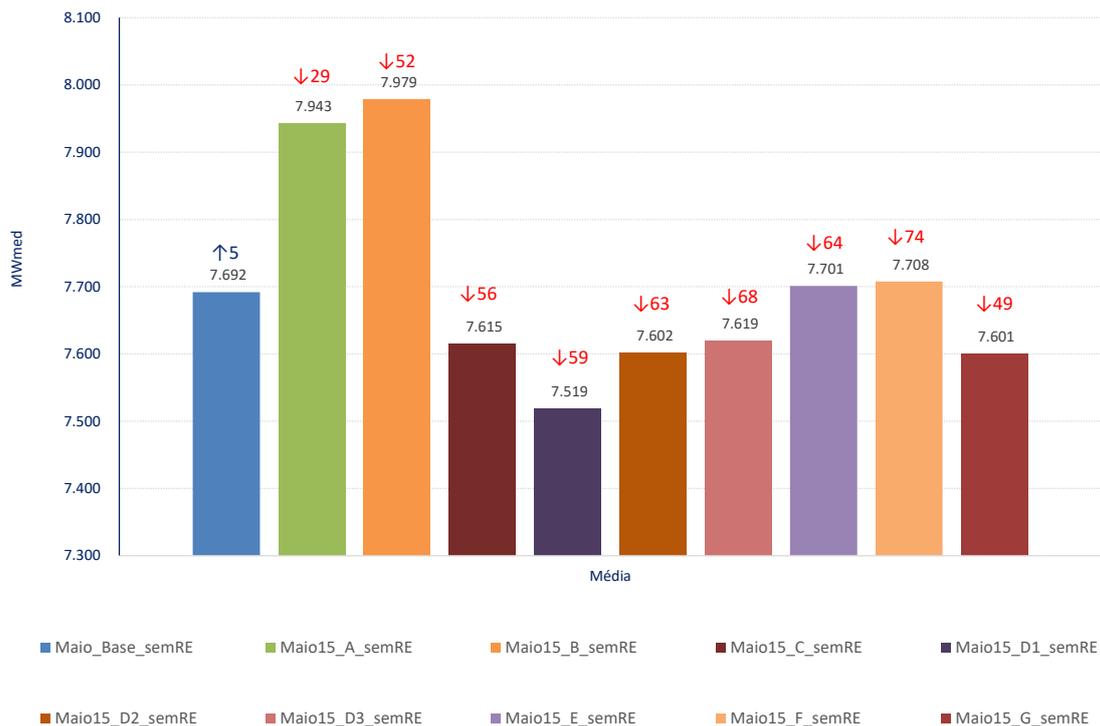
### Geração Térmica



**Figura 5.49 Geração térmica com Restrição Elétrica – PLD MAI/15**

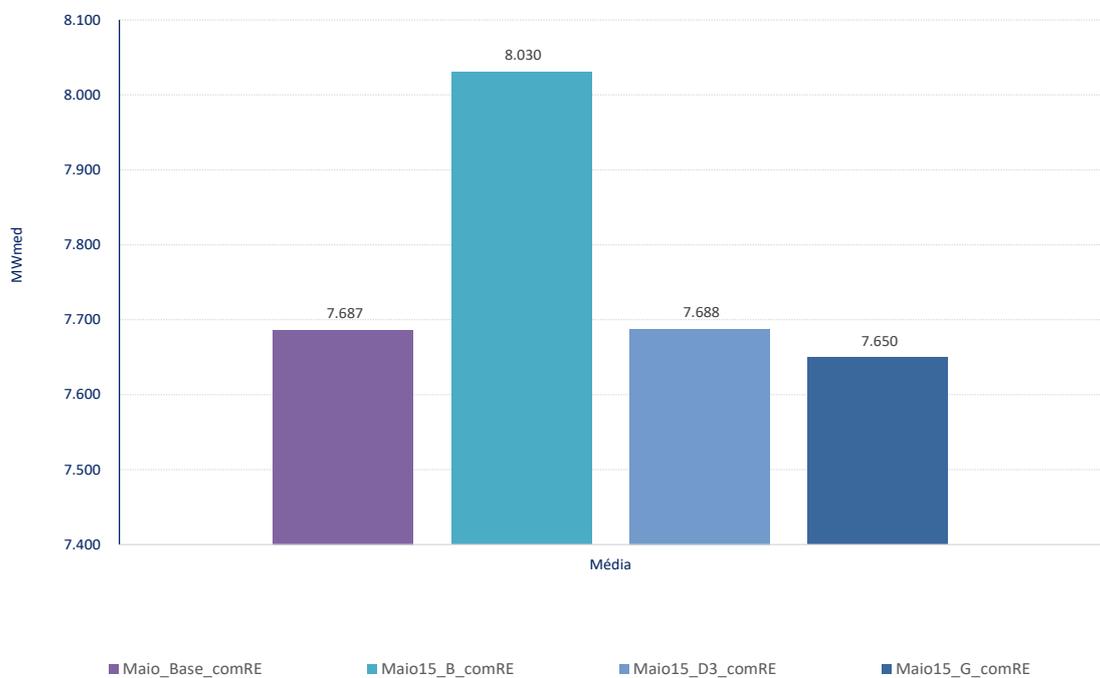
Assim como verificado com o CTO, a medida que as restrições elétricas de escoamento deixaram de ser consideradas, a GT diminuiu uma vez que ocorreu maior disponibilidade de geração hidráulica. Este efeito é demonstrado na Figura 5.50.

### Geração Térmica

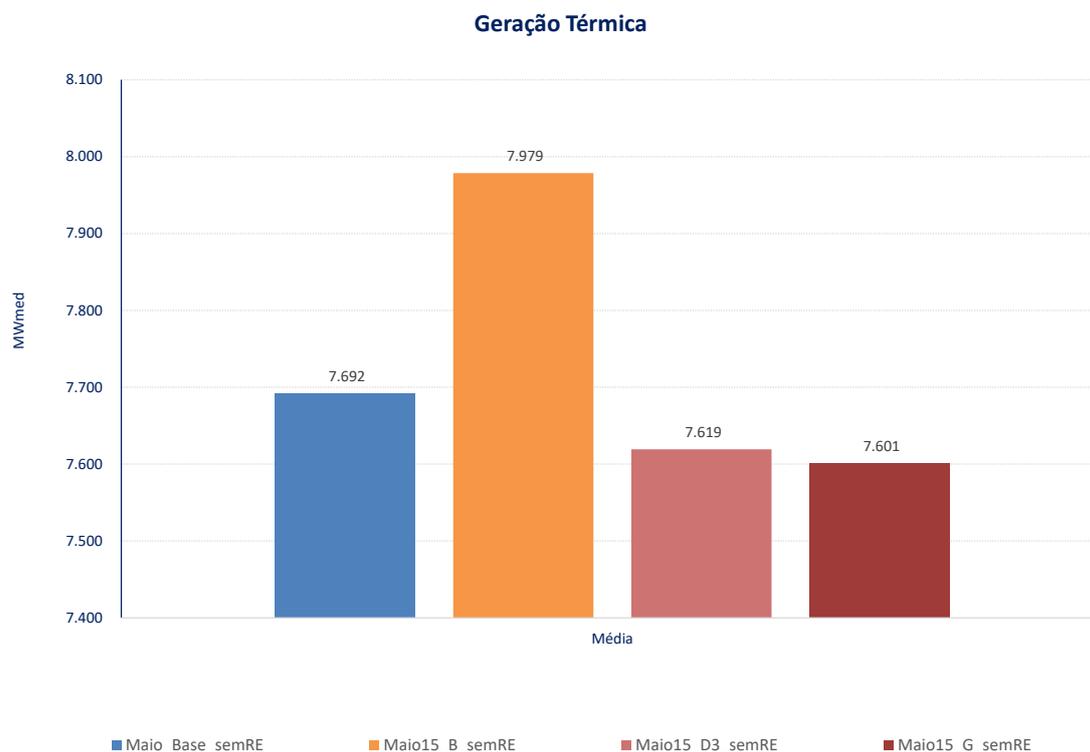


**Figura 5.50 Geração térmica sem Restrição Elétrica – PLD MAI/15**

### Geração Térmica

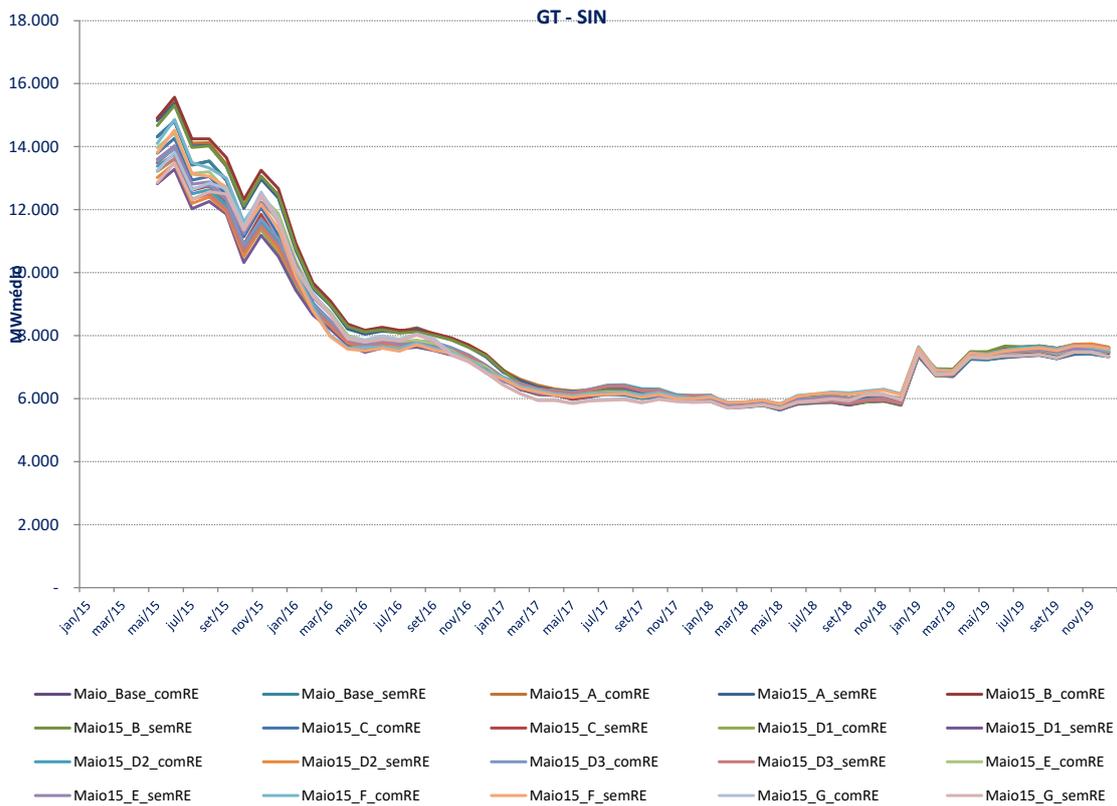


**Figura 5.51 Geração térmica com Restrição Elétrica (Casos Base, B, D3 e G) – PLD MAI/15**



**Figura 5.52 Geração térmica sem Restrição Elétrica (Casos Base, B, D3 e G) – PLD MAI/15**

A Figura 5.53 demonstra a evolução temporal da geração térmica média ao longo de todos os meses do horizonte de estudo. A geração apresenta o mesmo perfil para todos os casos estudados, apresentando elevação ou redução dependendo da topologia utilizada.



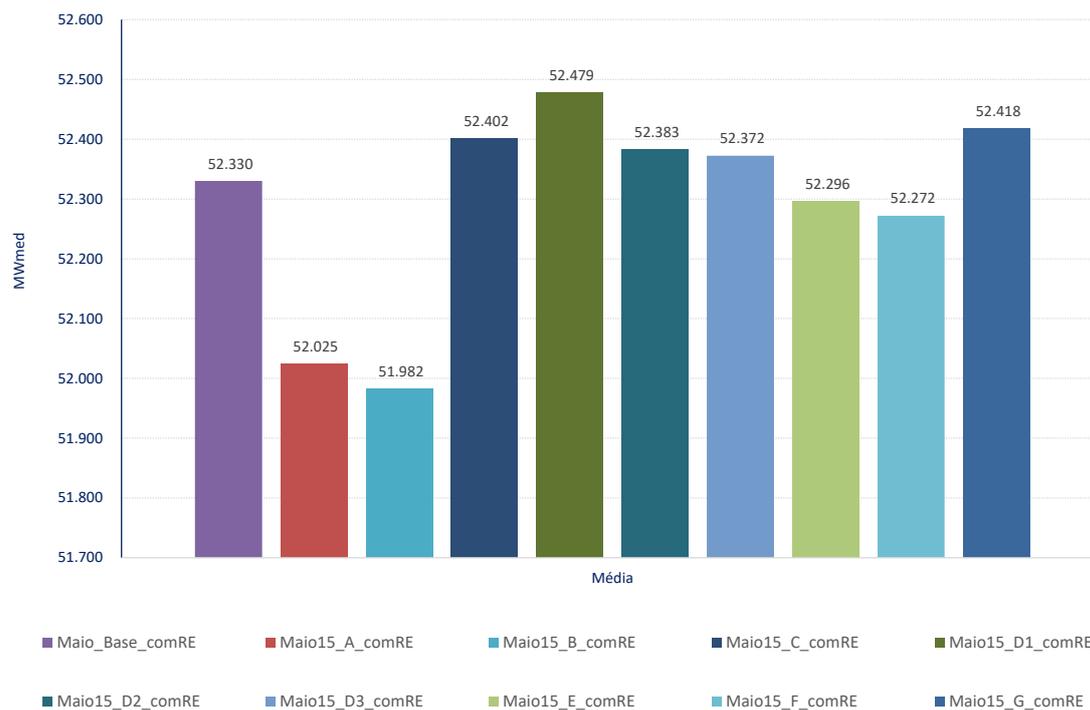
**Figura 5.53 Geração térmica – Média 2000 Séries– PLD MAI/15**

### 5.2.6 Geração Hidráulica

Os valores ilustrados nas Figura 5.54 e Figura 5.55 mostram a média da geração hidráulica despachada no horizonte de estudo. Para os casos onde ocorria o aproveitamento da afluência de um REE na capacidade de geração de outro REE, como é o caso da topologia B, se observa a redução da geração hidráulica.

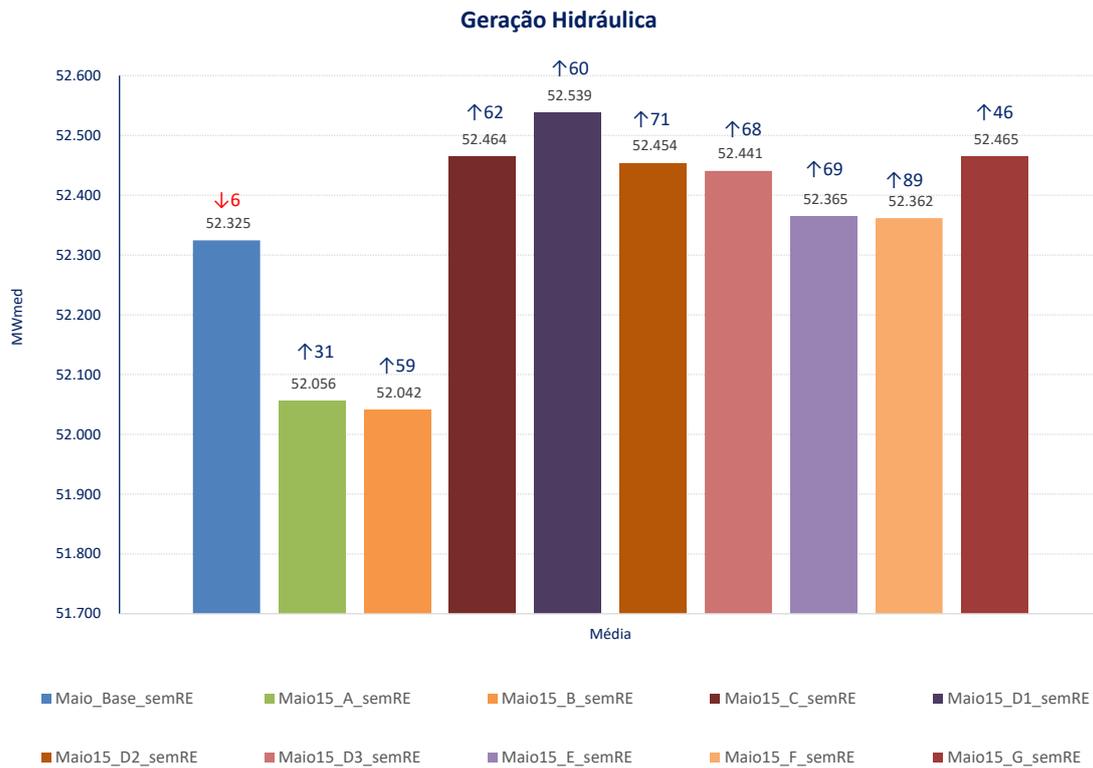
Já para os casos que apresentam maior segregação e conseqüente maior complementariedade hidrológica entre os REEs, se observa uma elevação da geração hidráulica, como o caso G (linha rosa).

### Geração Hidráulica



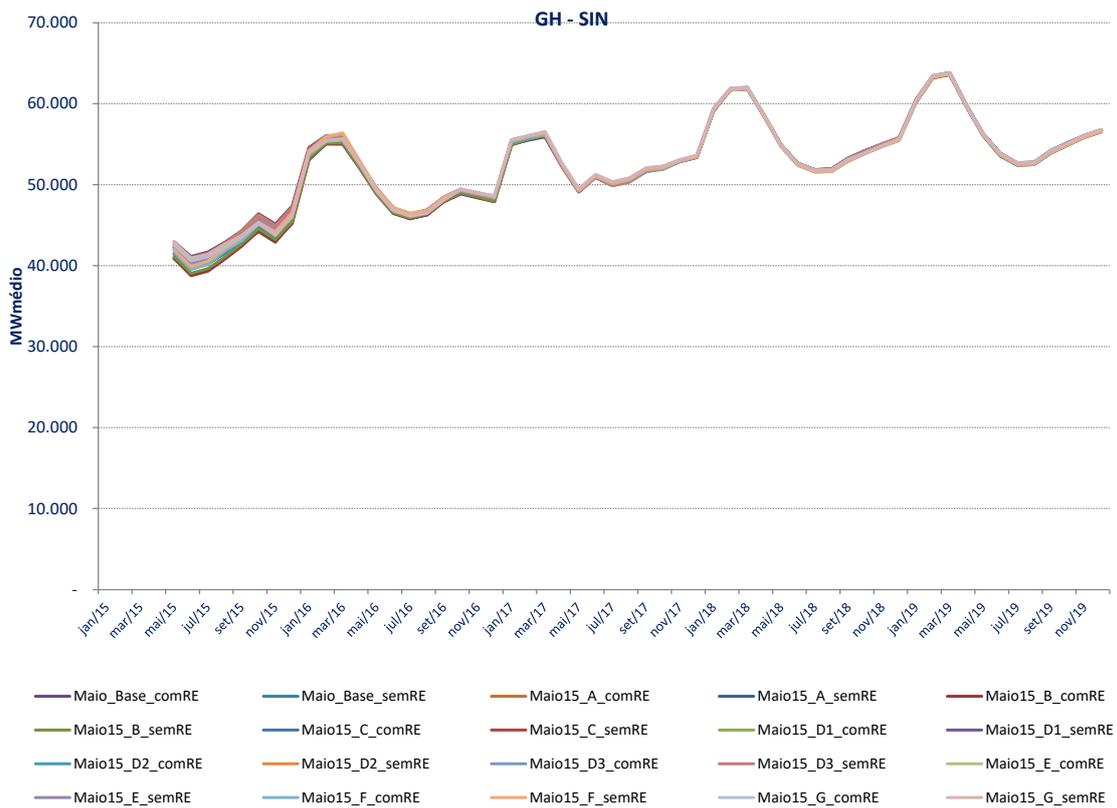
**Figura 5.54 Geração hidráulica com Restrição Elétrica– PLD MAI/15**

A desconsideração das restrições elétricas de escoamento resulta em maior capacidade de geração hidráulica, conforme ilustrado na Figura 5.55.



**Figura 5.55 Geração hidráulica sem Restrição Elétrica– PLD MAI/15**

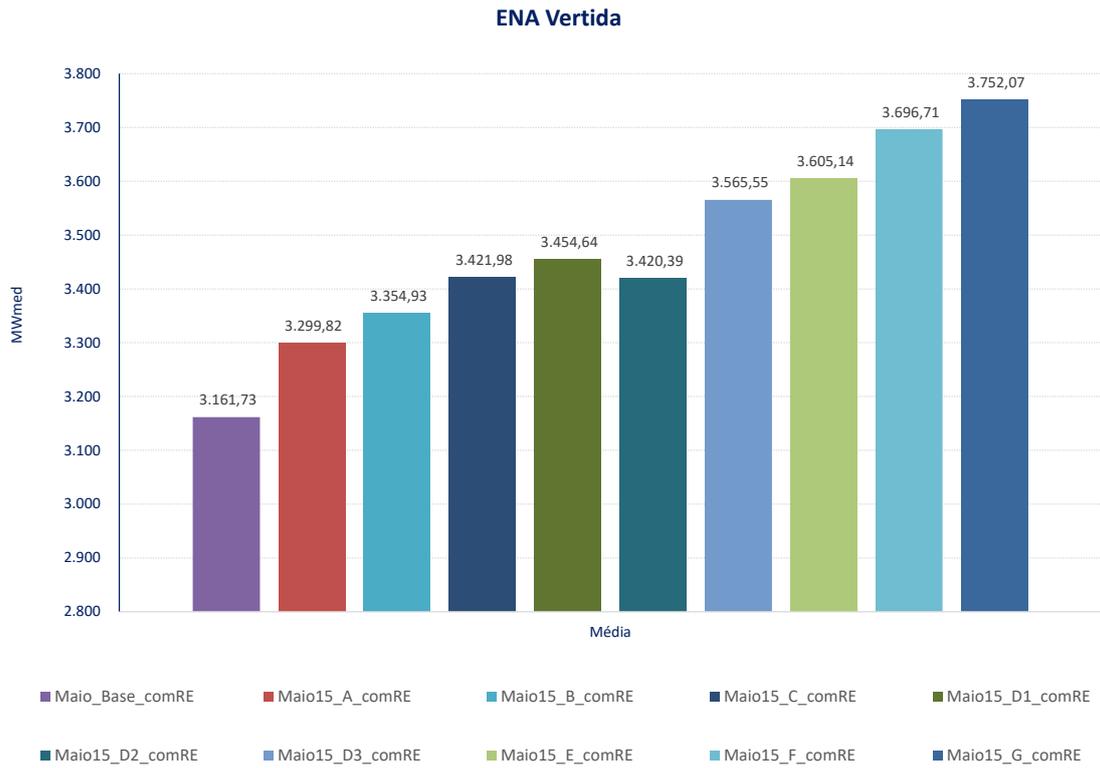
A Figura 5.56 ilustra a média das 2000 séries de geração hidráulica para cada mês e caso estudado, onde observamos que os casos com melhor representação do regime hidrológico apresentou elevação da geração hidráulica.



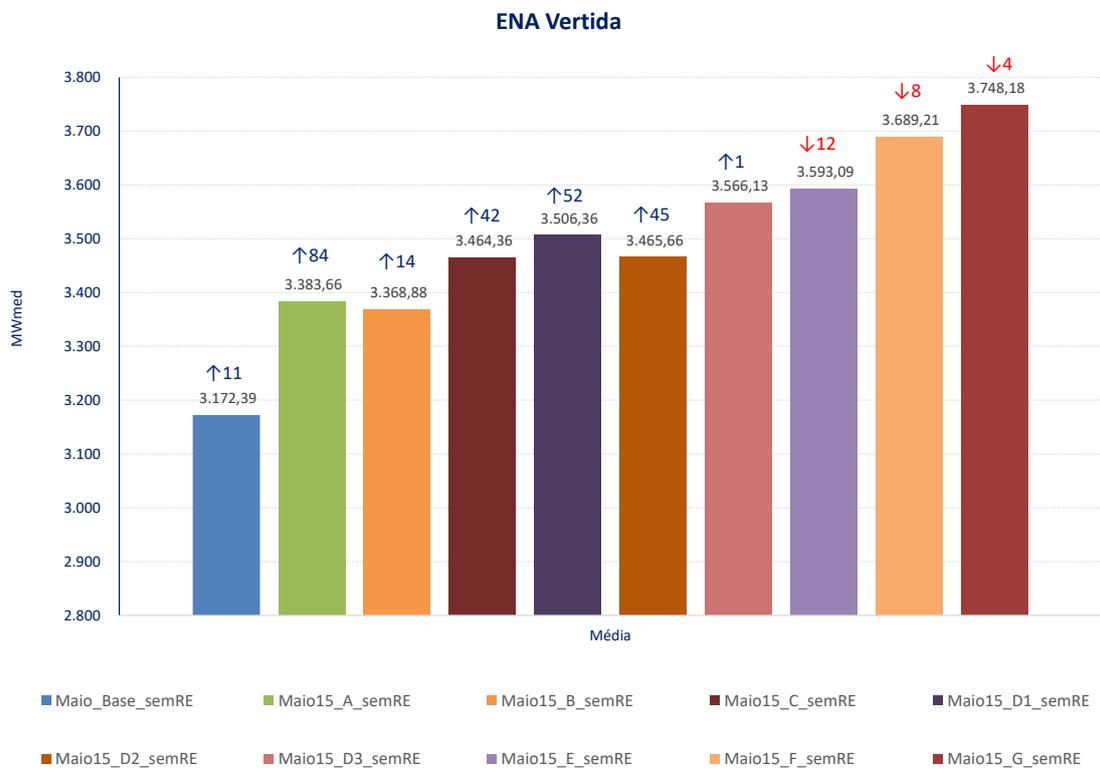
**Figura 5.56 Geração hidráulica – Média 2000 Séries – PLD MAI/15**

## 5.2.7 Energia vertida

As Figura 5.57 e Figura 5.58 mostram que a energia vertida aumenta à medida que a divisão entre os REEs fica mais segregada. Isso ocorre uma vez que as restrições de geração ficam mais evidentes.



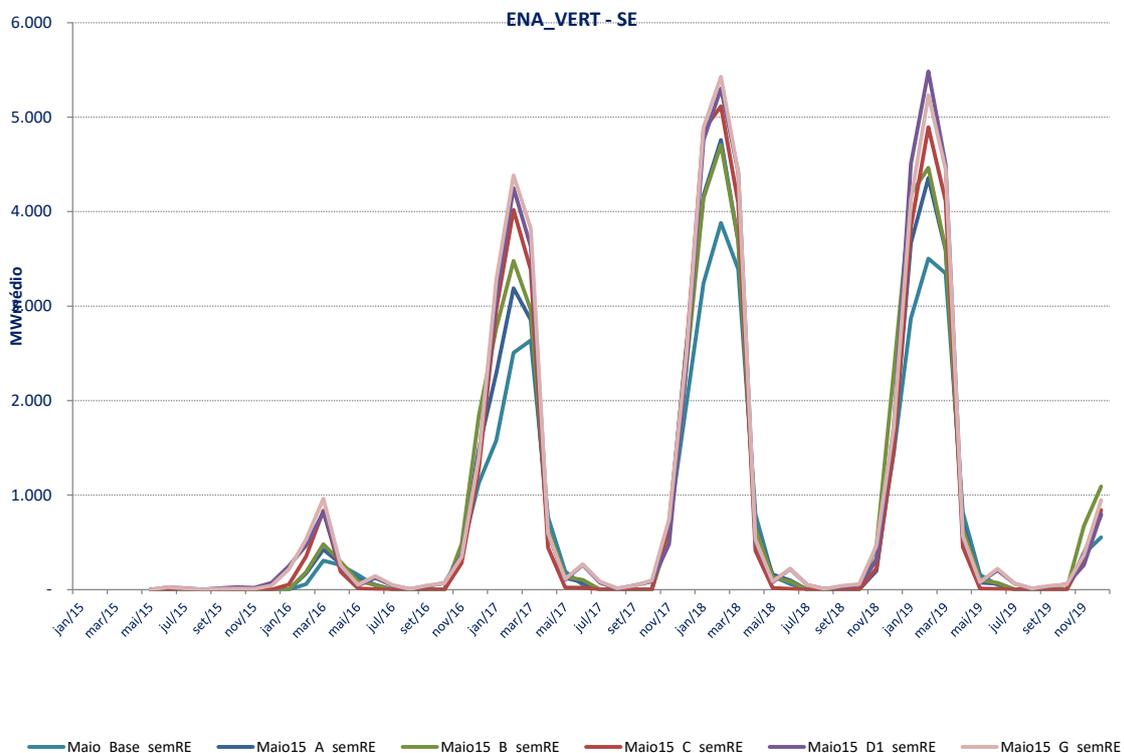
**Figura 5.57 ENA vertida com Restrição Elétrica – PLD MAI/15**



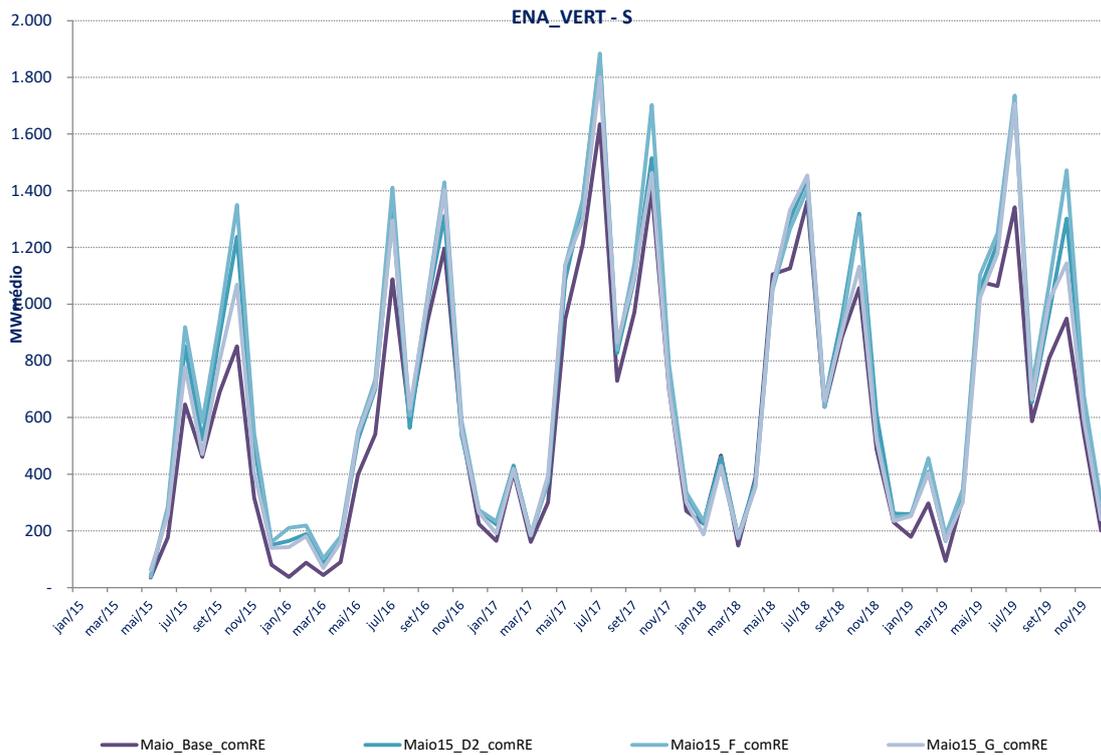
**Figura 5.58 ENA vertida sem Restrição Elétrica – PLD MAI/15**

As Figura 5.59 a Figura 5.61 ilustram a evolução temporal dos vertimentos médios para Sudeste, Sul e Norte respectivamente, apenas para as topologias que ocorre a segregação de seus respectivos REEs.

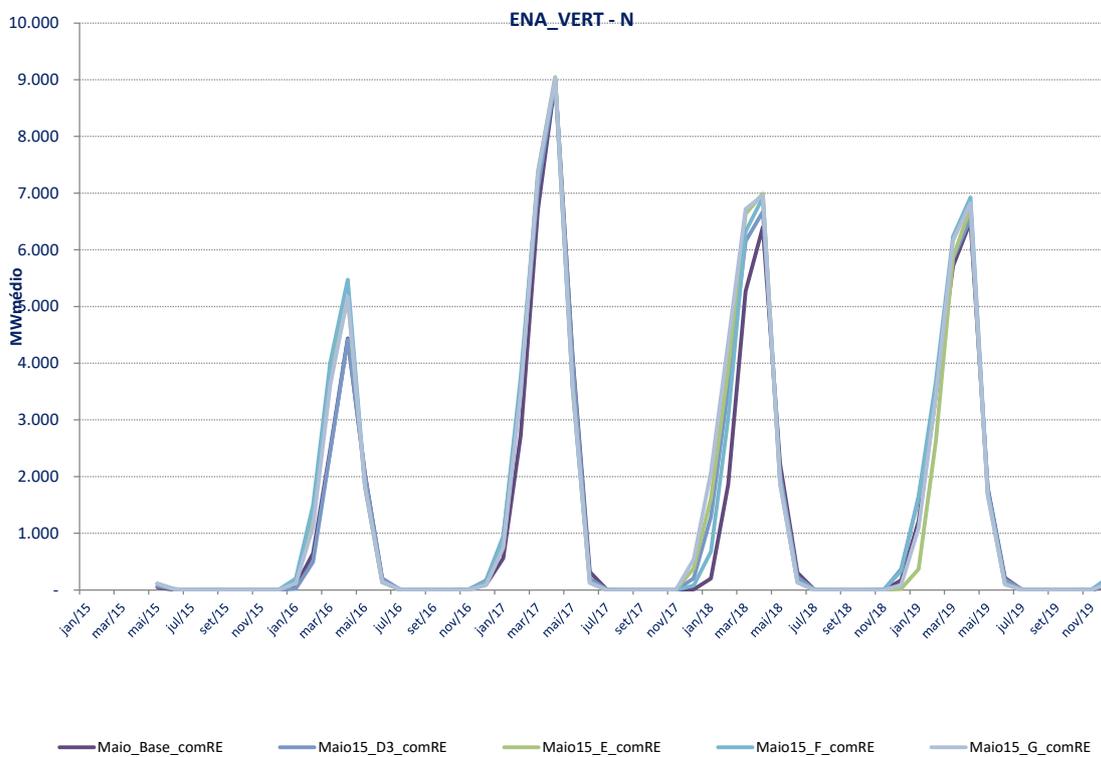
Para todos os submercados, observamos o aumento da energia vertida decorrente da maior divisão dos REEs.



**Figura 5.59 ENA vertida Sudeste – Média 2000 Séries – PLD MAI/15**



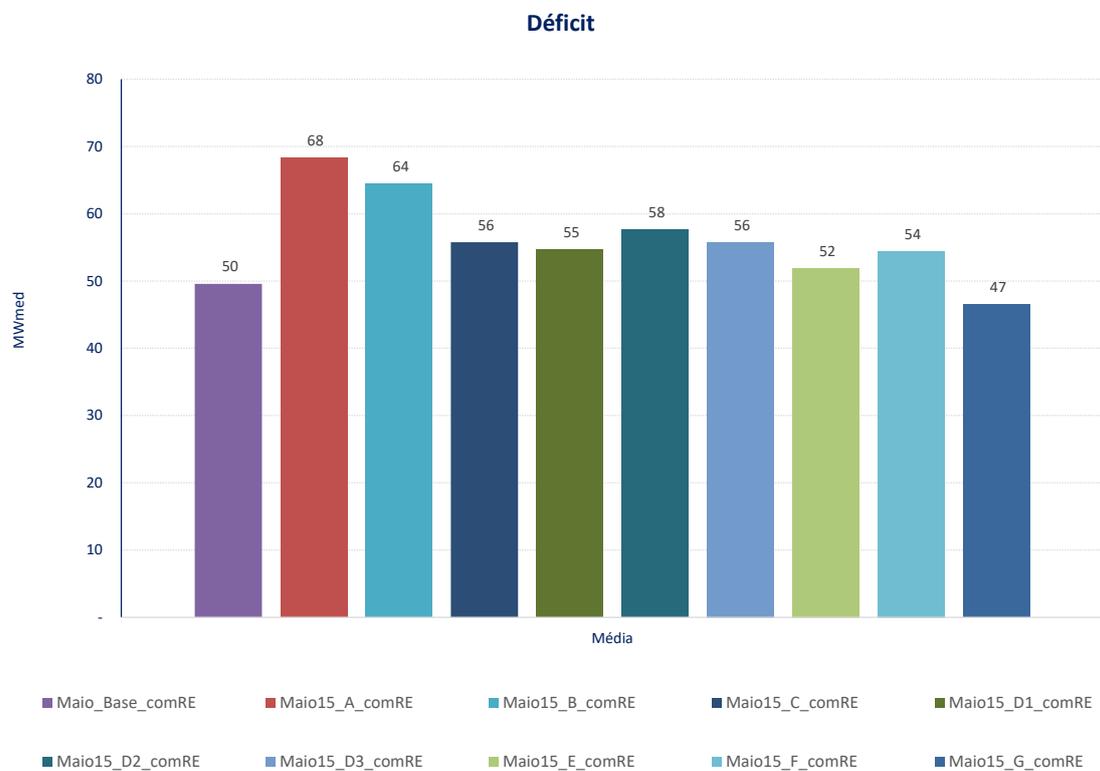
**Figura 5.60 ENA vertida Sul – Média 2000 Séries – PLD MAI/15**



**Figura 5.61 ENA vertida Norte – Média 2000 Séries – PLD MAI/15**

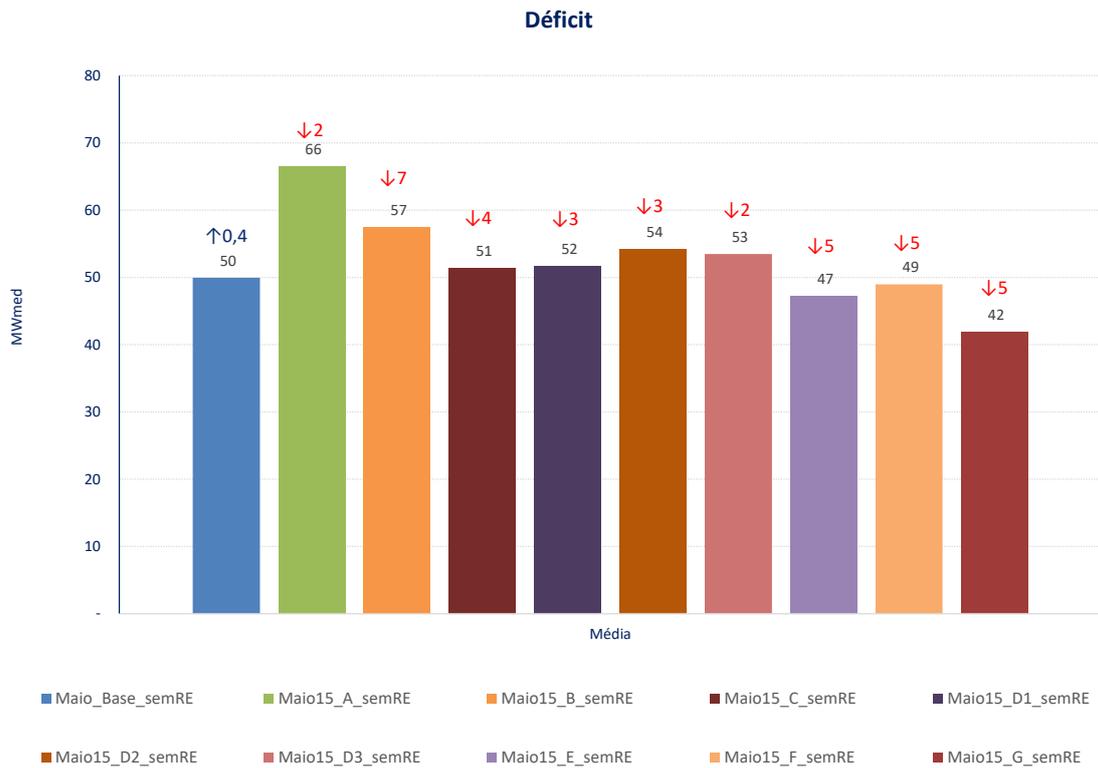
### 5.2.8 Déficit

De acordo com a Figura 5.62, o déficit de energia subiu para todas as topologias utilizadas, com exceção da G.



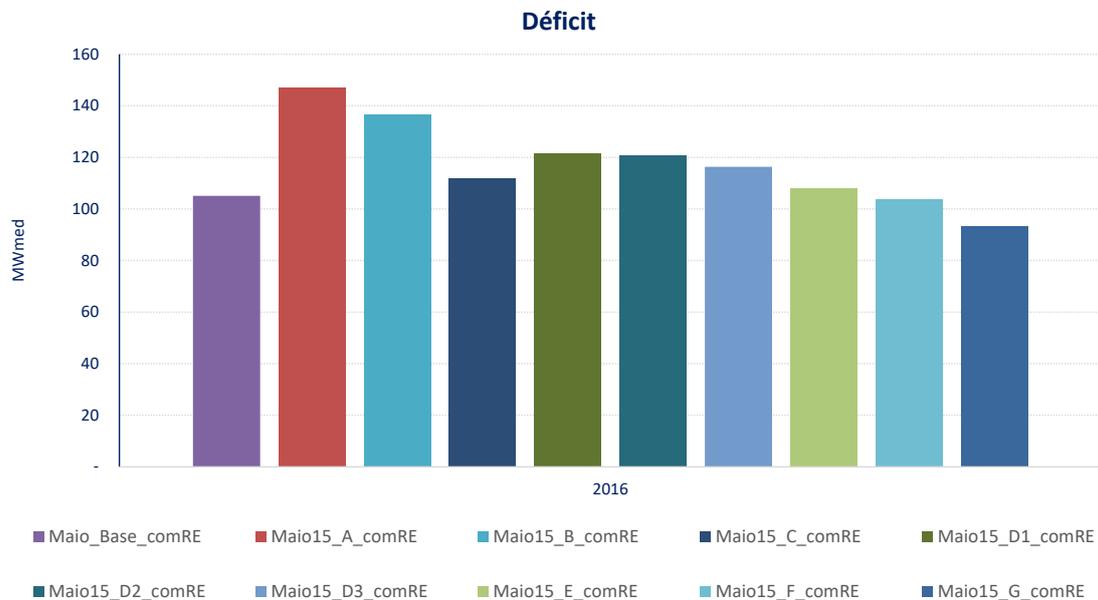
**Figura 5.62 Déficit com Restrição Elétrica – PLD MAI/15**

Na Figura 5.63Figura 5.30 observamos a redução do déficit médio em todas as topologias quando a restrição elétrica é desconsiderada, com exceção do B.

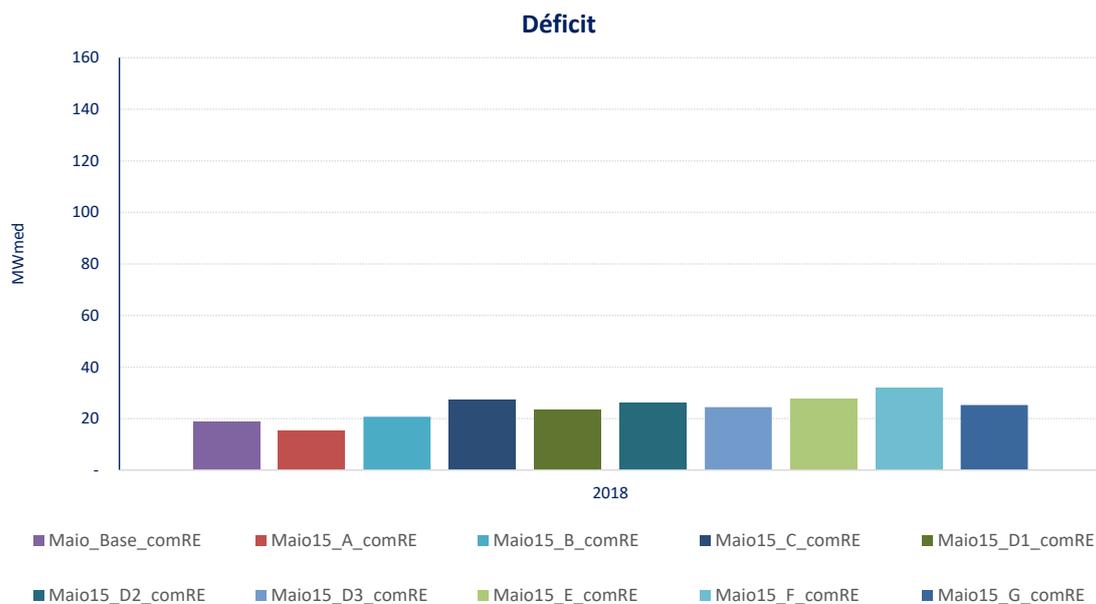


**Figura 5.63 Déficit sem Restrição Elétrica – PLD MAI/15**

As Figura 5.64 e Figura 5.65 mostram os déficits médios para os anos de 2016 e 2019, onde observamos que ao longo do tempo, os déficits se reduzem para todas as topologias estudadas.



**Figura 5.64 Déficit médio com Restrição Elétrica para 2016 – PLD MAI/15**

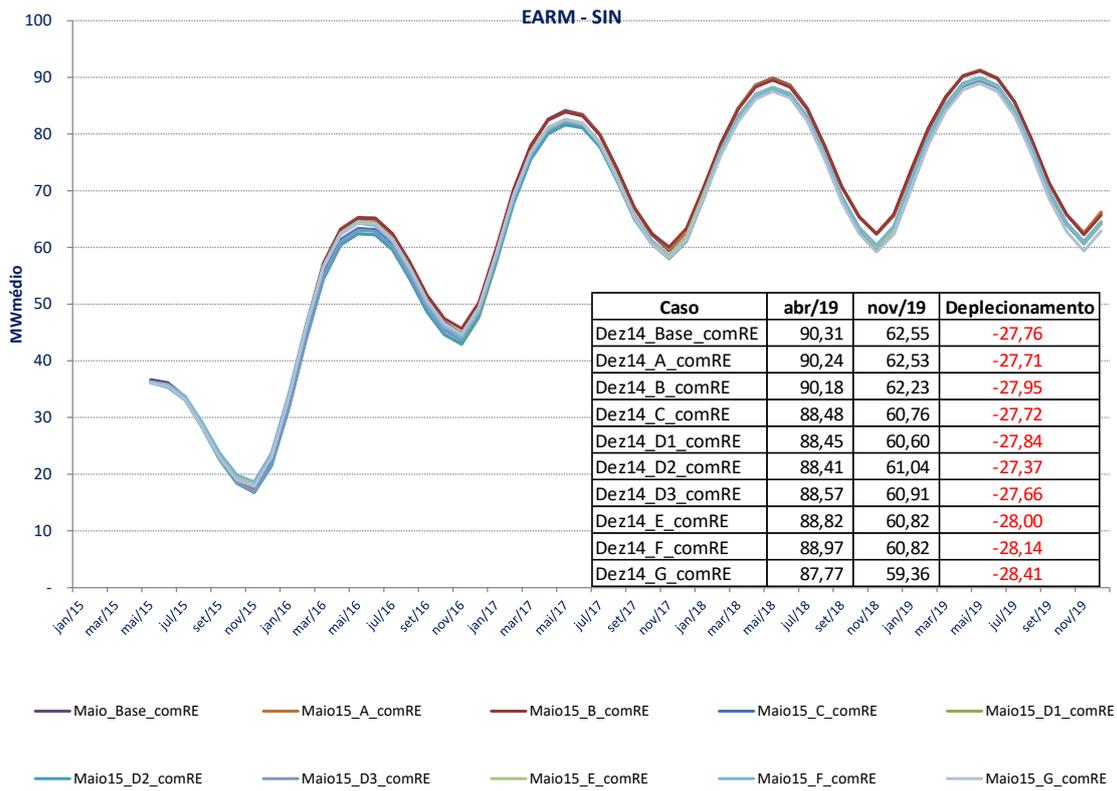


**Figura 5.65 Déficit médio com Restrição Elétrica para 2019 – PLD MAI/15**

### 5.2.9 Armazenamento de energia

A representação de diversos REEs, com regime hidrológico diverso, dentro do mesmo submercado permitiu melhor representação das restrições de geração e consequente melhoria nos resultados de vertimento. Esta representação aproxima os resultados proveniente dos modelos ao real, e se reflete no nível de armazenamento dos reservatórios.

Na Figura 5.66Figura 5.33 se observa que o caso com melhor representação apresentou o menor nível de armazenamento. Também observamos na tabela desta figura, que o deplecionamento verificado no período de abril a novembro de 2019 foi praticamente o mesmo para todas as topologias, em torno de 28%.



**Figura 5.66 EArm com Restrição Elétrica – PLD MAI/15**

### 5.3 PLD SET/15

Todos os casos do PLD SET/15 foram processados com e sem a consideração das restrições elétricas de escoamento de energia. Os dados referentes à todas as variáveis serão ilustrados da seguinte maneira:

- Dez configurações analisadas com restrição elétrica;
- Dez configurações analisadas sem restrição elétrica;
- Configurações Base, B, D3 e G com restrição elétrica;
- Configurações Base, B, D3 e G sem restrição elétrica;

A exceção aos critérios descritos é a ENA, que pelo fato de não apresentar diferenças significativas entre os casos, serão ilustradas em conjunto, com e sem a consideração da restrição elétrica.

Os valores referentes aos casos Base, B, D3 e G também foram ilustrados separadamente devido aos fatores descritos na conclusão deste relatório.

#### 5.3.1 Tempo de processamento

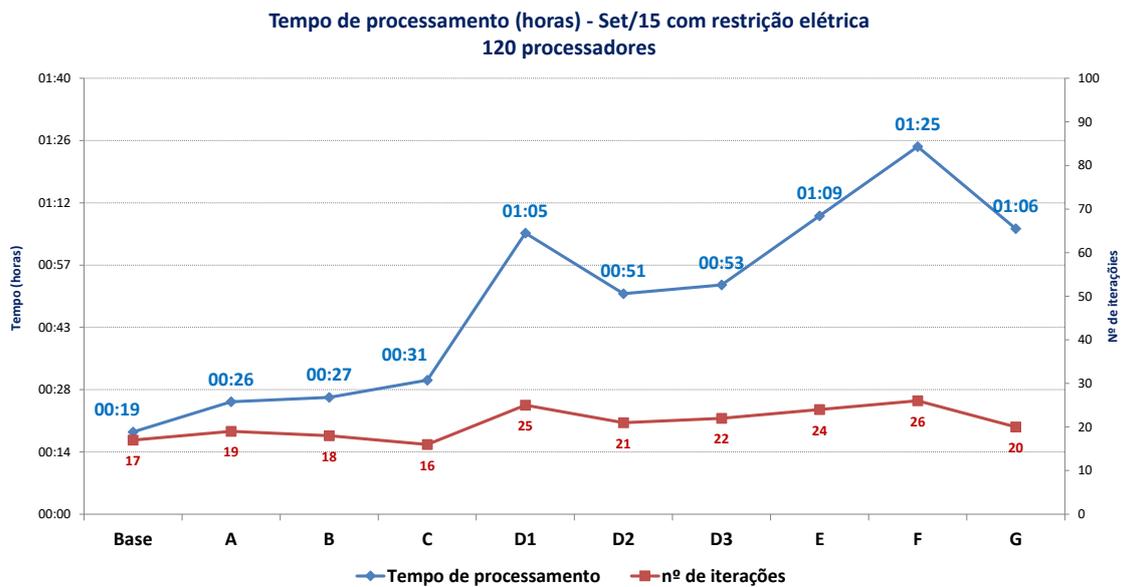
Na Figura 5.67 Figura 5.1 são apresentados os tempos de processamento do caso Base e das 9 propostas considerando o PLD SET/15, bem como o número de iterações necessários para a convergência de cada caso. Os casos foram processados com a tendência hidrológica fornecida em vazão por usina hidrelétrica, e o número de iterações necessário para a convergência do processo de cálculo da política ótima de operação.

Os casos são processados na CCEE em 13 servidores, que variam de 4 a 6 processadores cada, com velocidade de processamento que varia de 2,0 a 3,6 GHz e memória física de 48 GB cada.

A versão do sistema operacional é Red Hat Enterprise Linux Server release 66 (Santiago) e a versão do MPI é MPICH Version 3.1.

O processamento é distribuído, otimizando serviços e processos, para execuções em paralelo e aproveitamento máximo dos recursos do Cluster.

Todos os casos foram executados com 120 processadores e com todos os flags que minimizam o tempo de processamento habilitados no arquivo DGER.DAT (gerenciamento externo de PLS, comunicação em dois níveis, armazenamento local de arquivos temporários, alocação em memória da energia natural afluyente e alocação em memória dos cortes da função de custo futuro).

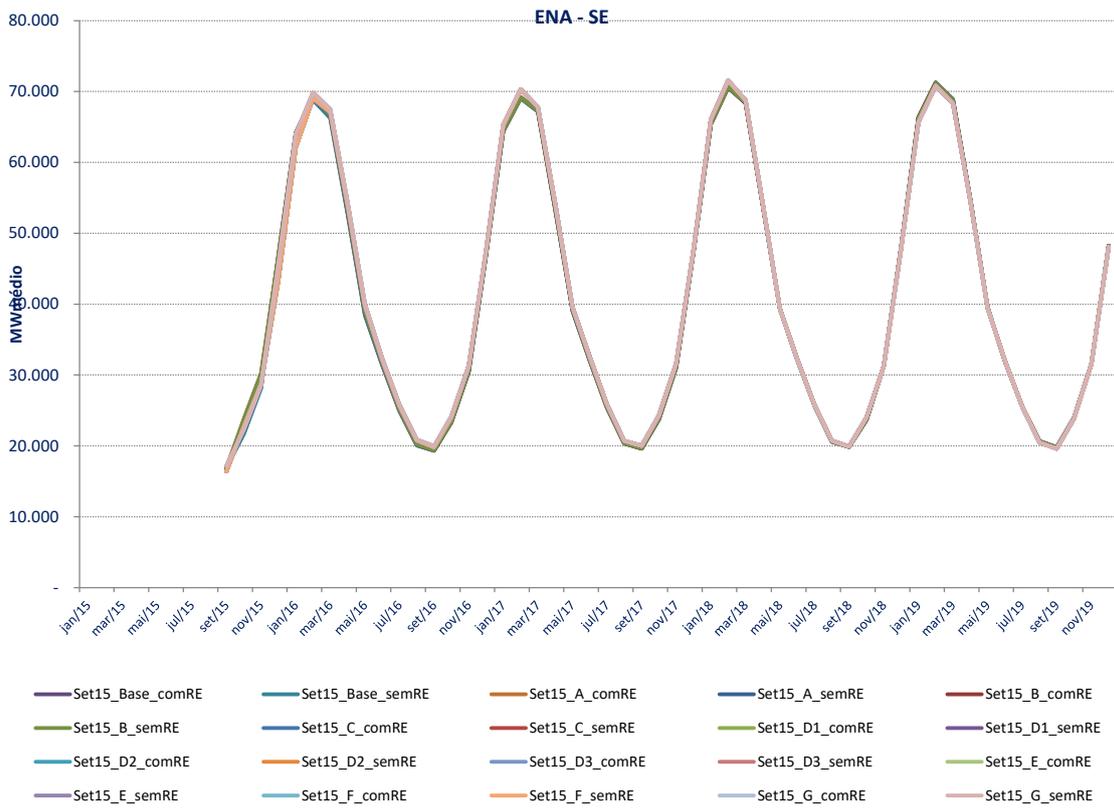


**Figura 5.67 - Tempo de processamento total – PLD SET/15**

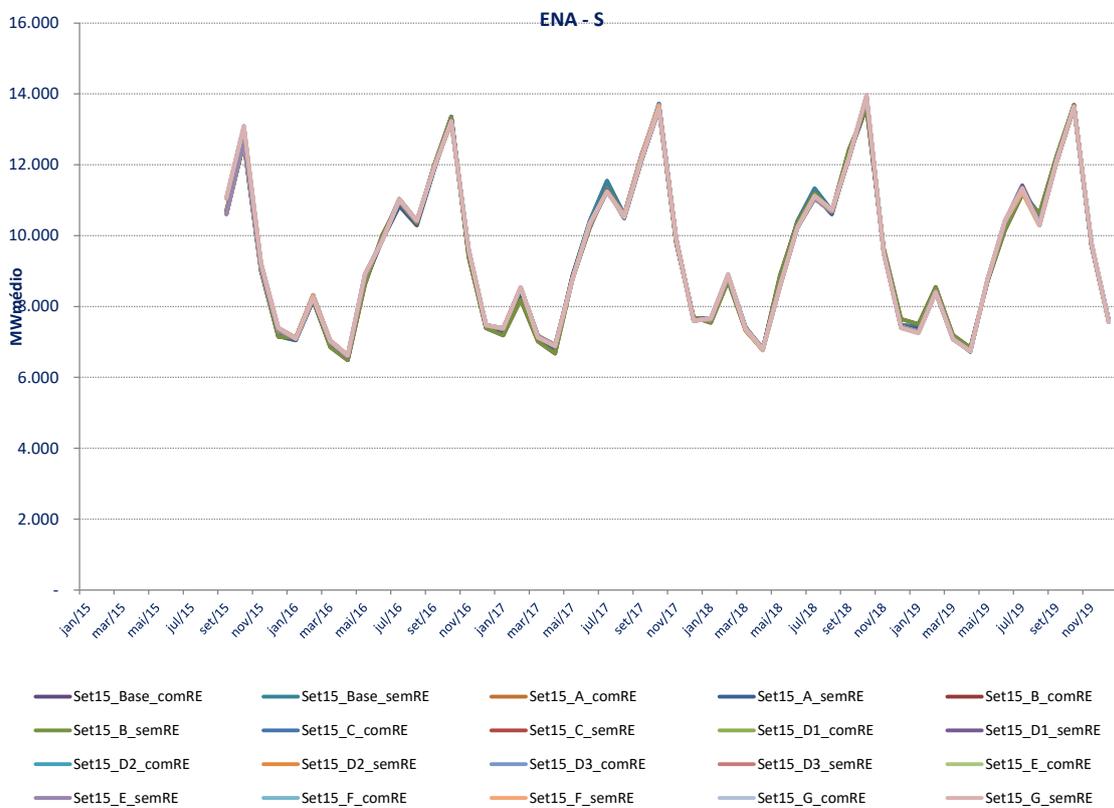
### 5.3.2 ENA

As Figura 5.68 a Figura 5.71 ilustram a evolução temporal das ENAs geradas para cada submercado, sendo que para os casos que contemplam mais de um REE por submercado, o valor ilustrado representa a soma das ENAs geradas para cada REE.

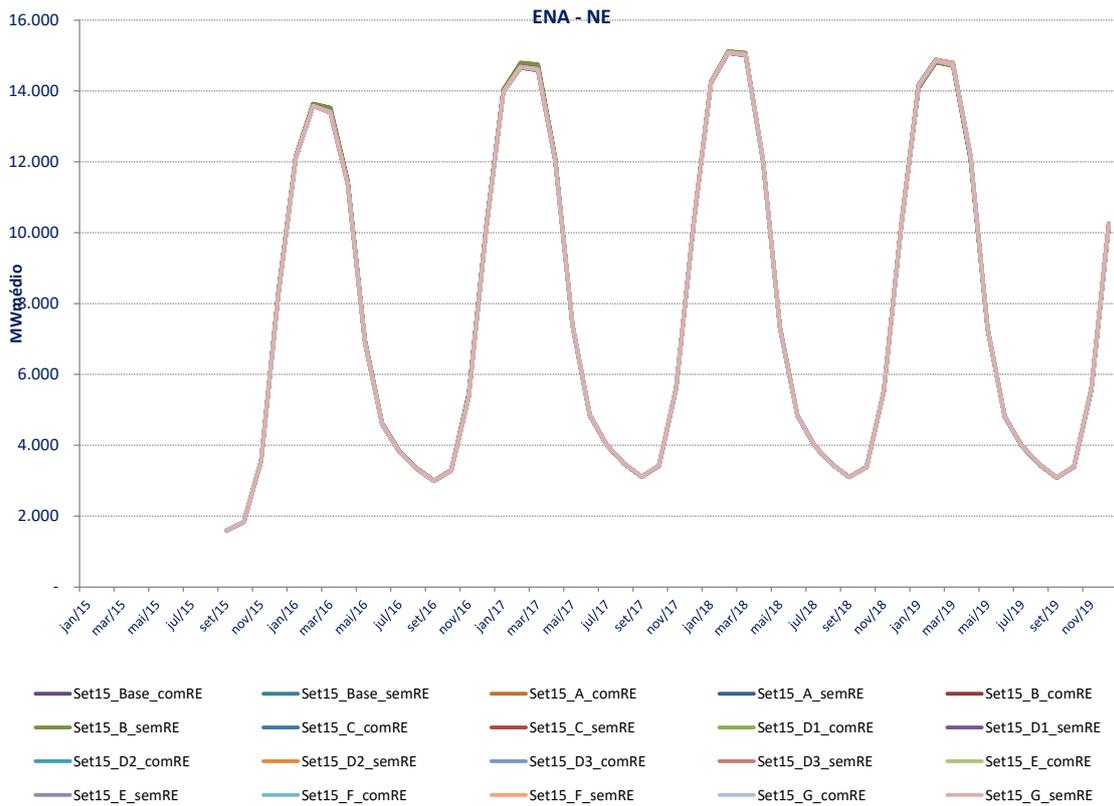
As diferenças verificadas nas ENAs geradas para os primeiros meses do horizonte de estudo ocorrem devido à tendência hidrológica considerada diferentemente para cada REE. Estas diferenças deixam de existir ao longo do horizonte uma vez que a tendência hidrológica passa a não mais influenciar os cenários de afluência gerados.



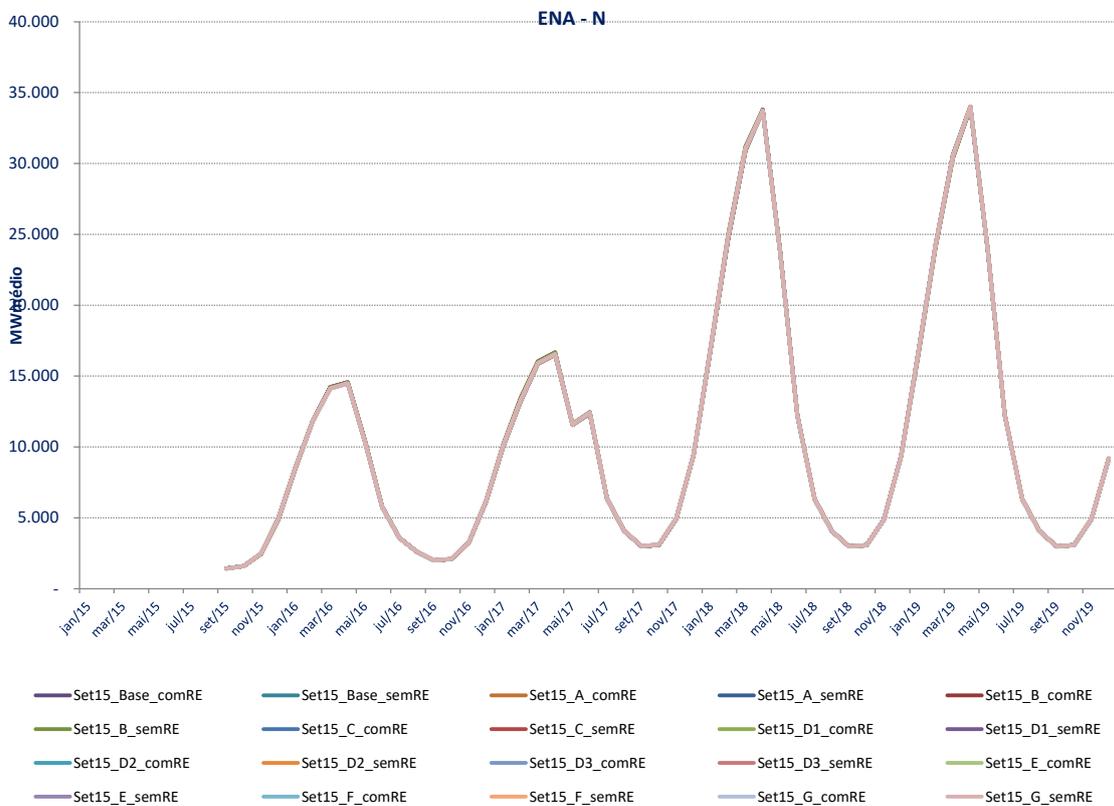
**Figura 5.68 – ENA Sudeste – PLD SET/15**



**Figura 5.69 – ENA Sul – PLD SET/15**



**Figura 5.70 – ENA Nordeste – PLD SET/15**



## Figura 5.71 – ENA Norte – PLD SET/15

### 5.3.3 Custo total de operação

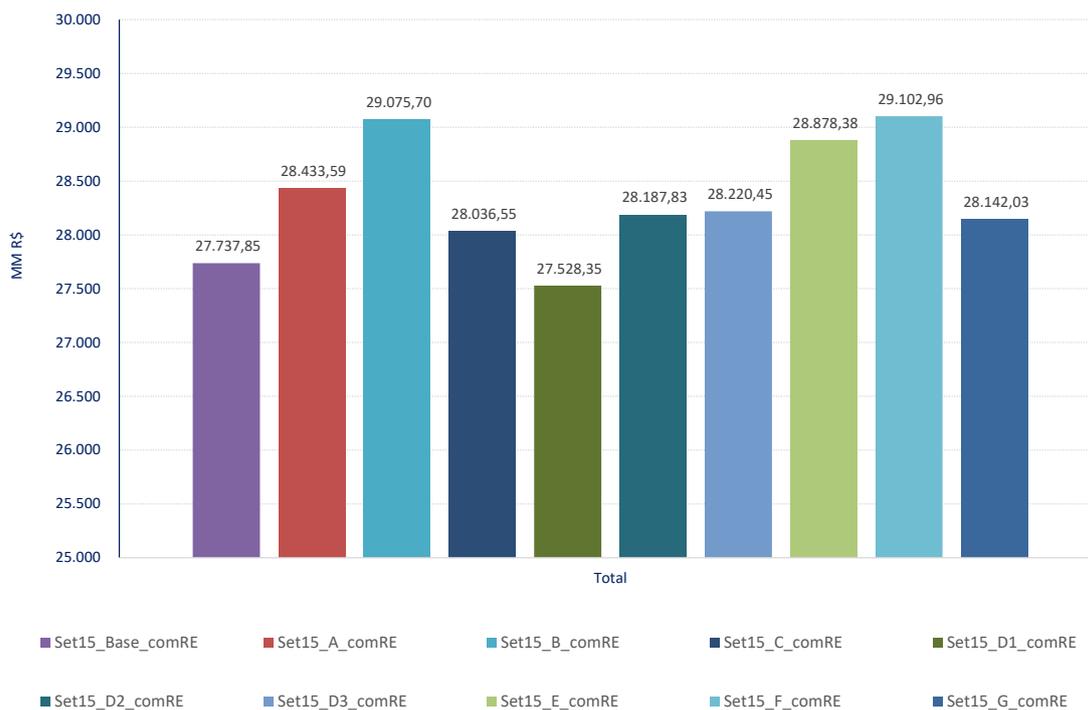
As Figura 5.72 e Figura 5.73 trazem o Custo Total de Operação – CTO para os casos analisados, com e sem a consideração da restrição elétrica. Os valores ilustrados refletem a média de todo o horizonte de estudo.

O caso base, que considera o SIN agregado, tende a ter o menor custo, uma vez que ele tem uma visão otimista da operação. A agregação dos REEs em um mesmo submercado, faz com que o excesso de afluência de um determinado REE<sub>1</sub> possa ser gerado em outro REE<sub>2</sub> do mesmo submercado que não tenha afluência suficiente, ou seja, a geração do REE<sub>2</sub> ocorrerá com uma afluência que não pertence a ele, e sim ao REE<sub>1</sub>.

A topologia B reflete apenas o impacto da separação do REE Madeira, pertencente ao submercado Sudeste. Como o regime hidrológico deste REE é diferente do regime do Sudeste, a desagregação deste REE do Sudeste faz com que a afluência do Madeira deixe de ser aproveitada pela capacidade de geração do Sudeste, provocando elevação no CTO.

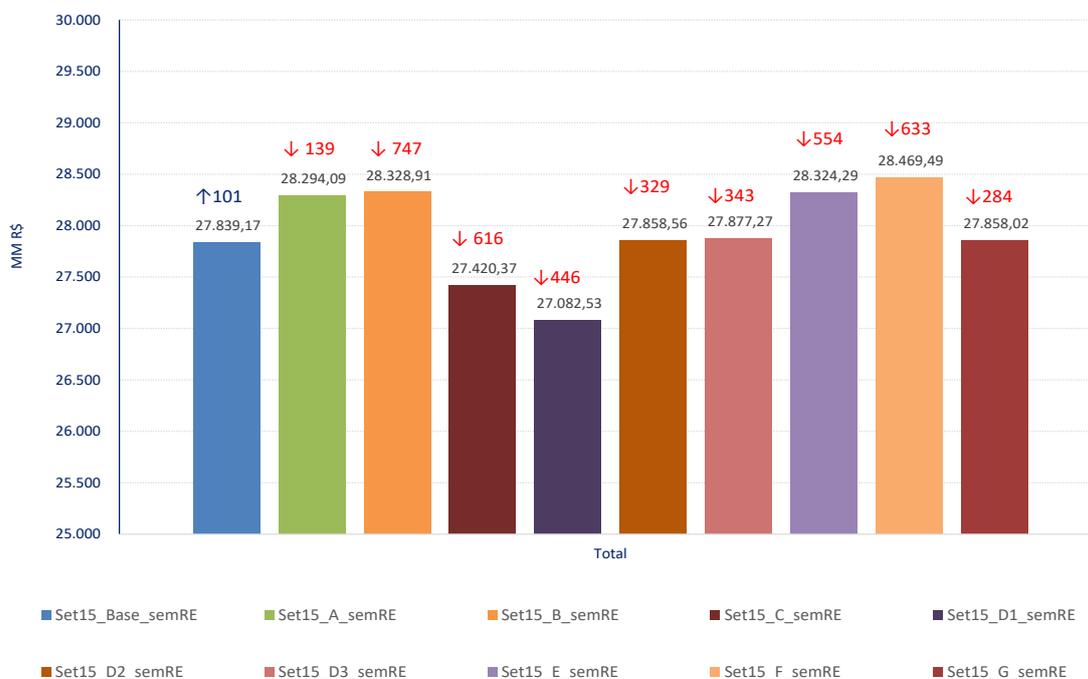
A medida que a segregação aumenta, os custos tenderiam a subir, uma vez as restrições são melhor representadas, mas a complementariedade hidrológica entre os REEs compensa este efeito de elevação. Os efeitos da segregação depende de cada caso e condições do sistema.

### Custo Total de Operação



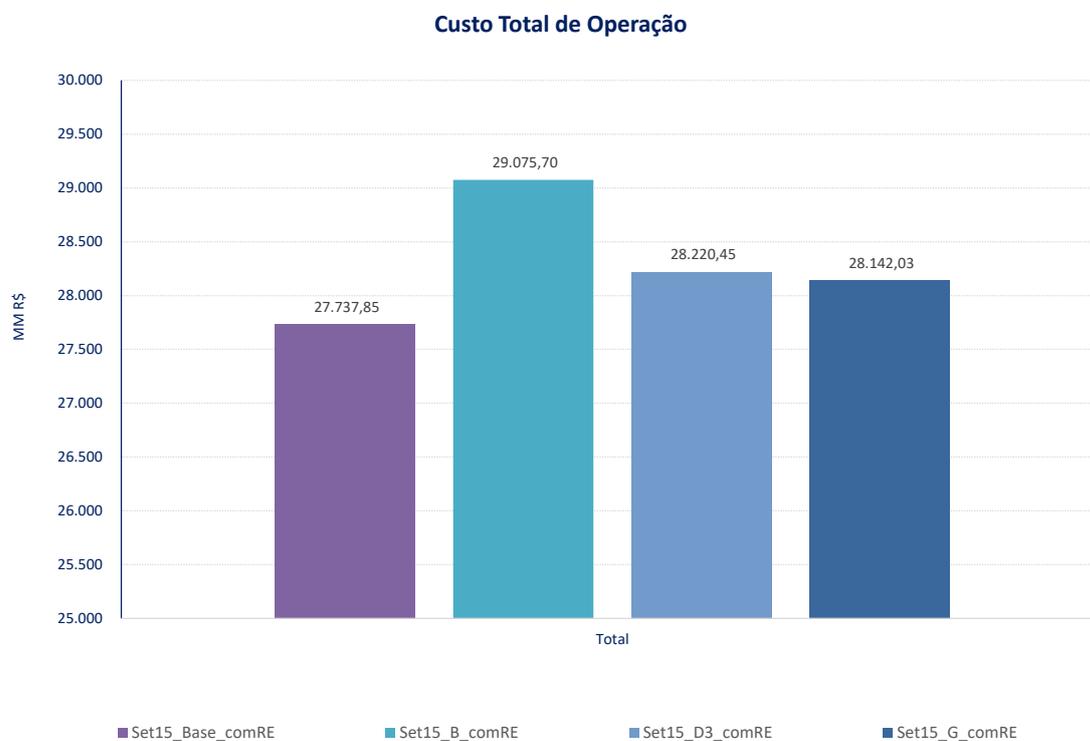
**Figura 5.72 Custo Total de Operação com Restrição Elétrica– PLD SET/15**

### Custo Total de Operação

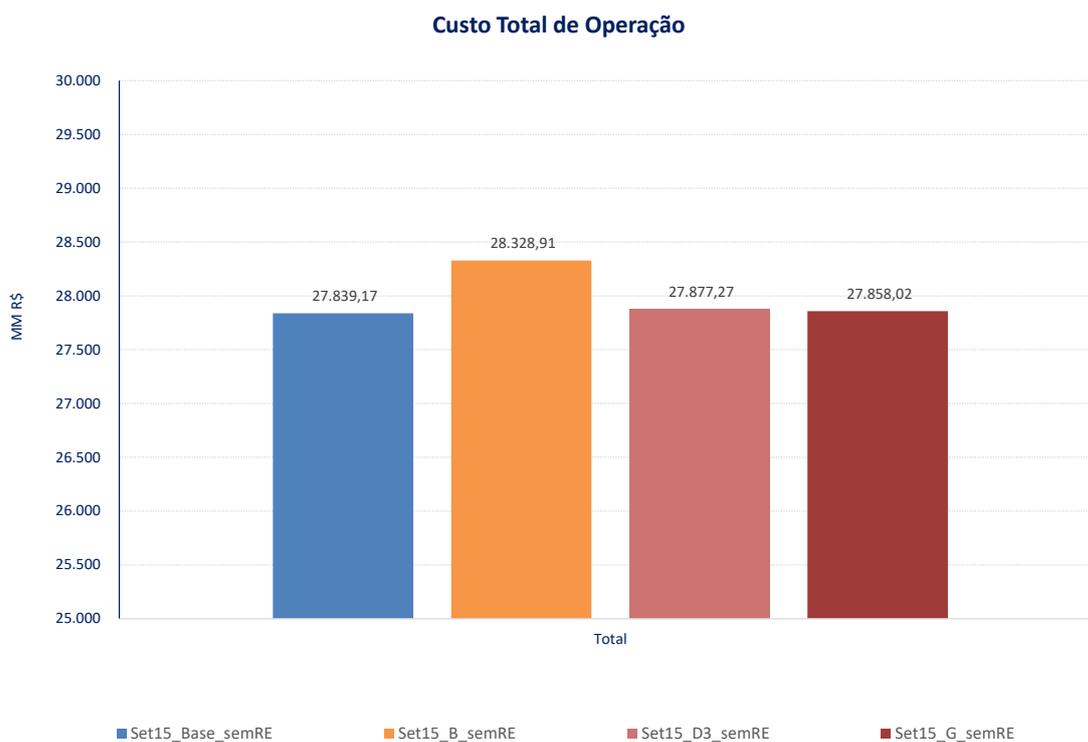


**Figura 5.73 Custo Total de Operação sem Restrição Elétrica– PLD SET/15**

As Figura 5.74 e Figura 5.75 ilustram os CTOs apenas para os casos Base, B, D3 e G. Estes casos foram seleccionados para ilustração aproximada considerando o descrito na conclusão deste relatório, onde o caso G representa a configuração mais detalhada, o D3 apresenta a configuração mais detalhada cujo tempo computacional é factível e o caso Base ilustra o resultados do processamento com apenas 4 REEs.



**Figura 5.74 Custo Total de Operação com Restrição Elétrica (Base, B, D3 e G) – PLD SET/15**



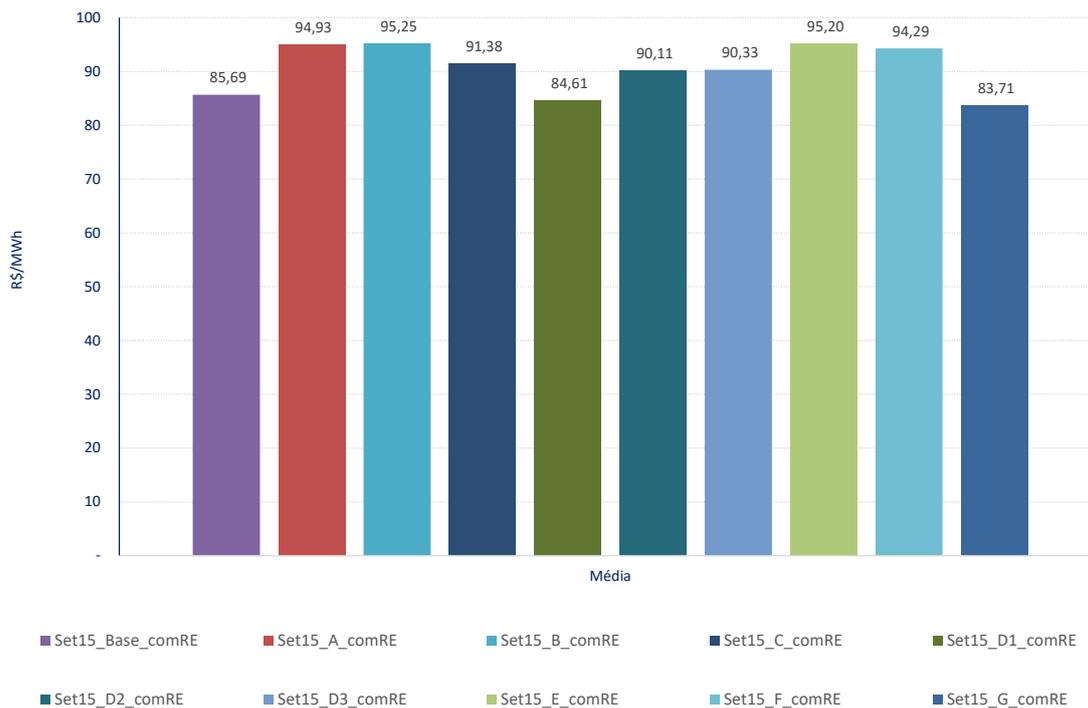
**Figura 5.75 Custo Total de Operação sem Restrição Elétrica (Base, B, D3 e G) - PLD SET/15**

### 5.3.4 Custo Marginal de Operação

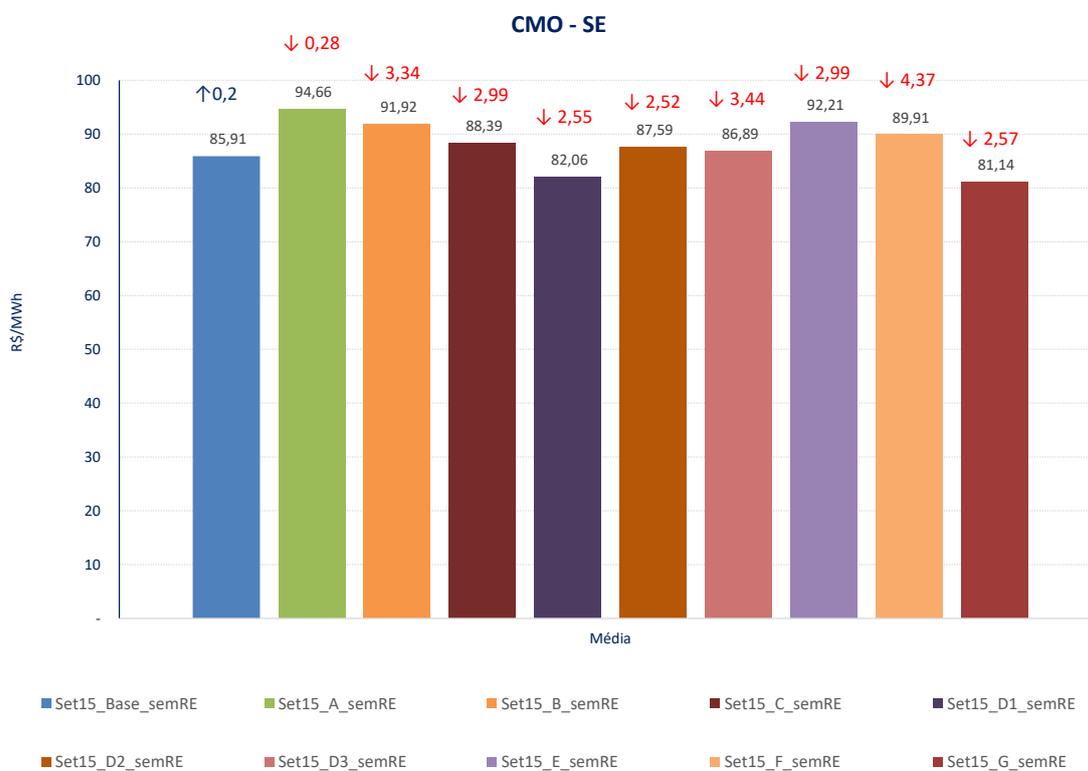
Embora tenha sido processado o caso do PLD, os valores ilustrados nas não foram limitados aos limites do PLD estabelecidos anualmente pela ANEEL. Se observa da Figura 5.76 a Figura 5.79 que o CMO apresenta o mesmo comportamento do CTO, ou seja, elevação na abertura dos REEs Madeira (caso A) e Madeira/Teles Pires (Caso B), tanto para as simulações com quanto para as simulações sem a restrição. Nos processamento sem a restrição elétrica, os custos caíram com exceção do caso Base.

Devido à semelhança dos valores entre os CMOs do Sudeste e dos demais submercados, apenas os valores do Sudeste serão demonstrados.

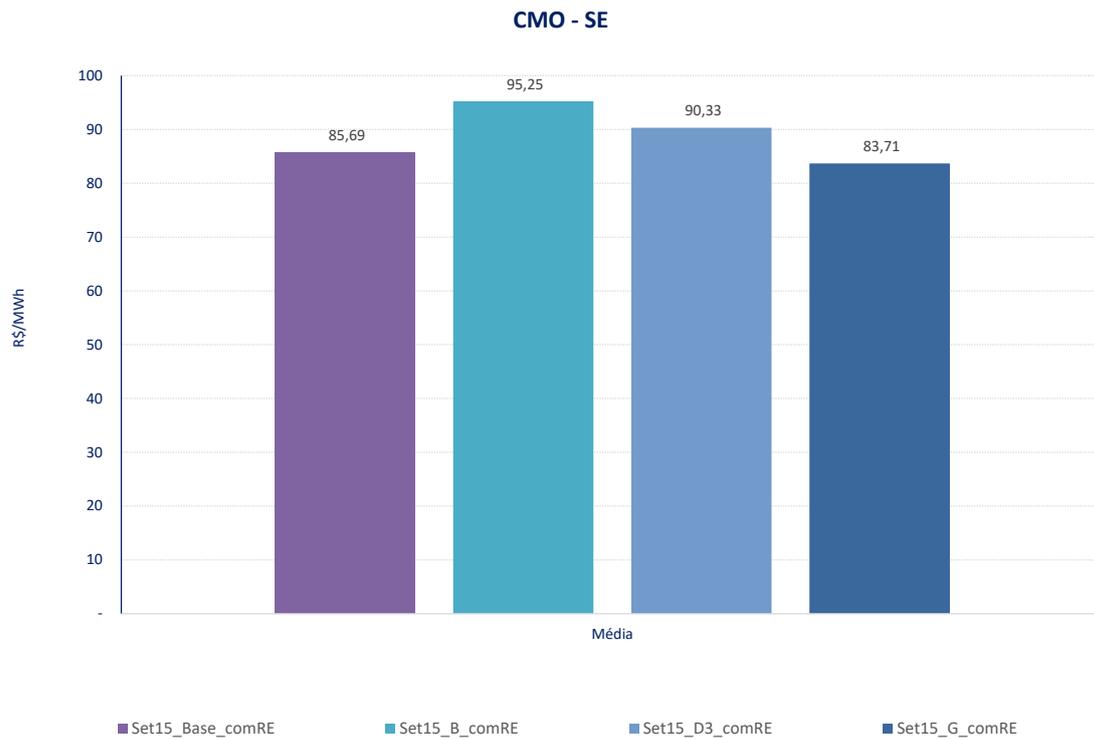
### CMO - SE



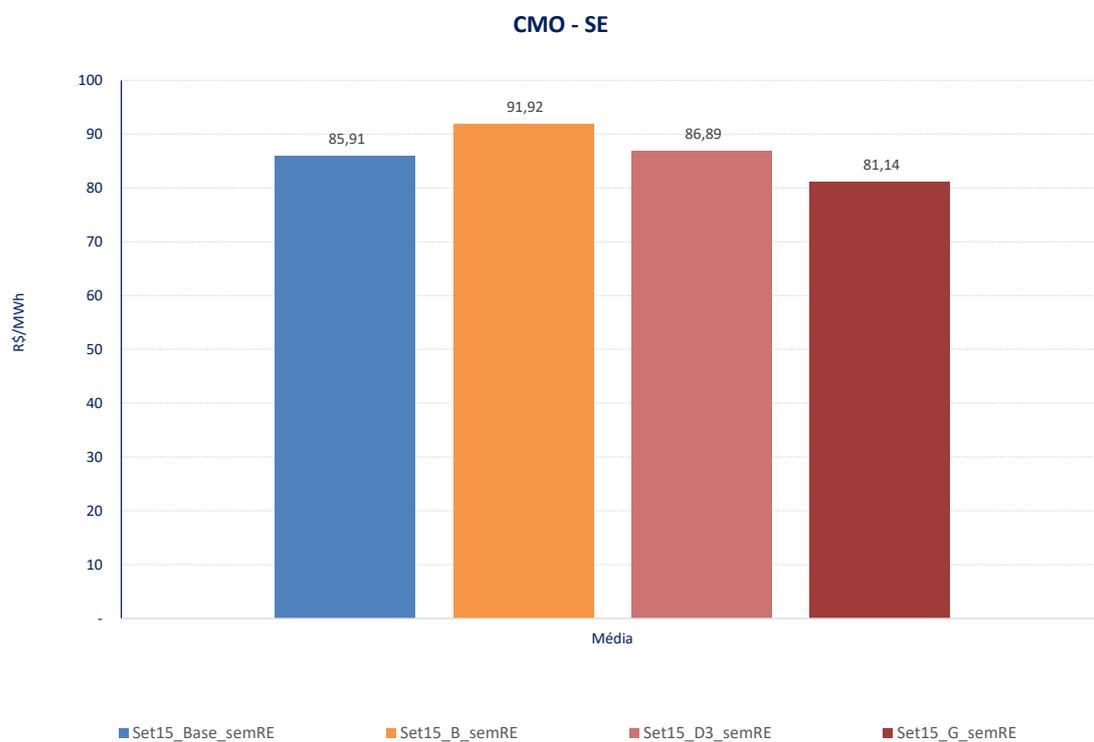
**Figura 5.76 CMO com Restrição Elétrica– PLD SET/15**



**Figura 5.77 CMO sem Restrição Elétrica– PLD SET/15**

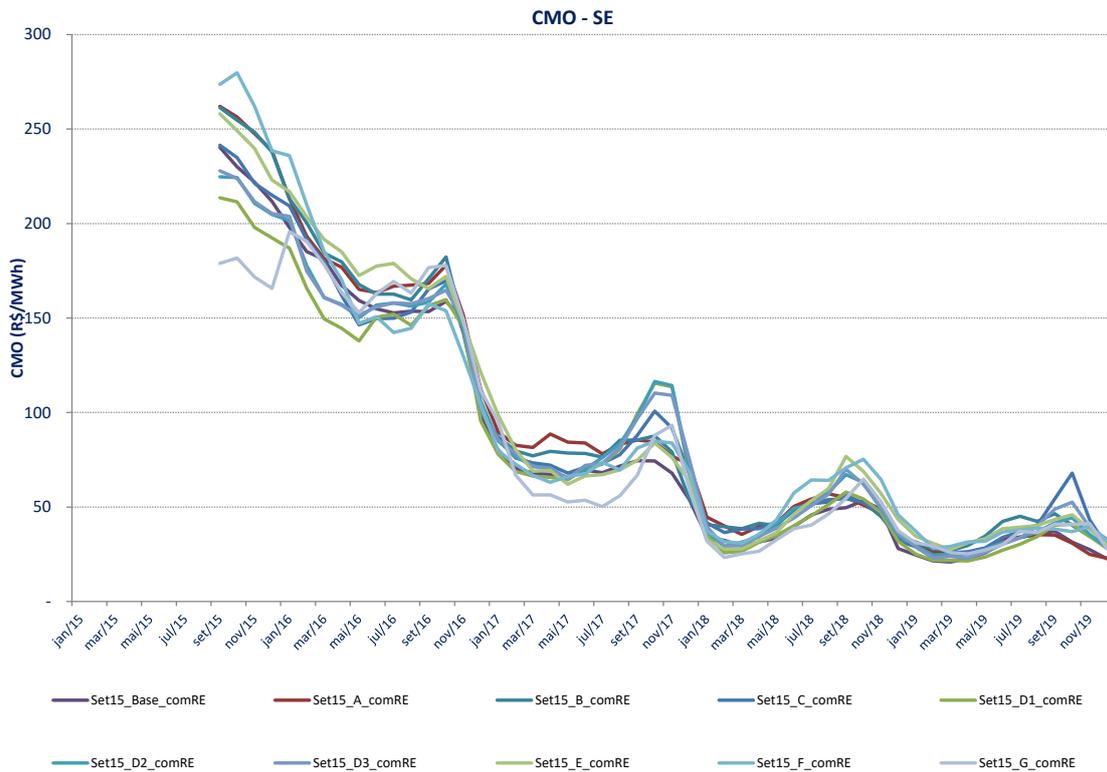


**Figura 5.78 CMO com Restrição Elétrica (Base, B, D3 e G) – PLD SET/15**



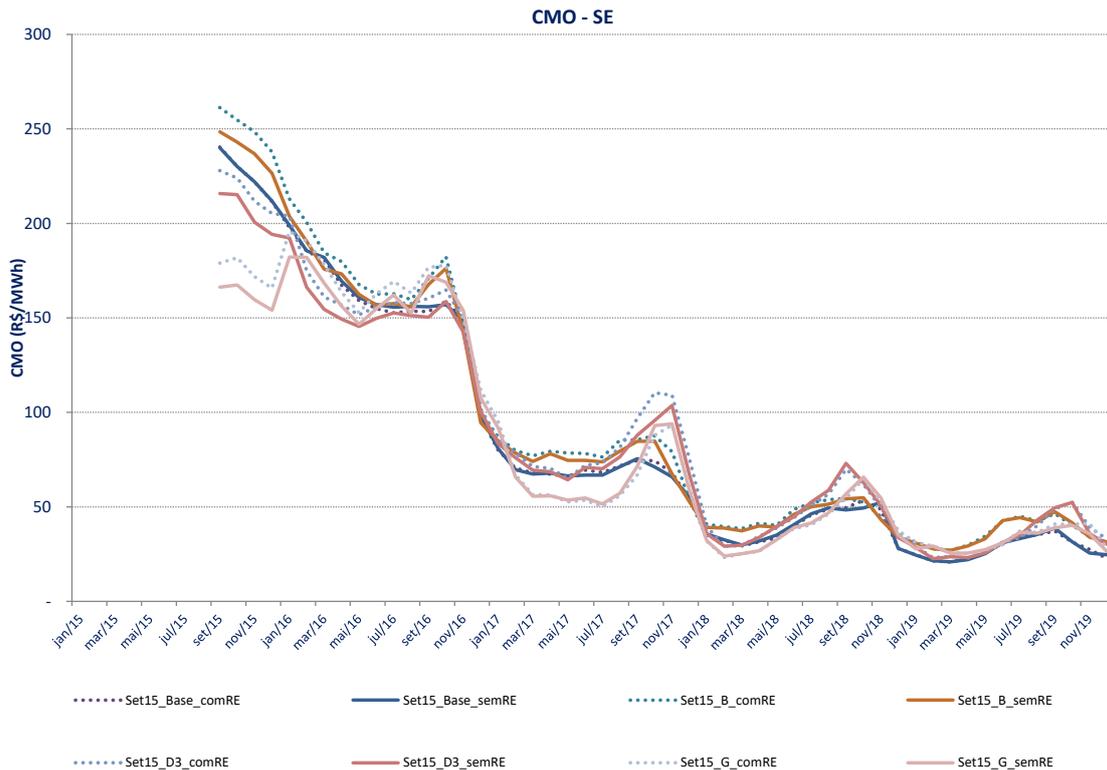
**Figura 5.79 CMO sem Restrição Elétrica (Base, B, D3 e G) – PLD SET/15**

As Figura 5.80 e Figura 5.81 também ilustram o CMO, mas a média das 2000 séries para todos os meses que compreendem o horizonte de estudo:



**Figura 5.80 CMO média 2000 séries – PLD SET/15**

Na Figura 5.81 e Figura 5.48 e Figura 5.15 são ilustrados os CMOs médios para os casos Base, B, D3 e G, com e sem a consideração da restrição elétrica, onde se observa que os casos segregados apresentam custo mais baixo que o caso base.

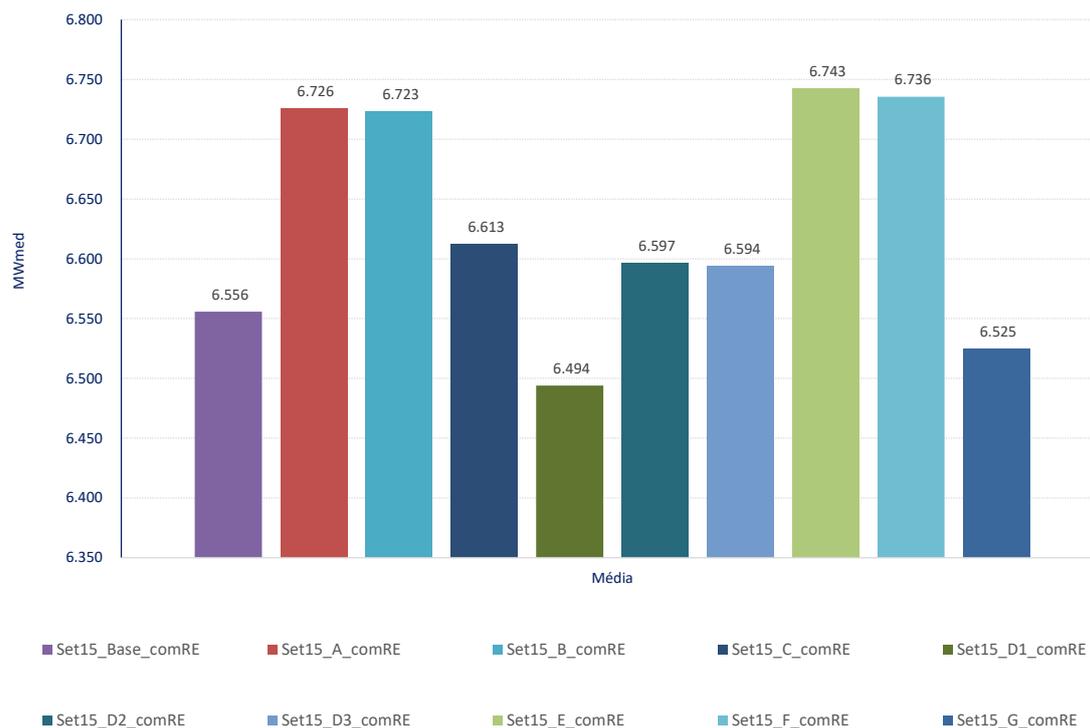


**Figura 5.81 CMO média 2000 séries (Casos Base, B, D3 e G) – PLD SET/15**

### 5.3.5 Geração Térmica

Os valores ilustrados nas Figura 5.82 a Figura 5.86 mostram a média da geração térmica despachada no horizonte de estudo. O impacto da elevação da geração térmica é totalmente refletido nos CTOs, assim como veremos que é um efeito da redução da geração hidráulica decorrente da melhor representação hidrológica do sistema.

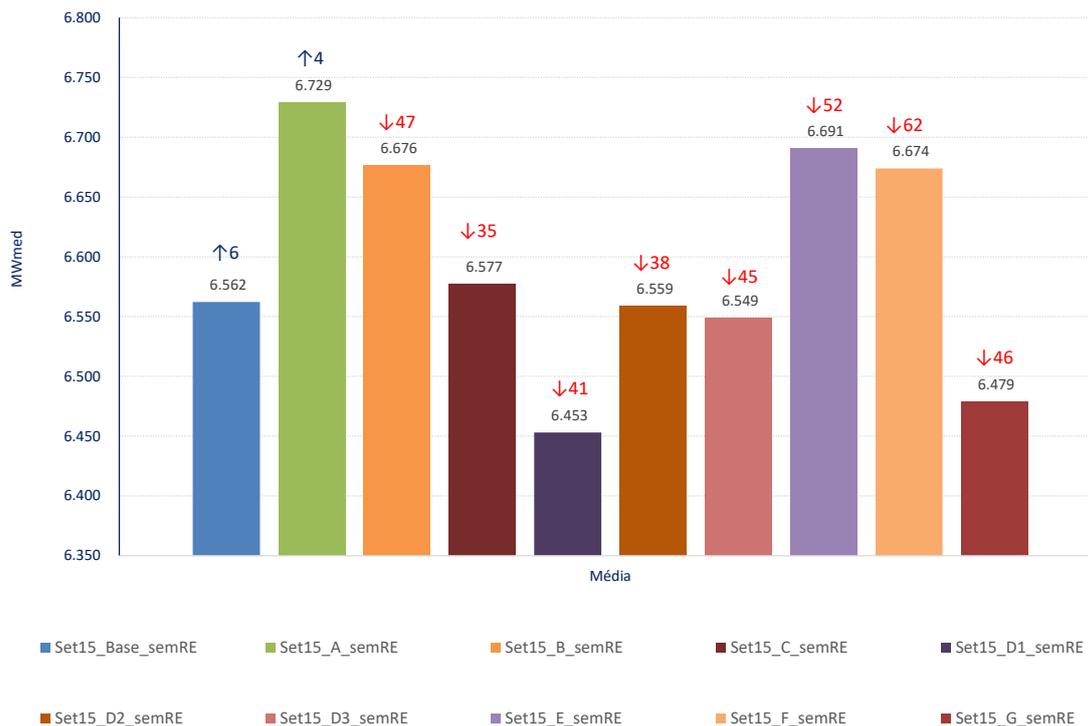
### Geração Térmica



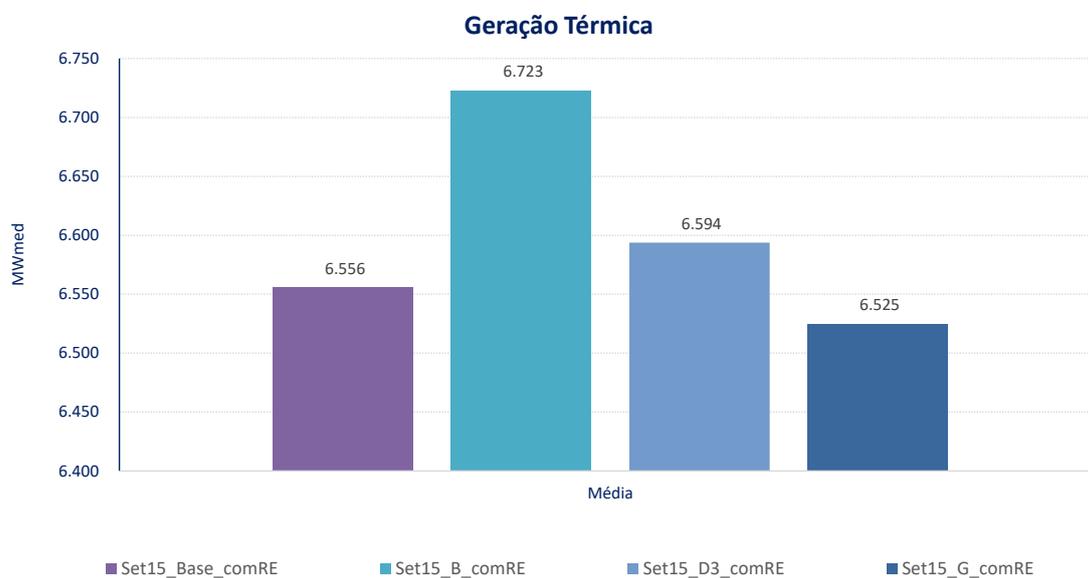
**Figura 5.82 Geração térmica com Restrição Elétrica – PLD SET/15**

Assim como verificado com o CTO, a medida que as restrições elétricas de escoamento deixaram de ser consideradas, a GT diminuiu uma vez que ocorreu maior disponibilidade de geração hidráulica. Este efeito é demonstrado na Figura 5.83Figura 5.50.

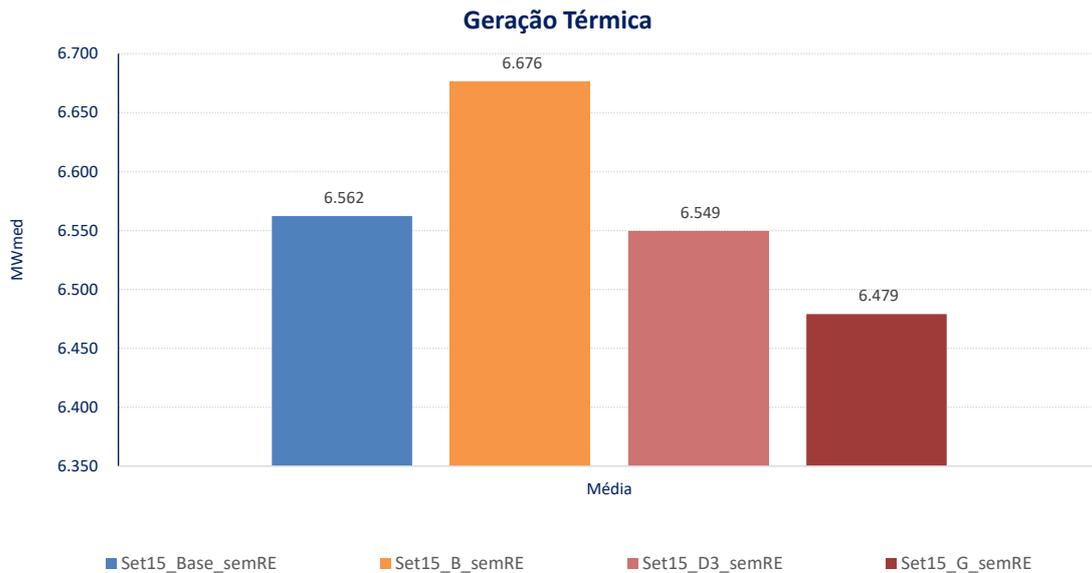
### Geração Térmica



**Figura 5.83 Geração térmica sem Restrição Elétrica – PLD SET/15**

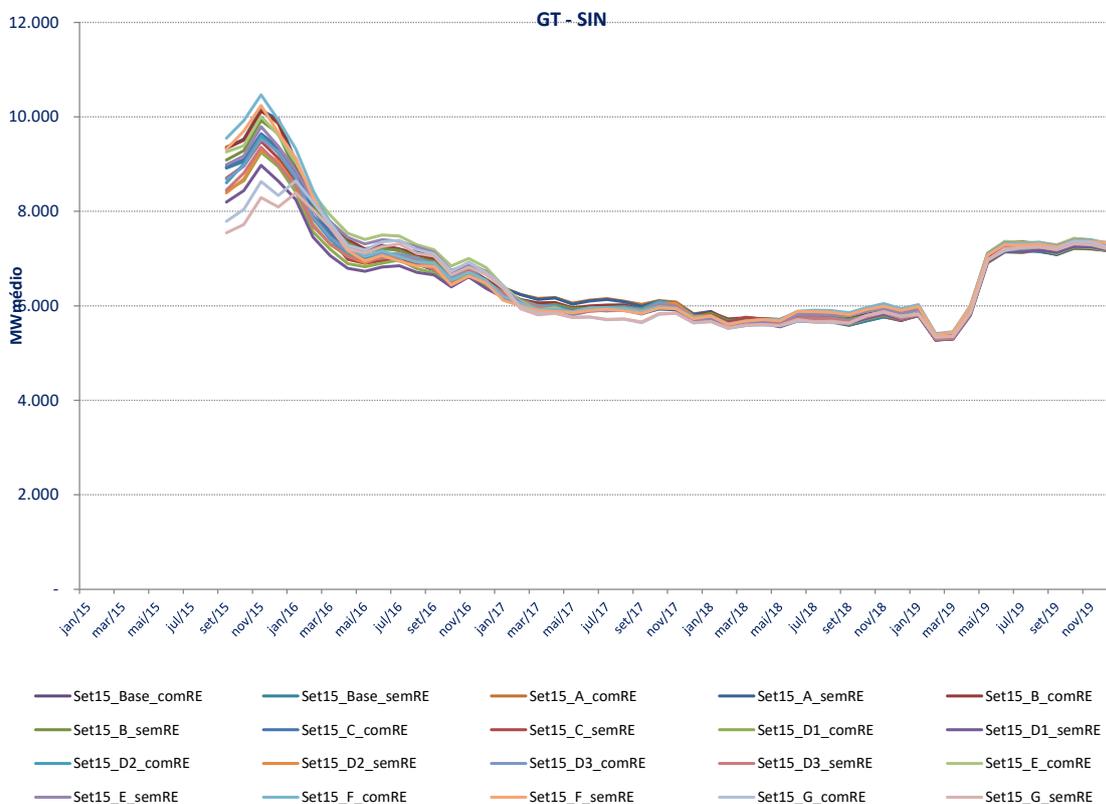


**Figura 5.84 Geração térmica com Restrição Elétrica (Casos Base, B, D3 e G) – PLD SET/15**



**Figura 5.85 Geração térmica sem Restrição Elétrica (Casos Base, B, D3 e G) – PLD SET/15**

A Figura 5.86 Figura 5.53 demonstra a evolução temporal da geração térmica média ao longo de todos os meses do horizonte de estudo. A geração apresenta o mesmo perfil para todos os casos estudados, apresentando elevação ou redução dependendo da topologia utilizada.

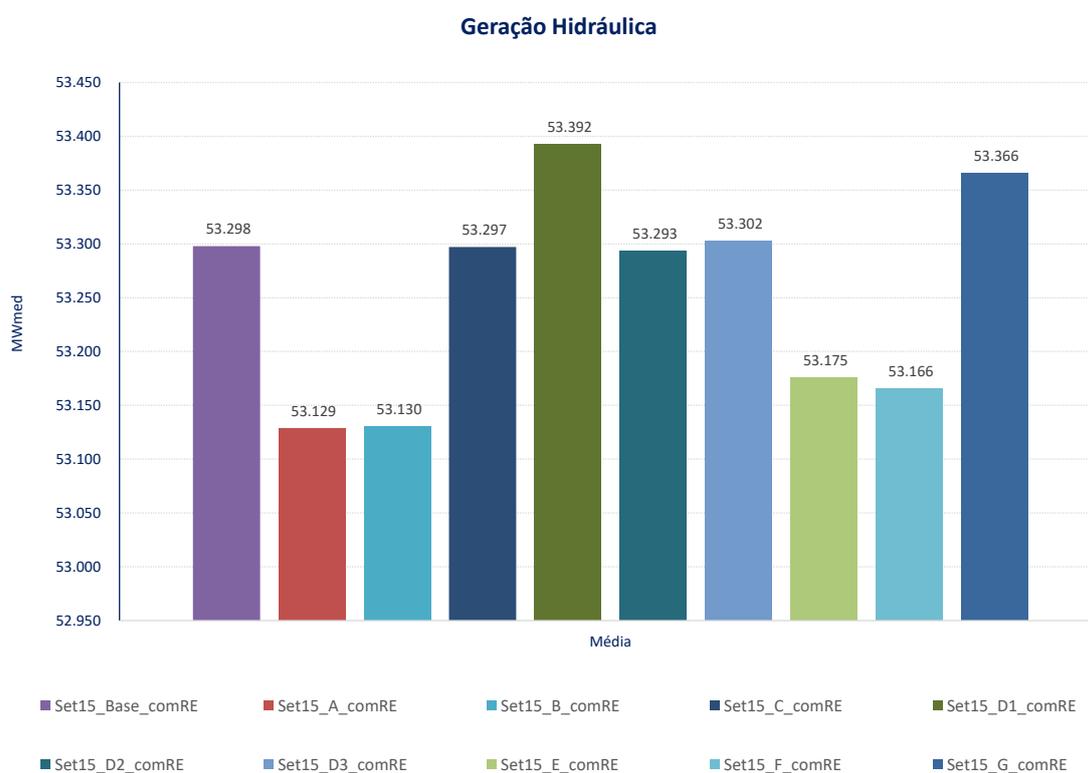


**Figura 5.86 Geração térmica – Média 2000 Séries– PLD SET/15**

### 5.3.6 Geração Hidráulica

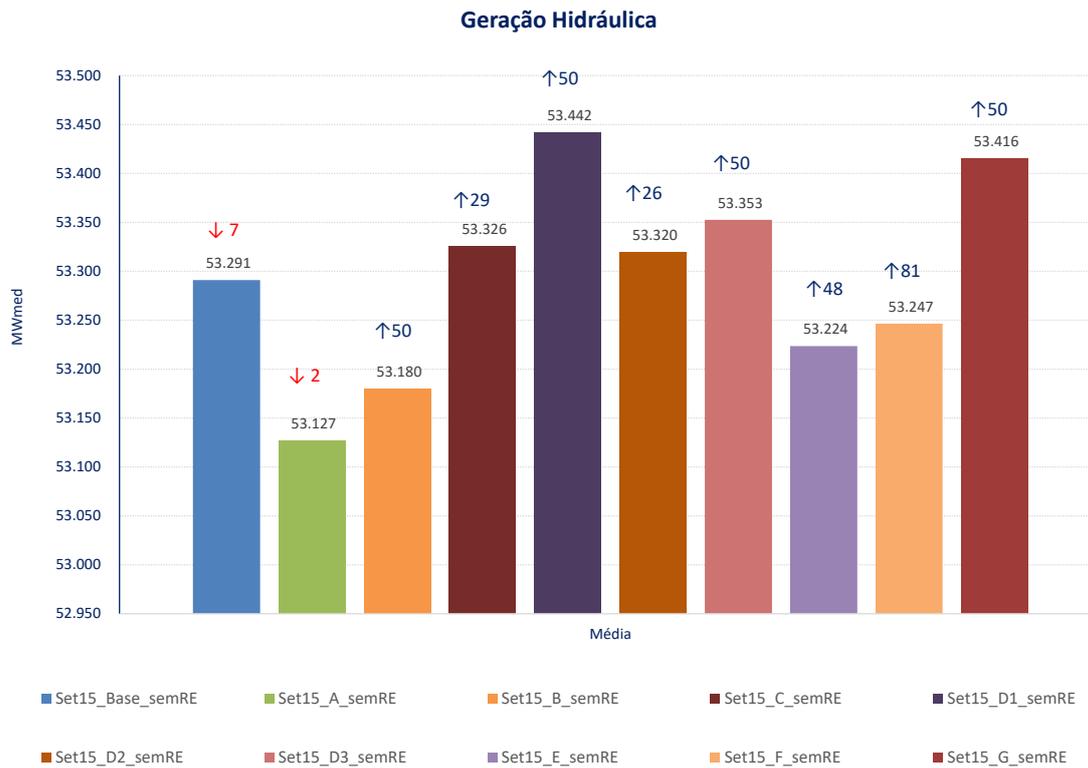
Os valores ilustrados nas Figura 5.87 e Figura 5.88 mostram a média da geração hidráulica despachada no horizonte de estudo. Para os casos onde ocorria o aproveitamento da afluência de um REE na capacidade de geração de outro REE, como é o caso da topologia B, se observa a redução da geração hidráulica.

Já para os casos que apresentam maior segregação e consequente maior complementariedade hidrológica entre os REEs, se observa uma elevação da geração hidráulica, como o caso G (linha rosa).



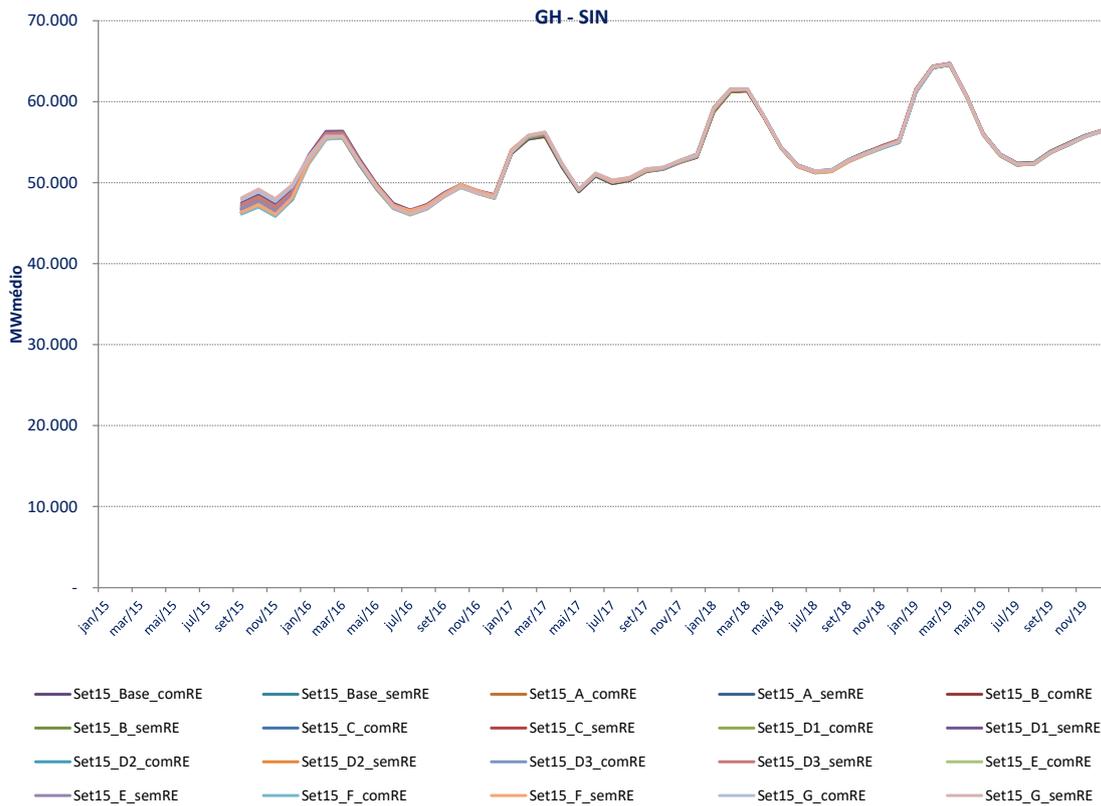
**Figura 5.87 Geração hidráulica com Restrição Elétrica– PLD SET/15**

A desconsideração das restrições elétricas de escoamento resulta em maior capacidade de geração hidráulica, conforme ilustrado na Figura 5.88Figura 5.55.



**Figura 5.88 Geração hidráulica sem Restrição Elétrica– PLD SET/15**

A Figura 5.89Figura 5.56 ilustra a média das 2000 séries de geração hidráulica para cada mês e caso estudado, onde observamos que os casos com melhor representação do regime hidrológico apresentou elevação da geração hidráulica.

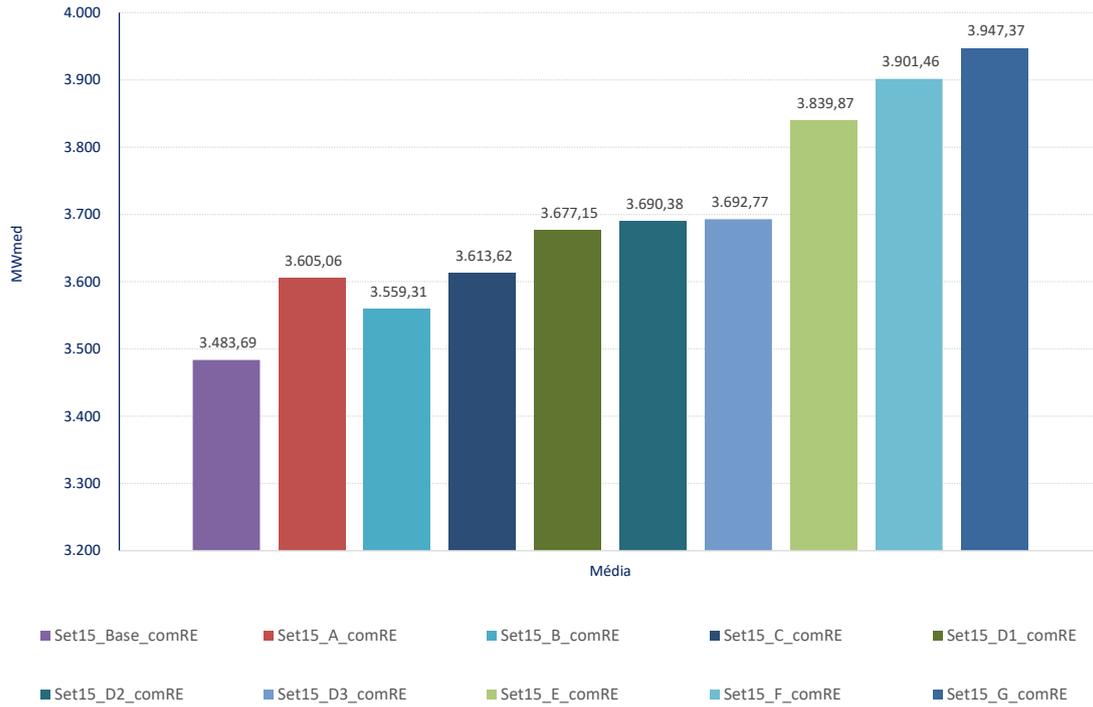


**Figura 5.89 Geração hidráulica – Média 2000 Séries – PLD SET/15**

### 5.3.7 Energia vertida

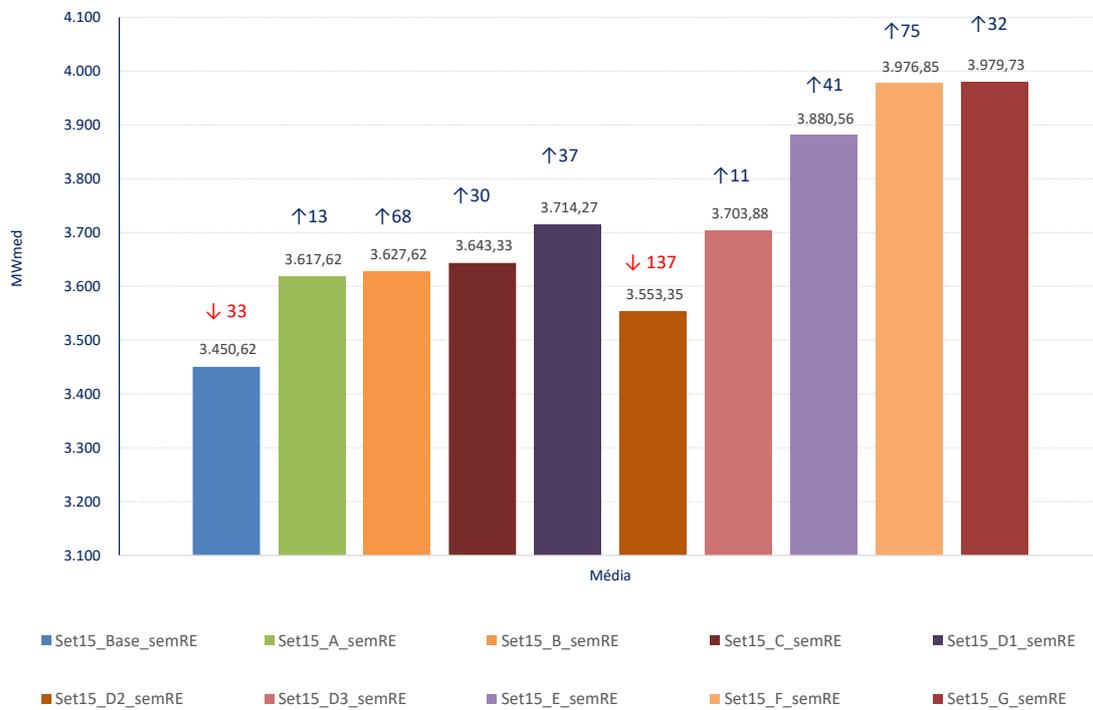
As Figura 5.90 e Figura 5.91 mostram que a energia vertida aumenta à medida que a divisão entre os REEs fica mais segregada. Isso ocorre uma vez que as restrições de geração ficam mais evidentes.

### ENA Vertida



**Figura 5.90 ENA vertida com Restrição Elétrica – PLD SET/15**

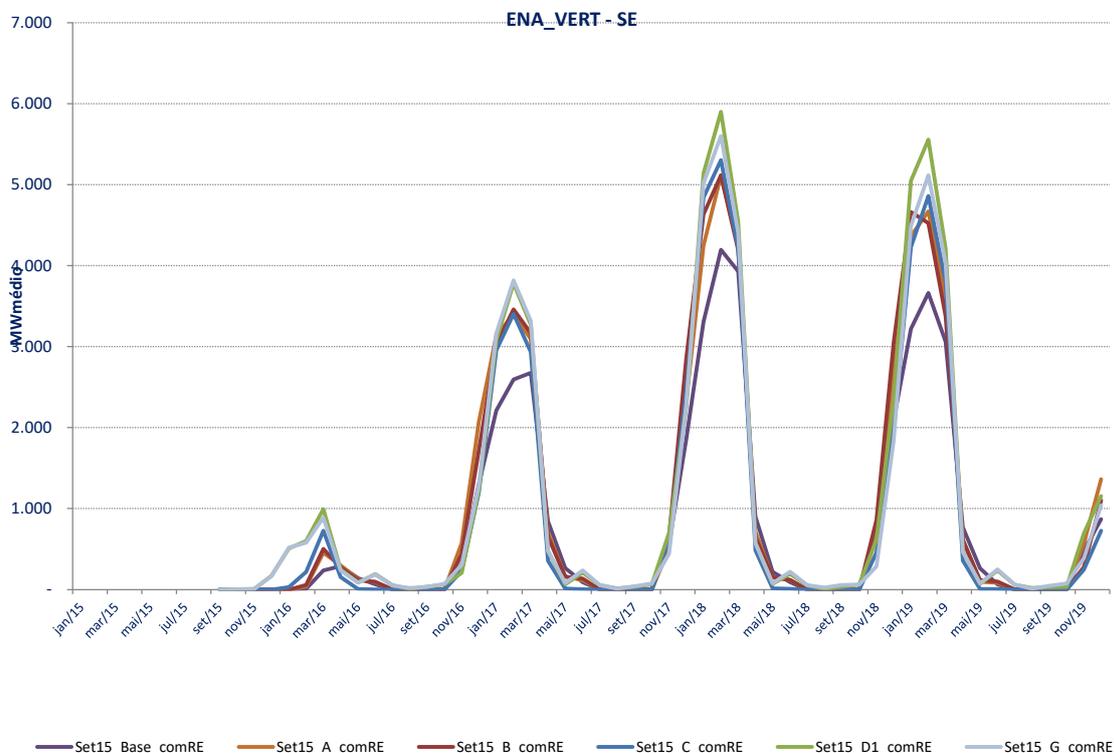
### ENA Vertida



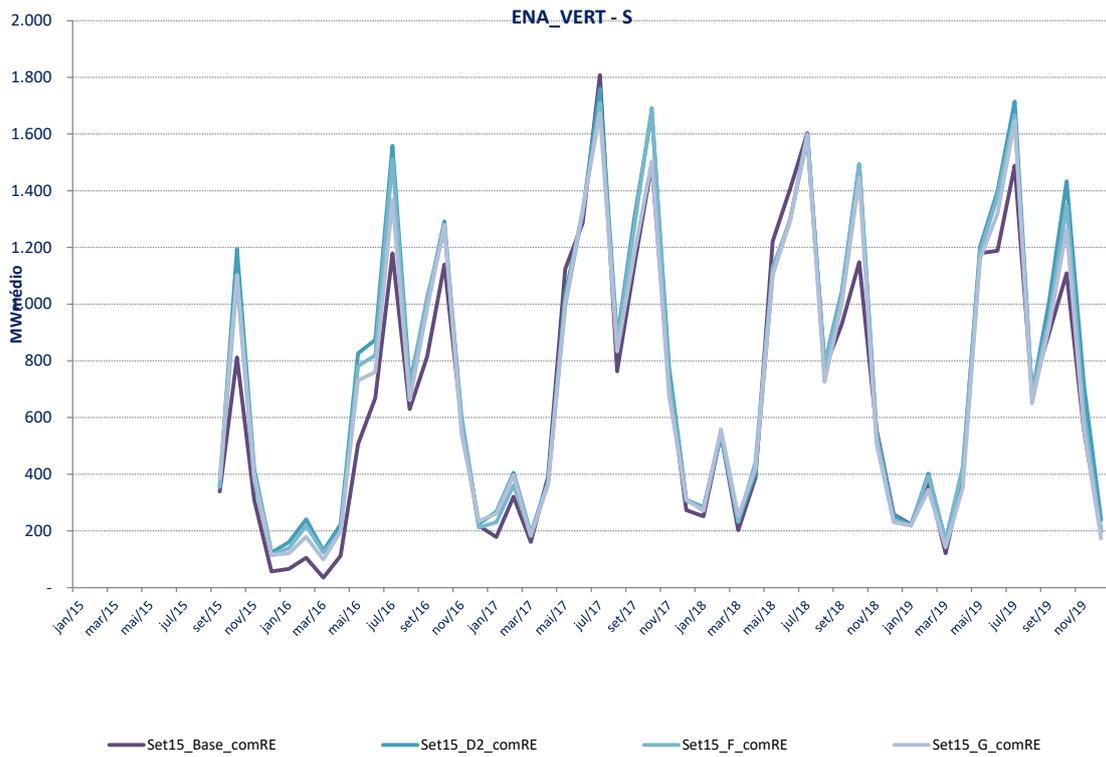
**Figura 5.91 ENA vertida sem Restrição Elétrica – PLD SET/15**

As Figura 5.92 a Figura 5.94 e Figura 5.93 ilustram a evolução temporal dos vertimentos médios para Sudeste, Sul e Norte respectivamente, apenas para as topologias que ocorre a segregação de seus respectivos REEs.

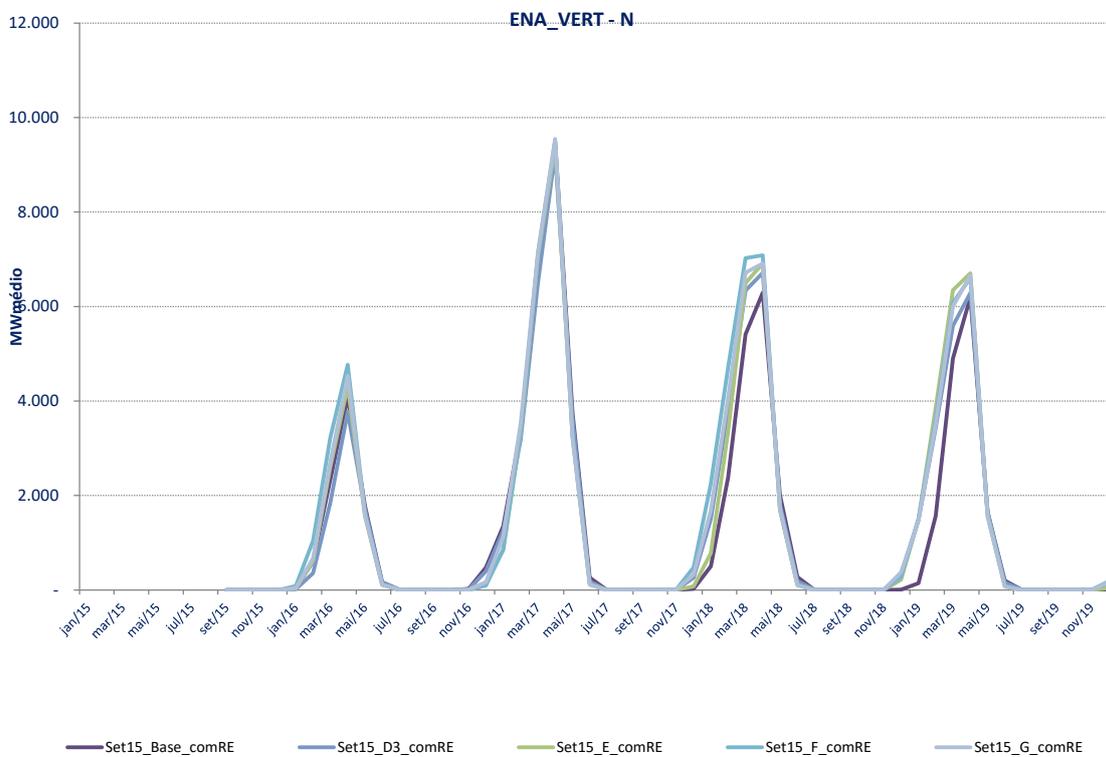
Para todos os submercados, observamos o aumento da energia vertida decorrente da maior divisão dos REEs.



**Figura 5.92 ENA vertida Sudeste – Média 2000 Séries – PLD SET/15**



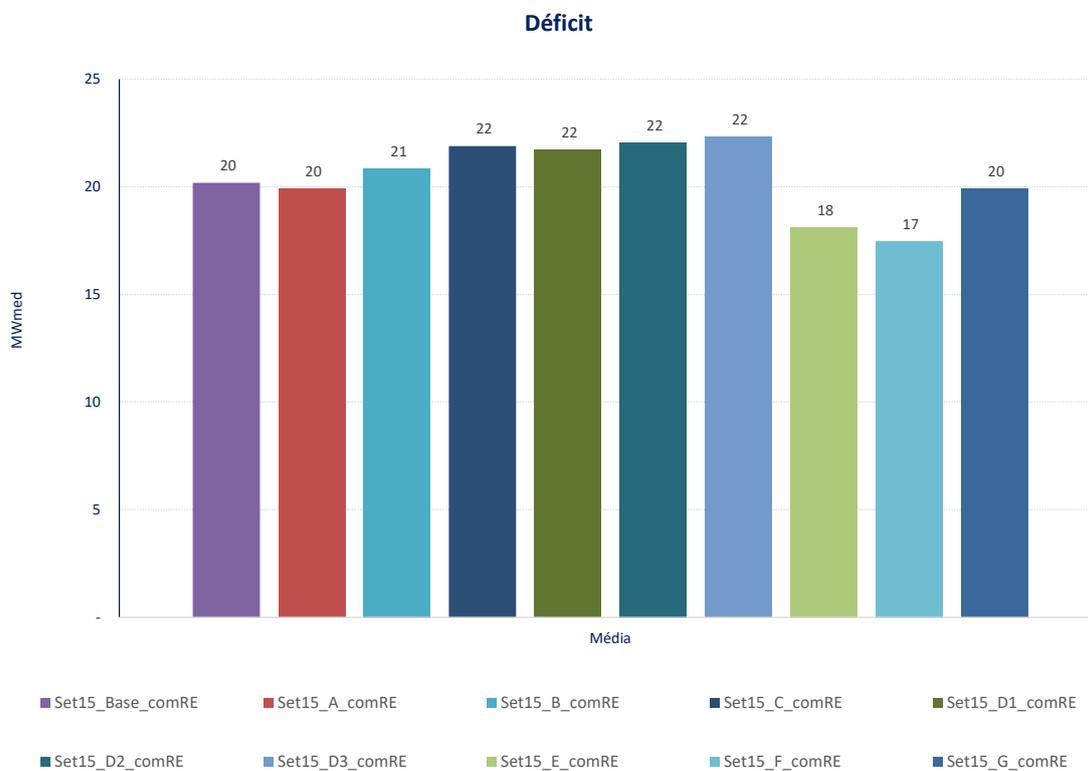
**Figura 5.93 ENA vertida Sul – Média 2000 Séries – PLD SET/15**



**Figura 5.94 ENA vertida Norte – Média 2000 Séries – PLD SET/15**

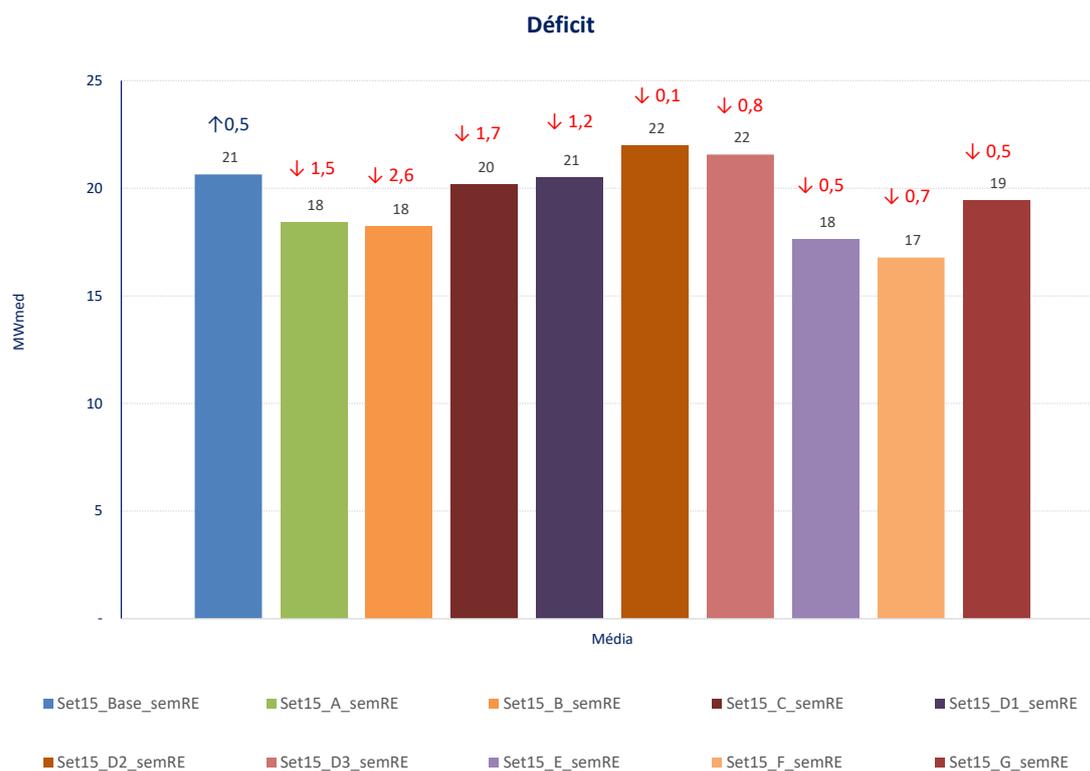
### 5.3.8 Déficit

De acordo com a Figura 5.95, o déficit de energia subiu para quase todas as topologias utilizadas, o déficit das topologias E, F e G ficou mais baixo.



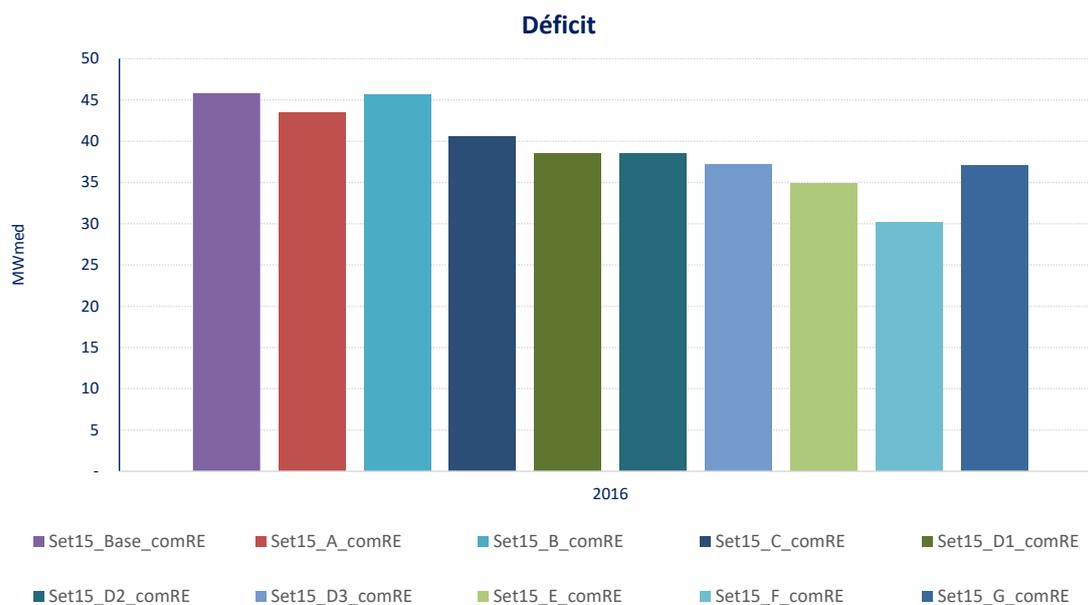
**Figura 5.95 Déficit com Restrição Elétrica – PLD SET/15**

Na Figura 5.96 observamos a redução do déficit médio em todas as topologias quando a restrição elétrica é desconsiderada, com exceção do B.

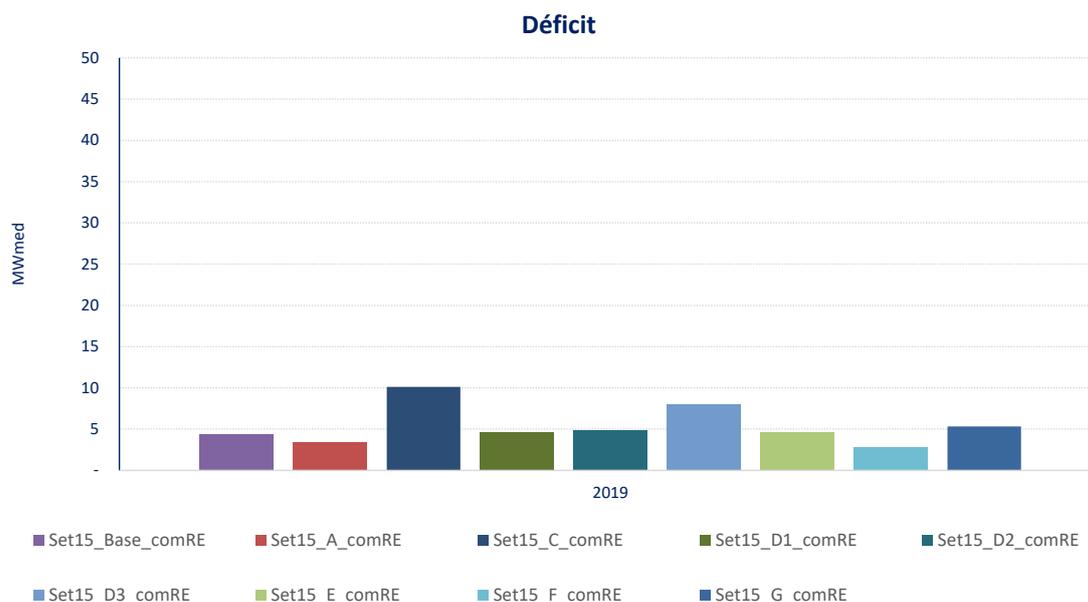


**Figura 5.96 - Déficit sem Restrição Elétrica – PLD SET/15**

As Figura 5.97 e Figura 5.98 mostram os déficits médios para os anos de 2016 e 2019, onde observamos que ao longo do tempo, os déficits se reduzem para todas as topologias estudadas.



**Figura 5.97 Déficit médio com Restrição Elétrica para 2016 – PLD SET/15**

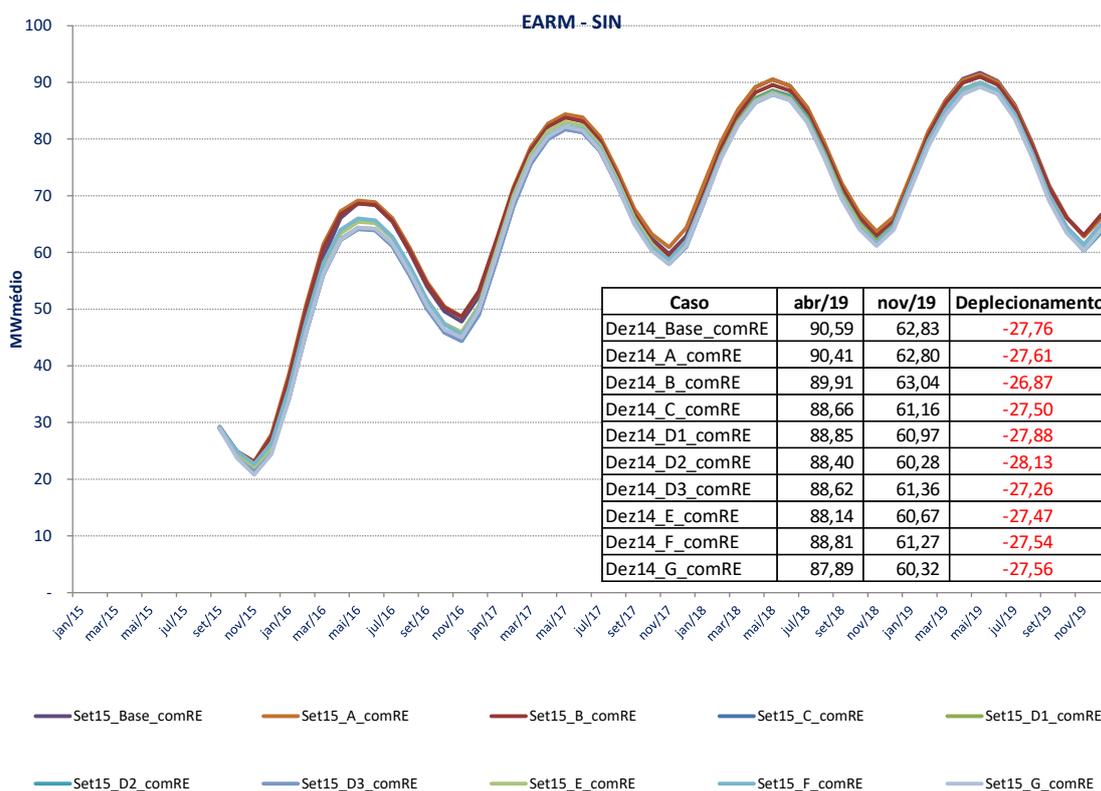


**Figura 5.98 Déficit médio com Restrição Elétrica para 2019 – PLD SET/15**

### 5.3.9 Armazenamento de energia

A representação de diversos REEs, com regime hidrológico diverso, dentro do mesmo submercado permitiu melhor representação das restrições de geração e consequente melhoria nos resultados de vertimento. Esta representação aproxima os resultados proveniente dos modelos ao real, e se reflete no nível de armazenamento dos reservatórios.

Na Figura 5.99 se observa que o caso com melhor representação apresentou o menor nível de armazenamento. Também observamos na tabela desta figura, que o deplecionamento verificado no período de abril a novembro de 2018 foi praticamente o mesmo para todas as topologias, em torno de 28%.



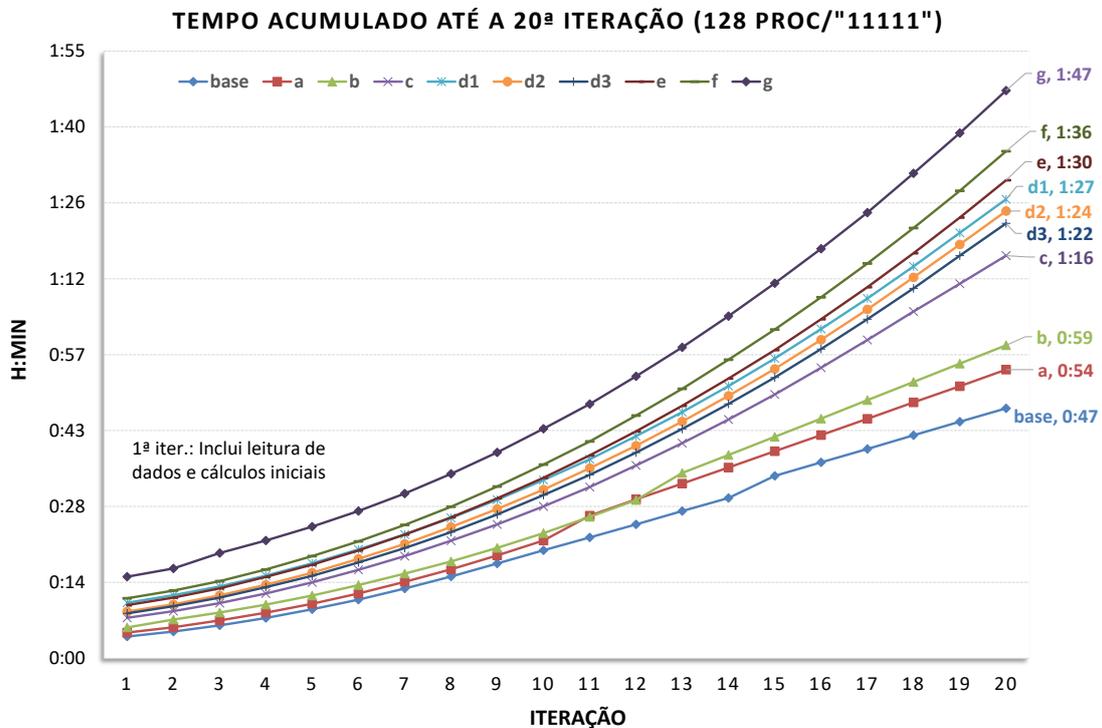
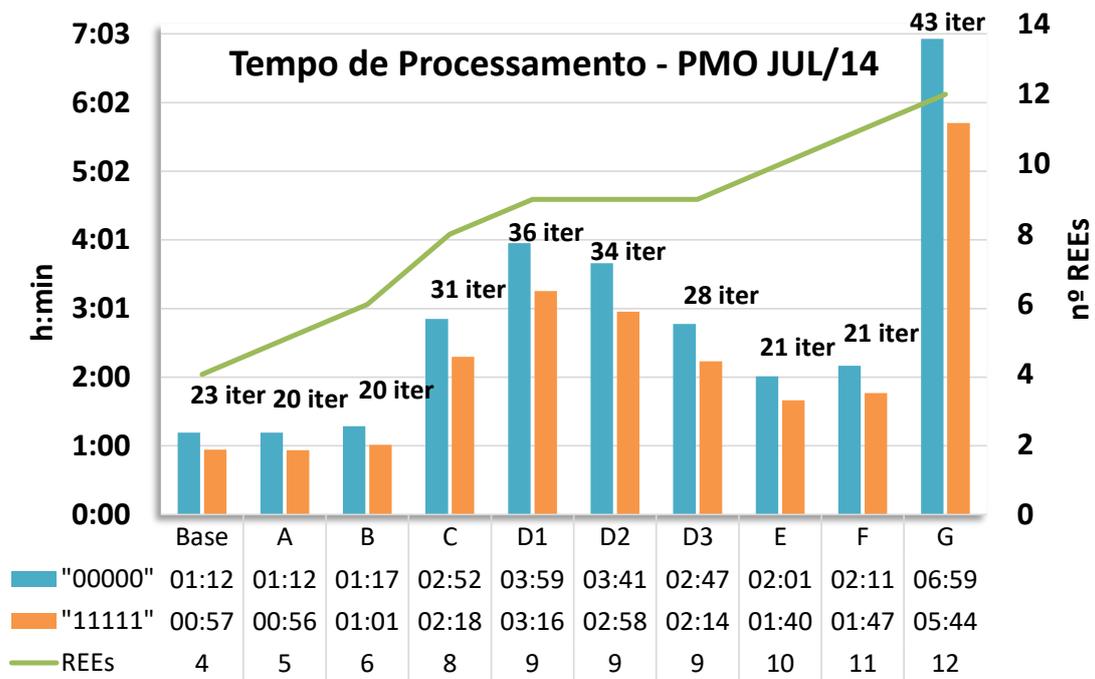
**Figura 5.99 EArm com Restrição Elétrica – PLD SET/15**

## 5.4 PMO JUL/14

### 5.4.1 Tempo de processamento

Foi realizada uma verificação do tempo computacional gasto de cada proposta, considerando as funcionalidades para aumentar a eficiência do processamento paralelo e não considerando tais funcionalidades, conforme ilustrado na Figura 5.100.

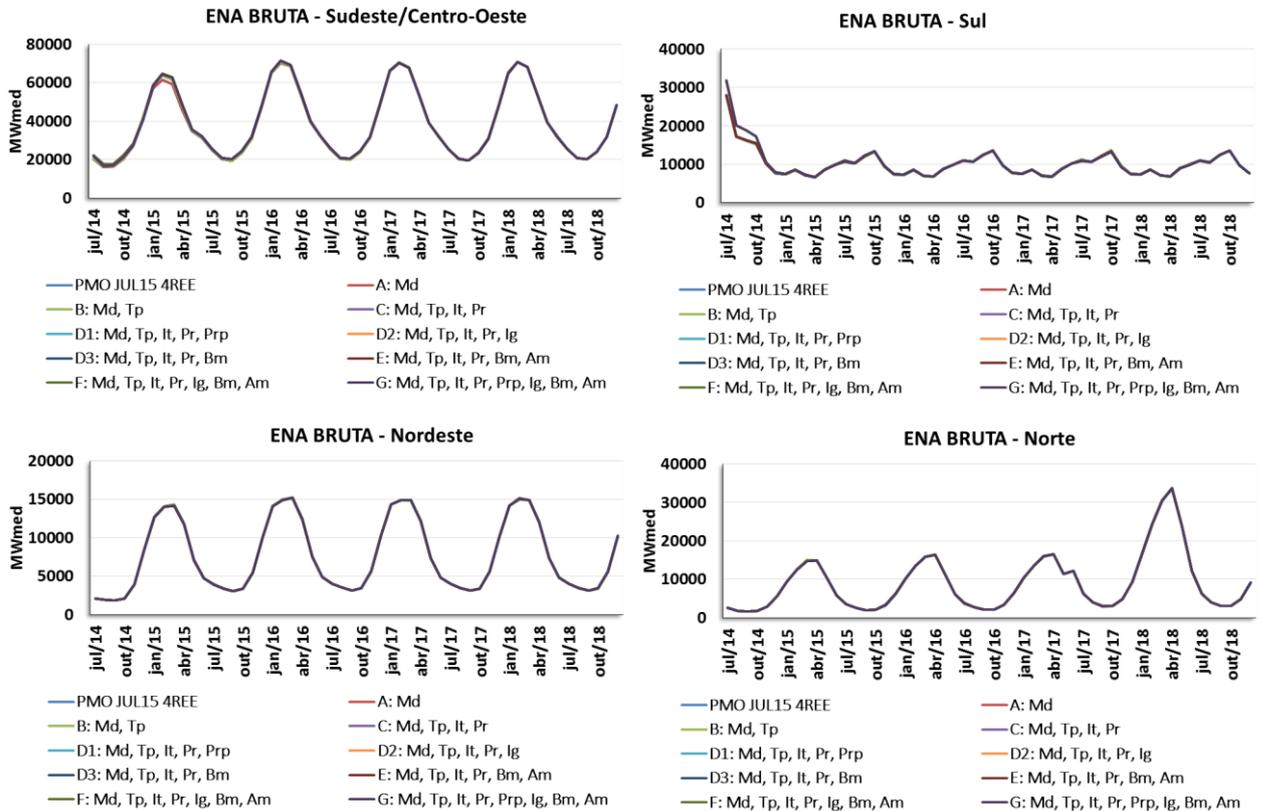
Adicionalmente, são apresentados o tempo total de processamento para cada estudo, com base no PMO JUL/2014, o número de iterações necessárias para a convergência do processo de cálculo da política e o ganho computacional com o uso da funcionalidade que proporciona maior eficiência do processamento paralelo. Todos os estudos foram executados com a versão 20.2 e com 4 lâminas de 32 processadores de 2,2 Ghz, totalizando 128 processadores.



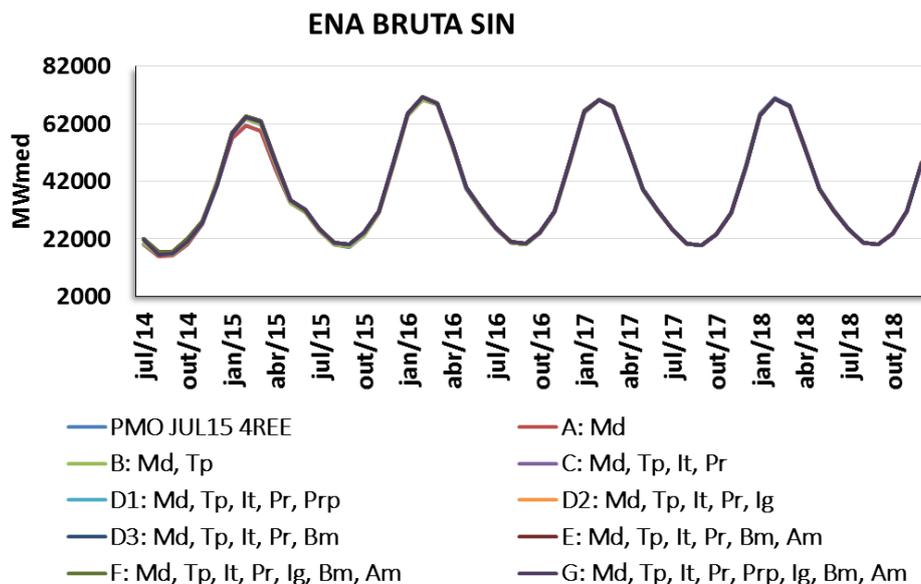
**Figura 5.100 - Tempo total de processamento – PMO JUL/14**

## 5.4.2 Energia Natural Afluente (ENA)

Na Figura 5.101 e Figura 5.102 são apresentadas as energias naturais afluentes brutas relativas aos reservatórios equivalentes de energia agregada e do SIN, para todas as configurações estudadas. Observa-se que, ocorrem diferenças para menor, nos resultados referentes aos primeiros períodos, mas que ao longo do tempo estes valores convergem para a média histórica, como é esperado. Essas diferenças podem ser explicadas pelo comportamento da tendência hidrológica de cada bacia.



**Figura 5.101 - ENA Bruta por REE**

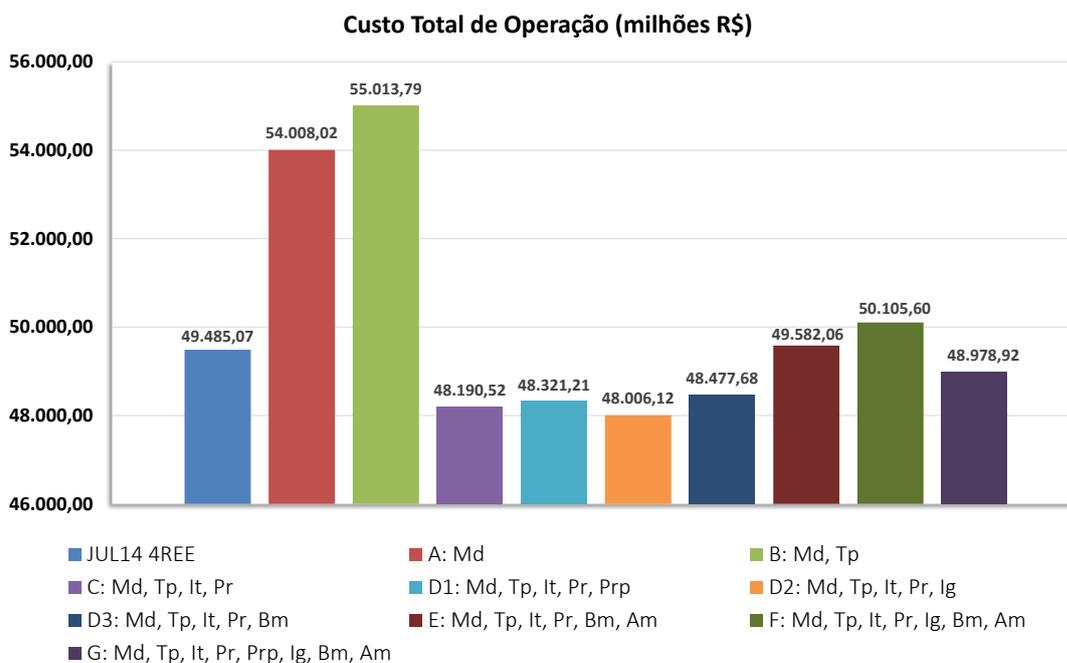


**Figura 5.102 - ENA Bruta do SIN**

### 5.4.3 Custo total de operação

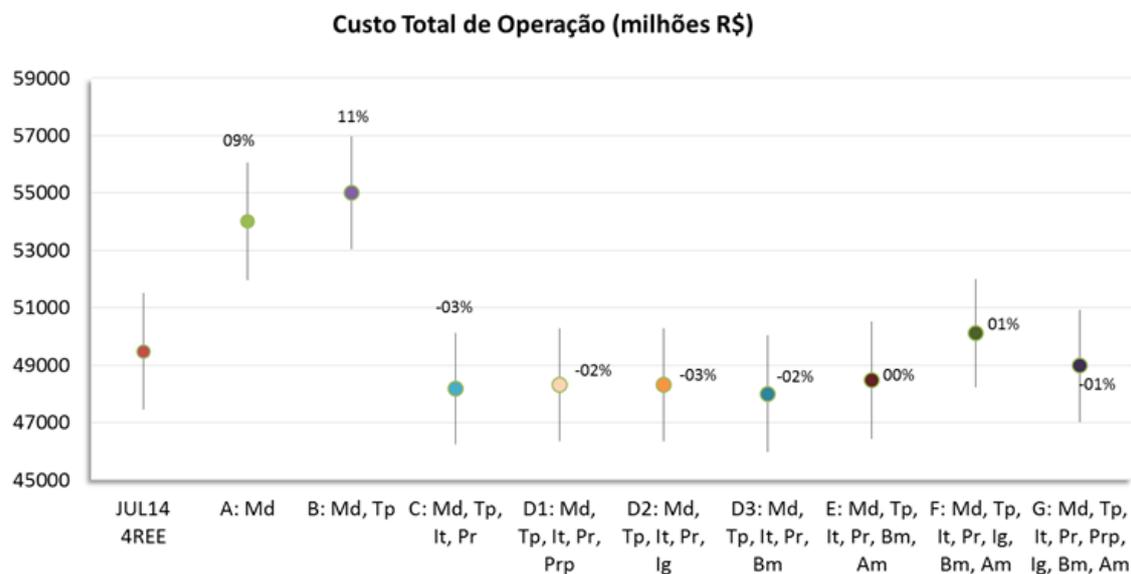
Na Figura 5.103 é apresentado o valor esperado do custo total de operação para os 9 casos analisados (Oficial + 8 propostas) baseados no PMO JUL/14, executados com a versão 20.2.

Destaca-se que houve acentuado aumento no custo total de operação para os casos A e B em relação ao caso oficial. Tal ocorrência pode ser atribuída ao fato do REE SE/CO não possuir mais o recurso energético proveniente das usinas do Madeira e Teles Pires. Essa característica também ocorre ao separar do REE Norte as usinas do REE Belo Monte e Amazonas. Contudo, ao representar a UHE Itaipu como um REE a parte, o custo apresenta uma redução. Essa redução pode ser atribuída ao fato da representação da hidrologia ser mais adequada para essa usina, dado que neste caso não se representou restrições elétricas internas a este REE.



**Figura 5.103 - Custo total de operação – PMO JUL/14**

Na Figura 5.104 está ilustrado, para os casos oficial e as demais propostas de topologia, o custo total de operação com o seu respectivo desvio padrão. Observa-se que, com exceção dos estudos A e B, os custos de operação dos demais estudos ficaram dentro do intervalo de confiança do caso oficial.



**Figura 5.104 - Custo total de operação – PMO JUL/14 com Intervalo de Confiança**

Na Tabela 5.1, é mostrado o custo total de operação, o desvio padrão e a diferença com relação ao caso oficial, em milhões de reais, para cada caso.

**Tabela 5.1 – Custo Total de Operação por Estudo**

Caso	Custo total de operação (milhões de reais)	Desvio padrão (milhões de reais)	Diferença (milhões de reais)
JUL14 4REE	49.485,07	1.037,76	-
A: Md	54.008,02	1.044,98	4.522,95
B: Md, Tp	55.013,79	998,80	5.528,72
C: Md, Tp, It, Pr	48.190,52	988,25	-1.294,55
D1: Md, Tp, It, Pr, Prp	48.321,21	998,27	-1.163,86
D2: Md, Tp, It, Pr, Ig	48.006,12	1.031,29	-1.478,95
D3: Md, Tp, It, Pr, Bm	48.477,68	1.040,94	-1.007,39
E: Md, Tp, It, Pr, Bm, Am	49.582,06	1.000,35	96,99
F: Md, Tp, It, Pr, Ig, Bm, Am	50.105,60	958,98	620,53
G: Md, Tp, It, Pr, Prp, Ig, Bm, Am	48.978,92	992,97	-506,15

#### 5.4.4 Custo marginal de operação

Na Figura 5.105 e Figura 5.106 são apresentados os custos marginais médios anuais e mensais, respectivamente, de cada subsistema/submercado para cada estudo. Observa-se a mesma tendência apontada na análise do custo total de operação, ou seja, aumento do custo marginal de operação, ao separar em um REE a parte os REEs Madeira, Teles Pires, Belo Monte e Amazonas.

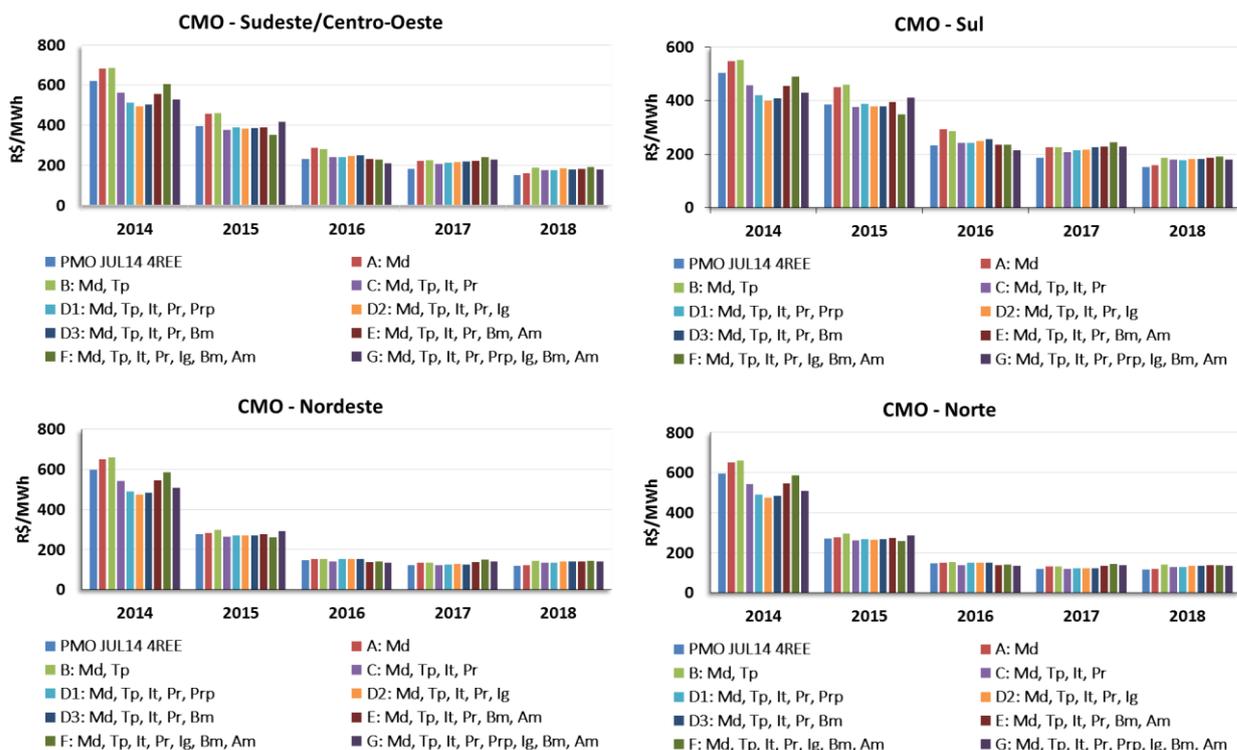


Figura 5.105 - Custo marginal de operação médio anual – PMO JUL/14 (VAZPAST)

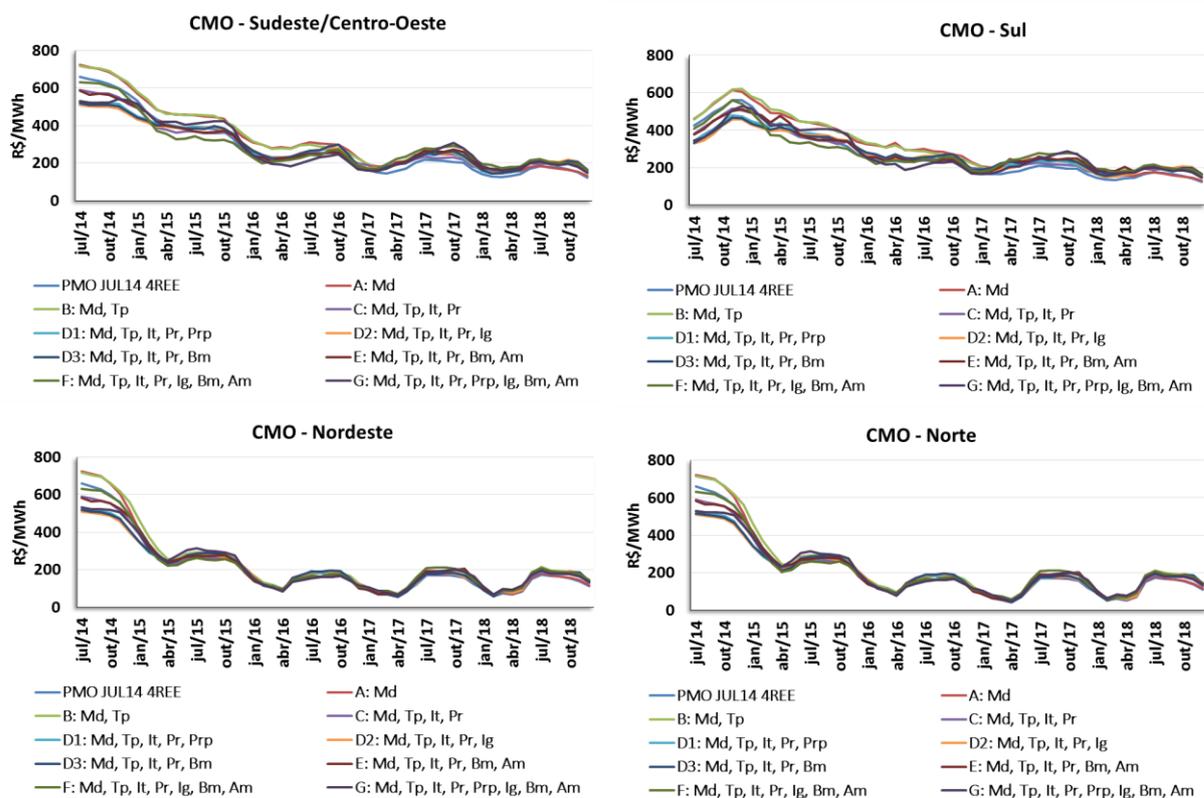
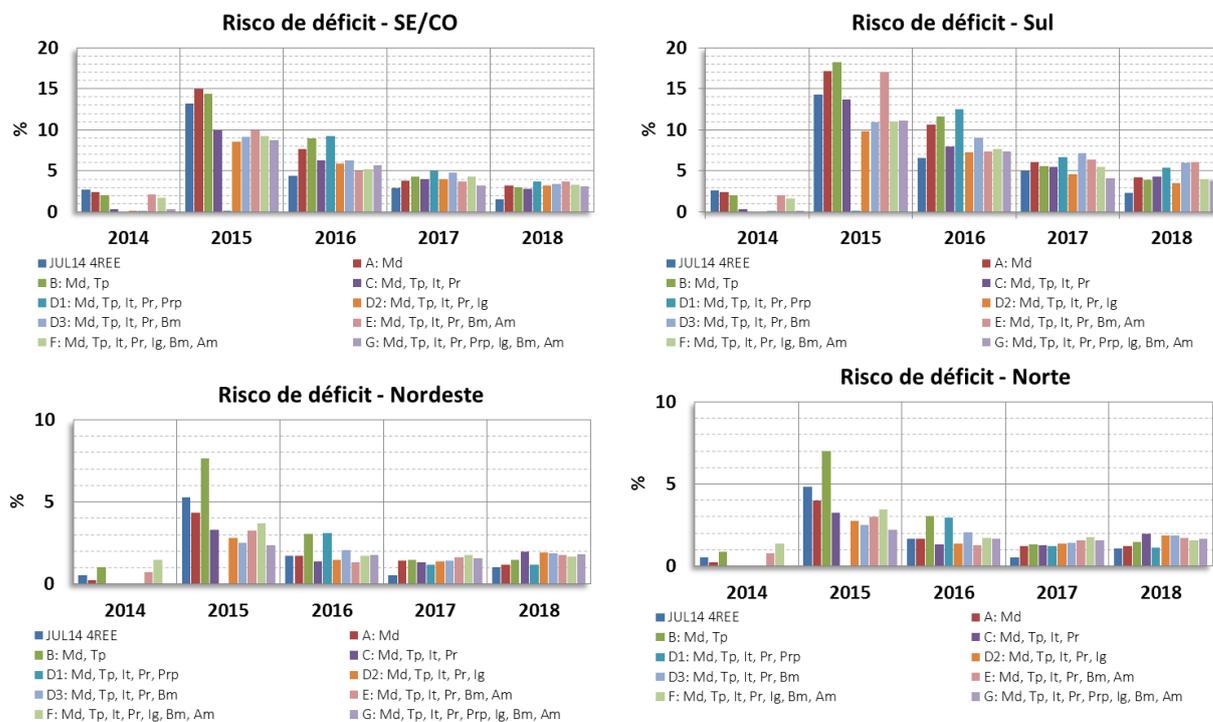


Figura 5.106 - Custo marginal de operação médio mensal – PMO JUL/14 (VAZPAST)

### 5.4.5 Risco de déficit

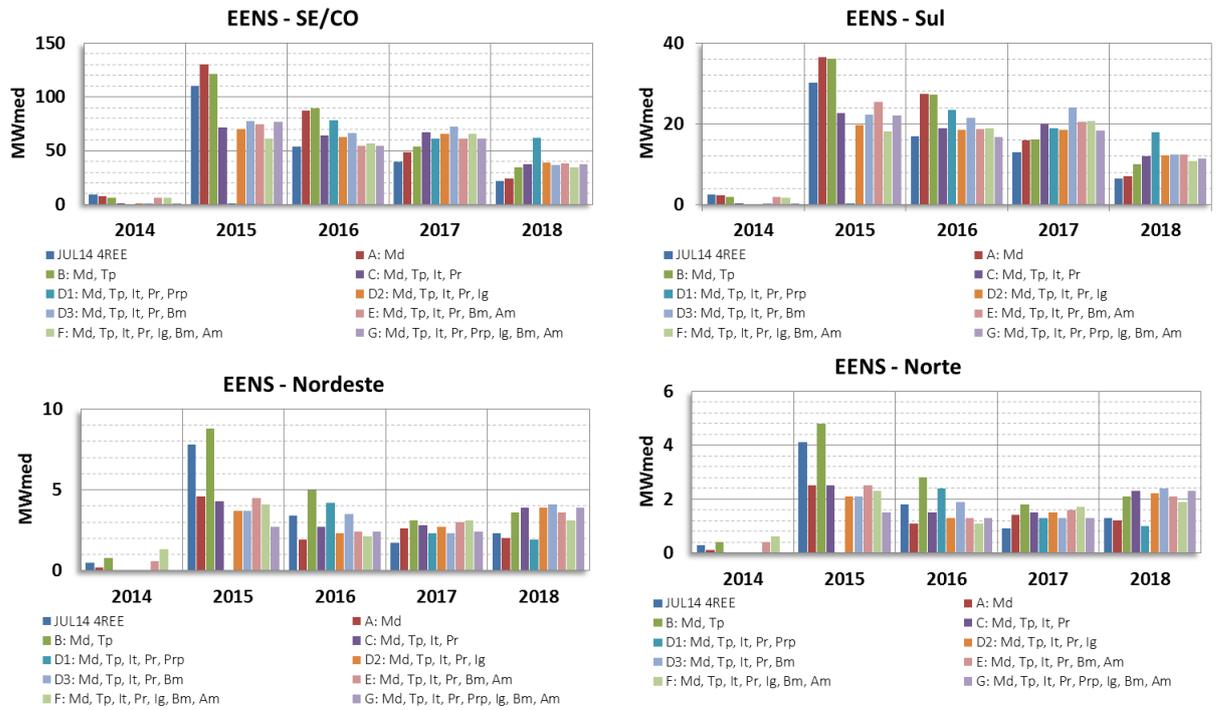
A seguir, na Figura 5.107 são apresentados os riscos médios anuais de qualquer déficit. Destaca-se uma elevação do risco de déficit nos segundo e terceiro anos do estudo, quando os REEs Madeira e Teles Pires são separados do REE Sudeste. Quanto aos demais anos, no geral, ocorreu aumento dos riscos em relação ao caso oficial.



**Figura 5.107 - Risco de qualquer déficit – PMO JUL/14 (VAZPAST)**

### 5.4.6 Energia Não Suprida

Na Figura 5.108 são apresentadas as energias não supridas por REE, de forma agregada, para todos os casos estudados. Verifica-se, de forma similar, o comportamento apontado na análise do risco déficit.

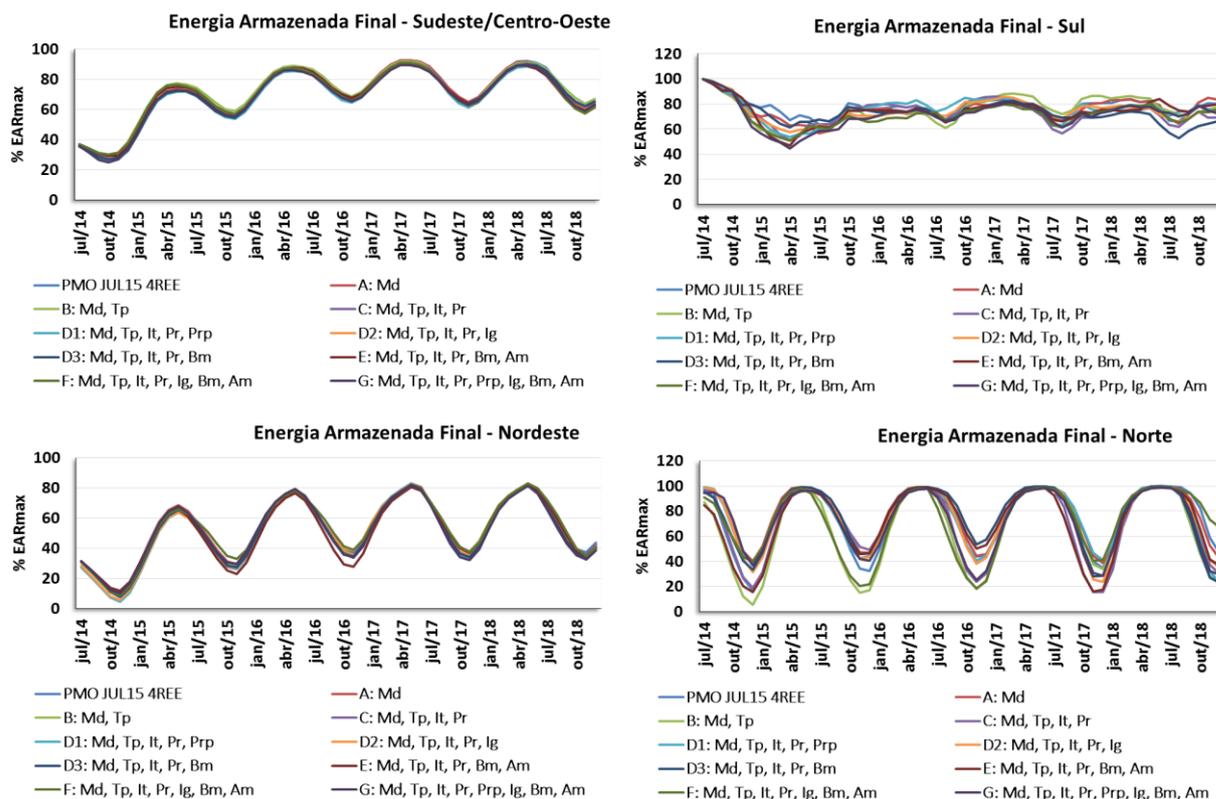


**Figura 5.108 - EENS por REE**

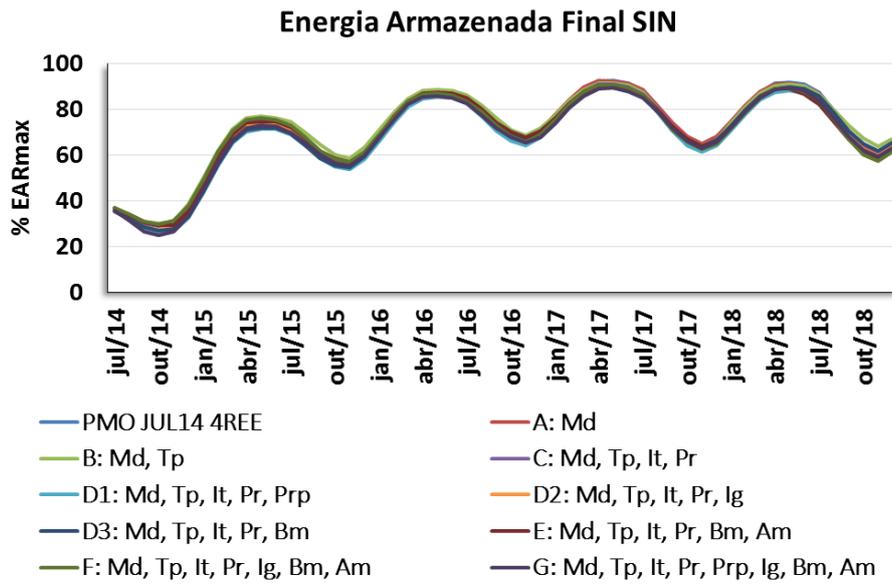
### 5.4.7 Energia armazenada

Ao representar bacias em diferentes REEs, a política de operação se torna mais restrita e a operação mais próxima da realidade. Em consequência disso, os níveis de armazenamento tendem a ficar mais baixo.

De acordo com a Figura 5.109, os valores de energia armazenada por REE mantêm-se semelhantes aos obtidos no caso agregado, Figura 5.110. Para o REE Norte, observa-se uma maior variabilidade no nível de armazenamento em razão das trocas energéticas realizadas com o REE Nordeste.



**Figura 5.109 - Energia Armazenada Final por REE – PMO JUL/14**



**Figura 5.110 - Energia Armazenada Final no SIN**

#### 5.4.8 Geração Hidráulica

Na Figura 5.111 e Figura 5.112 está ilustrada a geração hidráulica anual para os casos estudados. Destaca-se, no primeiro ano do estudo, uma redução de geração hidráulica para os estudos A e B no REE SE/CO. Essa redução está de acordo com o sinal econômico apontado no item 5.4.4 deste documento. Para os demais anos, observa-se aderência nos resultados.

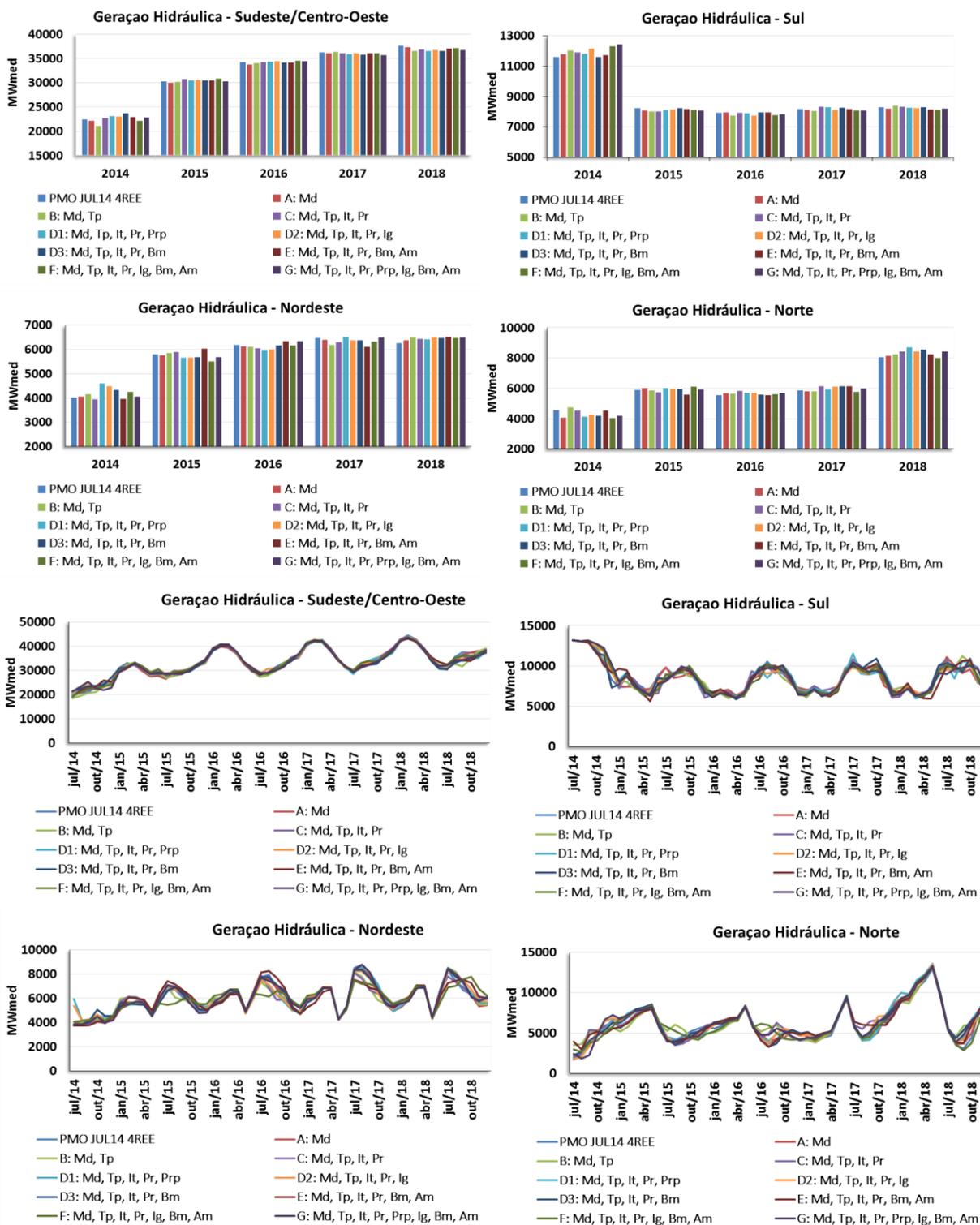


Figura 5.111 - Geração Hidráulica Total por REE

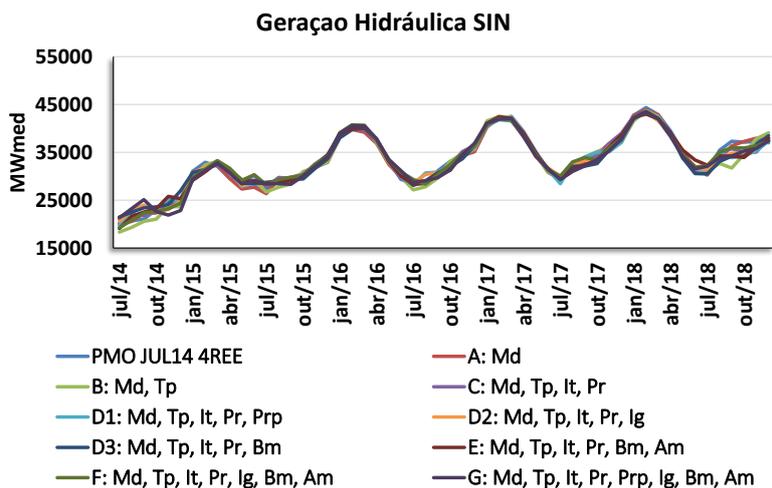


Figura 5.112 - Geração Hidráulica Total SIN

#### 5.4.9 Geração térmica

Na Figura 5.113 e Figura 5.114 está ilustrada a geração térmica por subsistema/submercado e SIN, respectivamente. Observa-se um acréscimo da geração térmica média com relação ao caso oficial no início do horizonte de estudo.

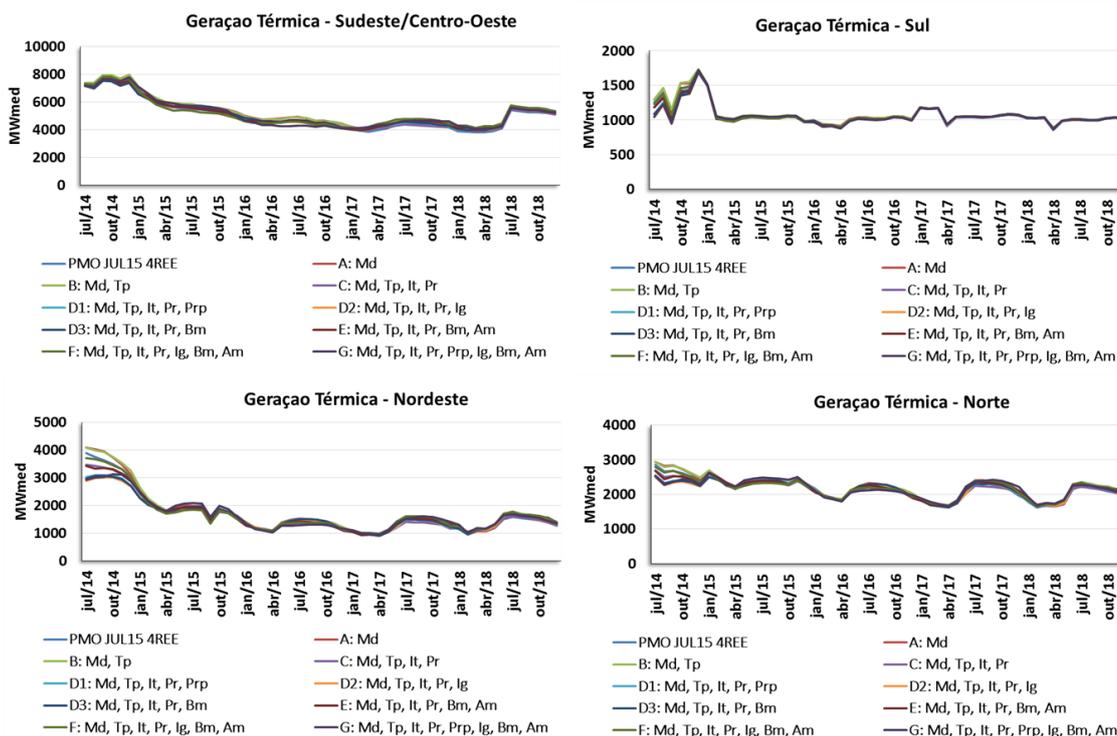


Figura 5.113 - Geração Térmica por subsistema/submercado – PMO JUL/14

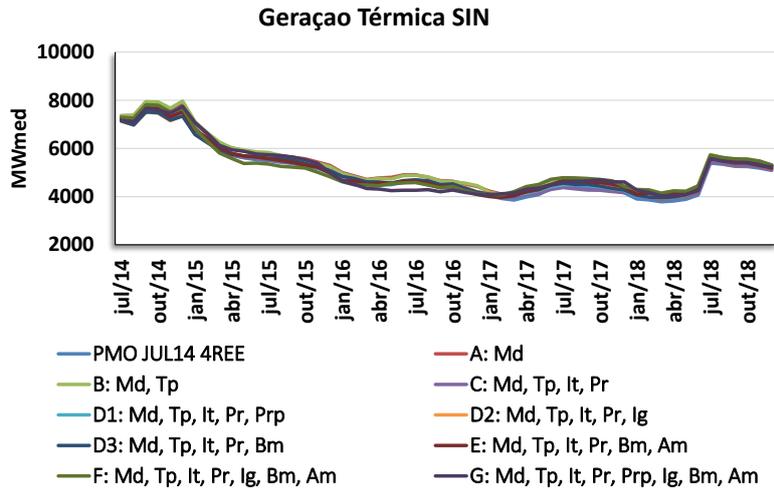


Figura 5.114 - Geração Térmica SIN – PMO JUL/14

### 5.4.10 Energia vertida

Na Figura 5.115 e Figura 5.116, para cada estudo, são mostrados os vertimentos nos reservatórios equivalentes de energia de forma agregada e do SIN. Consta-se aumento da energia vertida média quando comparado com o caso oficial. Tal fato deve-se à melhor representação da diversidade hidrológica ao criar reservatórios equivalentes de energia.

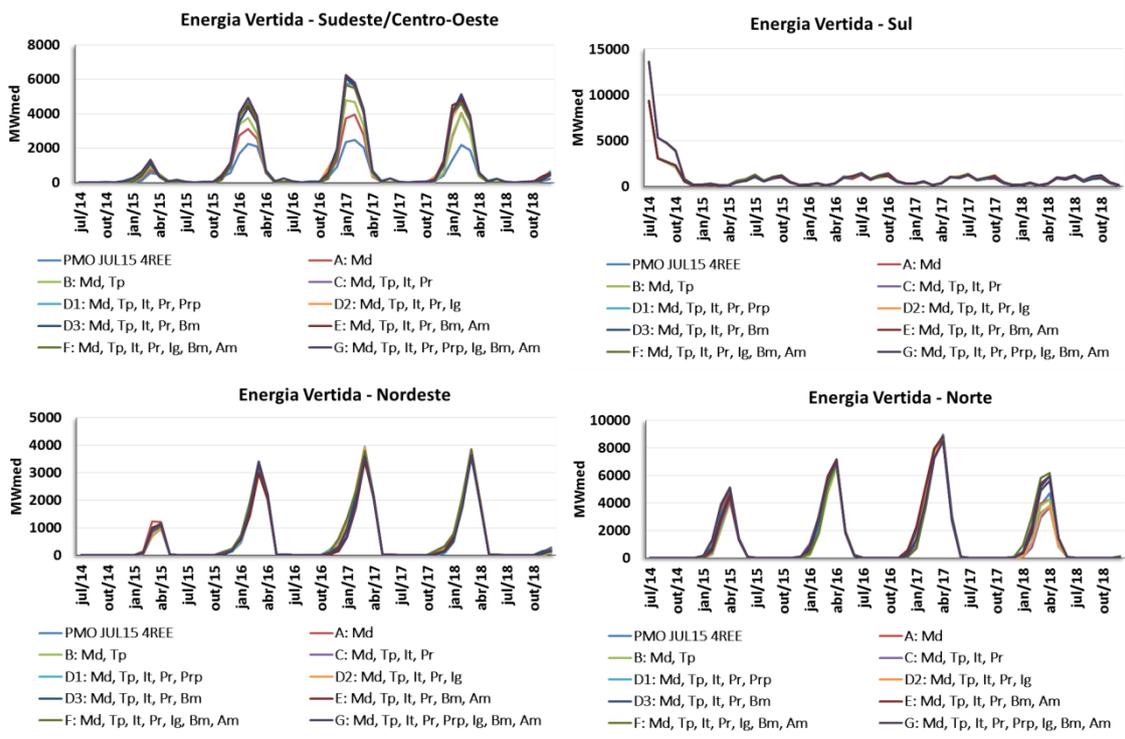
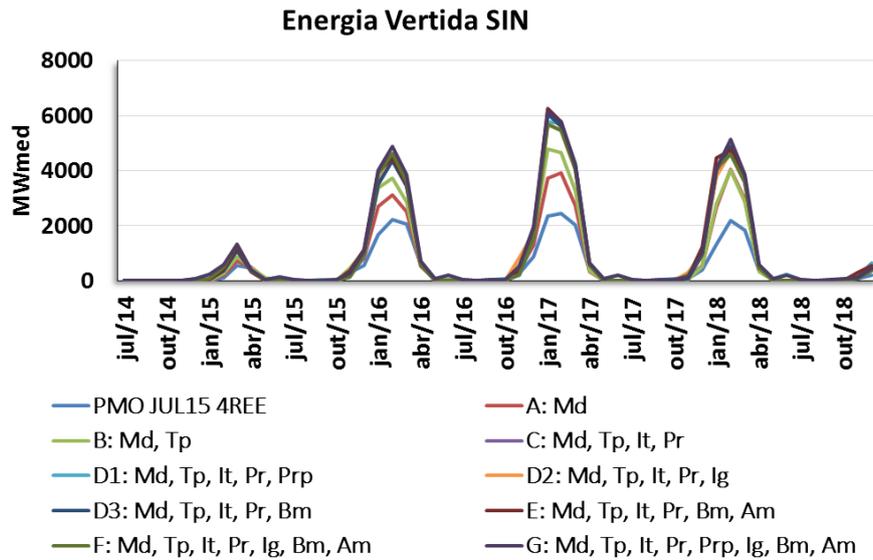


Figura 5.115 - Energia Vertida por REE – PMO JUL/14



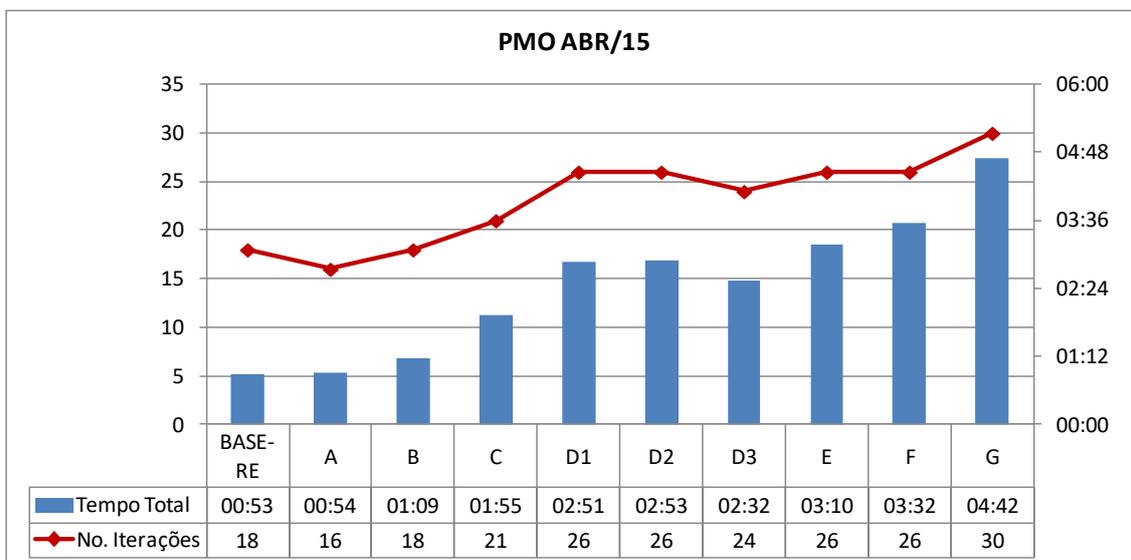
**Figura 5.116 - Energia Vertida no SIN - PMO JUL/14**

## 5.5 PMO ABR/2015

Na análise do PMO ABR/15 foi realizada uma sensibilidade com relação à adoção da tendência hidrológica. Adicionalmente, o caso Base utilizado nestes dois estudos considerou restrições elétricas nos REEs, e foi denominado de Base-RE.

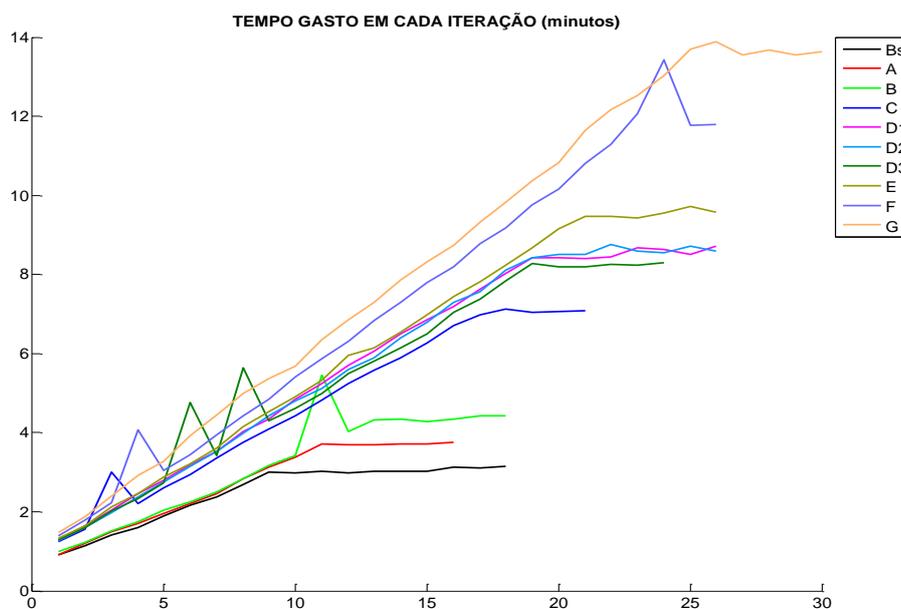
### 5.5.1 Tempo de processamento

Na Figura 5.117 são apresentados os tempos de processamento do Caso Base-RE e das 9 propostas considerando o PMO ABR/15, com a tendência hidrológica fornecida em vazão por usina hidrelétrica, e o número de iterações necessário para a convergência do processo de cálculo da política ótima de operação. Todos os casos foram executados com 96 processadores do tipo AMD Opteron 6238 (2.6 GHz).



**Figura 5.117 - Tempo de processamento total – PMO ABR/15**

O tempo gasto por iteração pode ser consultado na Figura 5.118. Como era de esperar, o tempo gasto em cada iteração aumenta de acordo com o número de REEs, uma vez que os problemas de otimização resolvidos têm maior dimensão. Além disso, a iteração a partir da qual é acionado o mecanismo de seleção de cortes é dependente do número de REEs. Desta forma, o caso com maior número de REEs irá utilizar um conjunto maior de cortes após o início da seleção de cortes.



**Figura 5.118 - Tempo por iteração – PMO ABR/15**

### 5.5.2 Condições iniciais

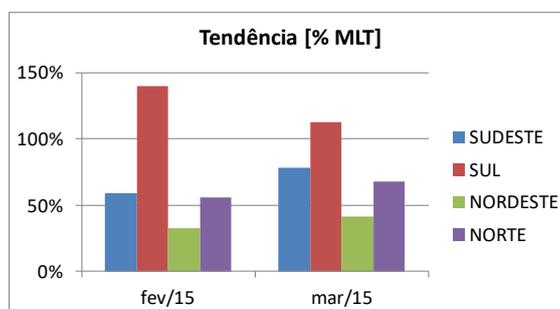
As condições iniciais para a tendência hidrológica e armazenamento inicial para os 4 REEs do Caso Base-REE e os 12 REEs do caso G são apresentadas na Tabela 5.2 e na Tabela 5.3, respectivamente. É possível observar na Tabela 5.2 que a distribuição da afluência não se dá de forma igualitária entre os REEs que pertencem a um mesmo submercado/subsistema. Observe que a tendência para o REE SE no Caso Base-REE é de 79% da MLT, mas quando este REE é dividido em outros 5 REEs, a afluência passada dos REEs assumem valores que variam de 63% a 127%. Esta diferenciação irá levar a uma distribuição diferenciada de recursos nos primeiros meses do estudo, por causa do condicionamento da geração de cenários hidrológicos sintéticos. Na Figura 5.119 é apresentada a tendência hidrológica considerada no PMO ABR/15 para os casos Base e G.

**Tabela 5.2 – Tendência hidrológica para o período março/2015**

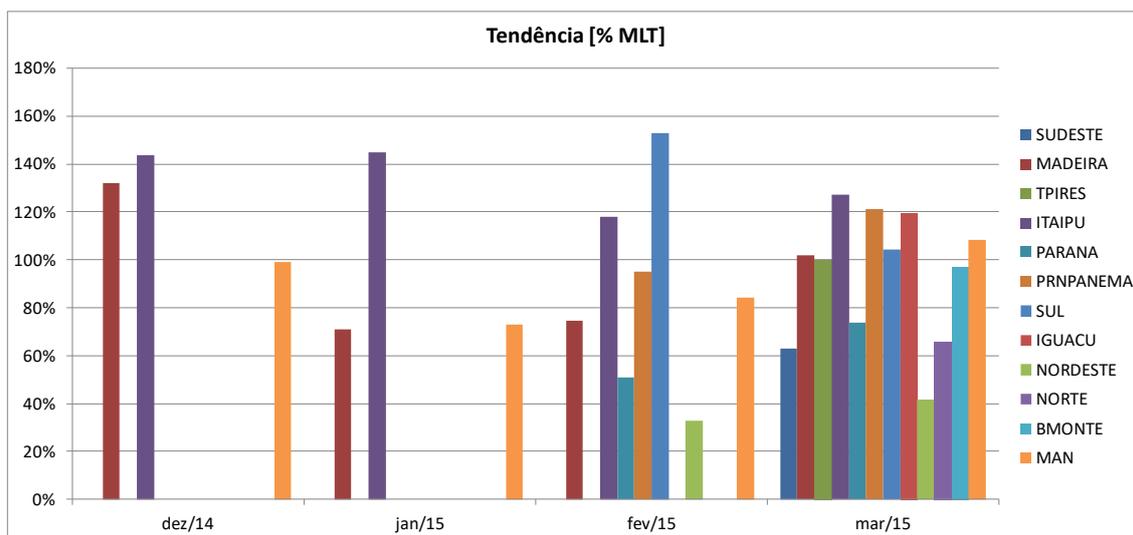
BASE			Caso G		
SM/SS	REE	%MLT	%MLT	REE	SM/SS
SE	SE	79%	63%	SUDESTE	SE
			102%	MADEIRA	
			100%	TPIRES	
			127%	ITAIPU	
			74%	PARANA	
			121%	PRNPANEMA	
S	S	113%	104%	SUL	S
			120%	IGUACU	
NE	NE	42%	42%	NORDESTE	NE
N	N	68%	66%	NORTE	N
			97%	BMONTE	
			108%	MAN	

**Tabela 5.3 – Energia Armazenada Inicial**

BASE				Caso G			
SM/SS	REE	MWmês	%EARMx	MWmês	%EARMx	REE	SM/SS
SE	SE	55981.4	27.6%	30.2%	15239.2	SUDESTE	SE
				69.6%	201.7	MADEIRA	
				-	-	TPIRES	
				-	-	ITAIPU	
				25.6%	35815.9	PARANA	
				39.7%	4724.6	PRNPANEMA	
S	S	7969.5	39.9%	41.2%	3949.5	SUL	S
				38.8%	4020	IGUACU	
NE	NE	11673.9	22.5%	22.5%	11673.9	NORDESTE	NE
N	N	8538.8	56.4%	57.6%	8273.5	NORTE	N
				100.0%	22.4	BMONTE	
				31.4%	242.9	MAN	



(a)



(b)

**Figura 5.119 – Tendência hidrológica – PMO ABR/15 (a) Caso Base-RE(b) Caso G**

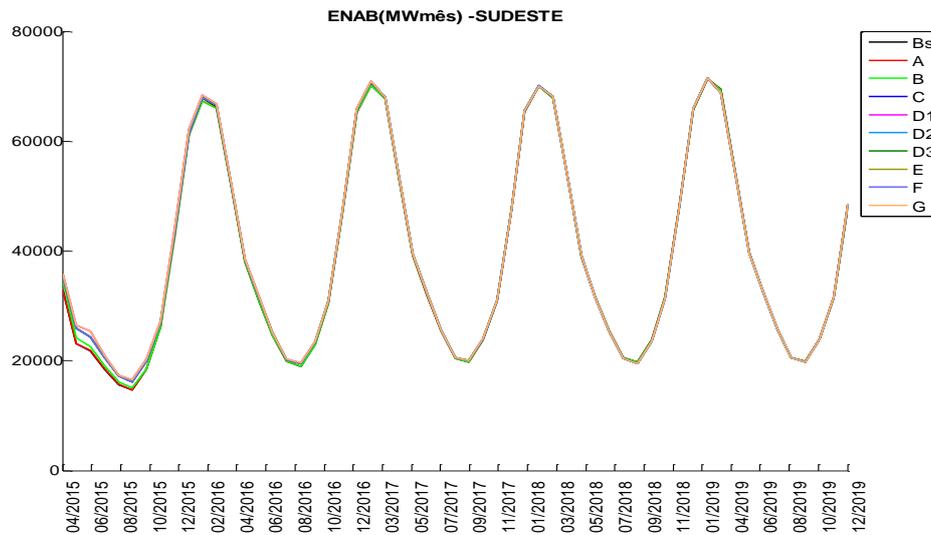
A ordem do modelo autorregressivo ajustado, para cada REE do Caso Base-REe do Caso G, nos dois primeiros meses do estudo é apresentada na Tabela 5.4. Novamente é possível verificar que a ordem pode se alterar à medida que o submercado/subsistema vai sendo dividido em novos REEs.

**Tabela 5.4 – Ordem do modelo PARP**

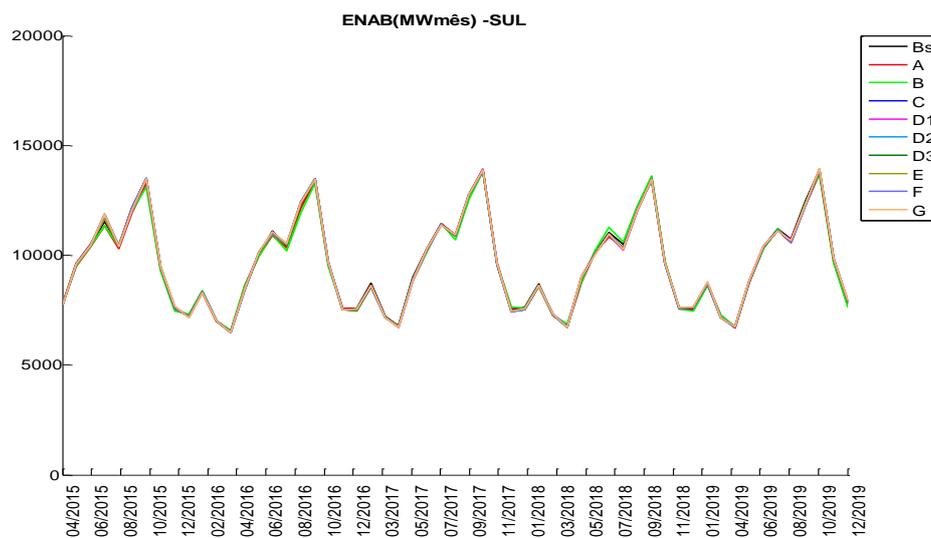
BASE				Caso G			
SM/SS	REE	abr/15	mai/15	abr/15	mai/15	REE	SM/SS
SE	SE	2	3	1	1	SUDESTE	SE
				1	5	MADEIRA	
				1	1	TPIRES	
				4	1	ITAIPU	
				2	3	PARANA	
				1	1	PRNPANEMA	
S	S	2	1	2	1	SUL	S
				1	1	IGUACU	
NE	NE	1	3	1	3	NORDESTE	NE
N	N	2	1	1	2	NORTE	N
				1	1	BMONTE	
				1	1	MAN	

Na Figura 5.2 a Figura 5.5 são apresentadas as evoluções temporais de média mensal dos cenários de energia natural afluente para cada SB/SS e para o SIN. Os valores para cada SB/SS foram calculados somando os cenários de todas as bacias que compõem aquele SB/SS. É possível verificar nos resultados abaixo que nos primeiros períodos pode haver uma diferença entre os valores de ENA de cada proposta, mas que ao longo do tempo estes valores convergem para a média histórica, como é esperado. A diferença

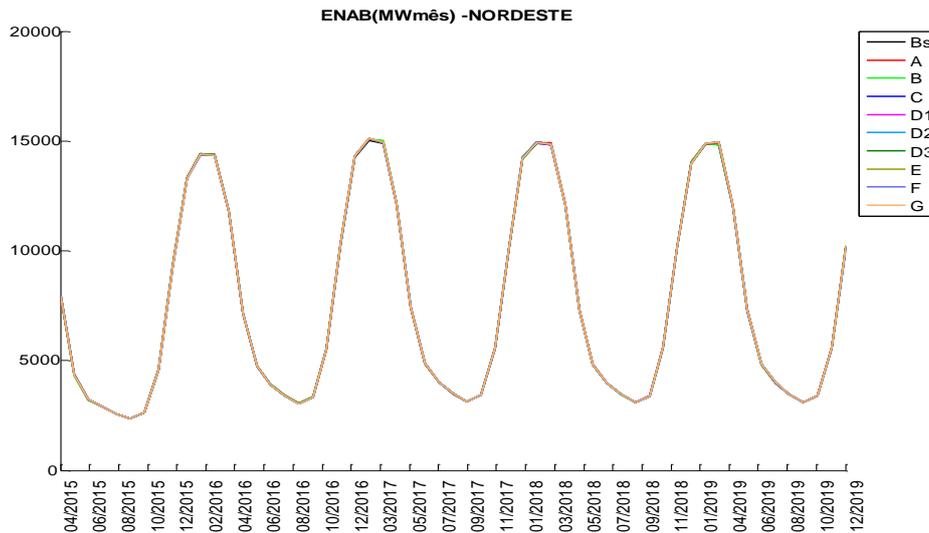
observada pode ser explicada pelo comportamento da tendência hidrológica em cada bacia.



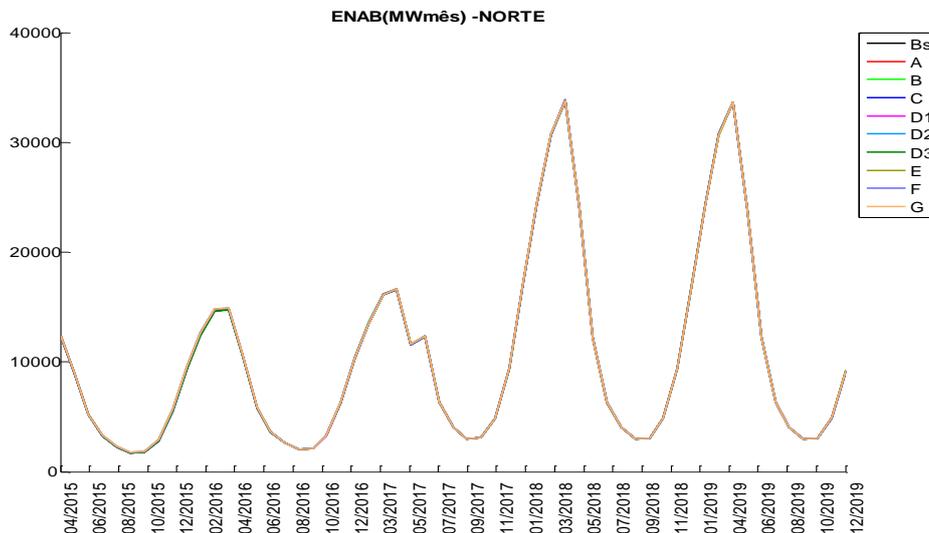
**Figura 5.120 – Energia natural afluyente Sudeste – PMO ABR/15**



**Figura 5.121 – Energia natural afluyente Sul – PMO ABR/15**

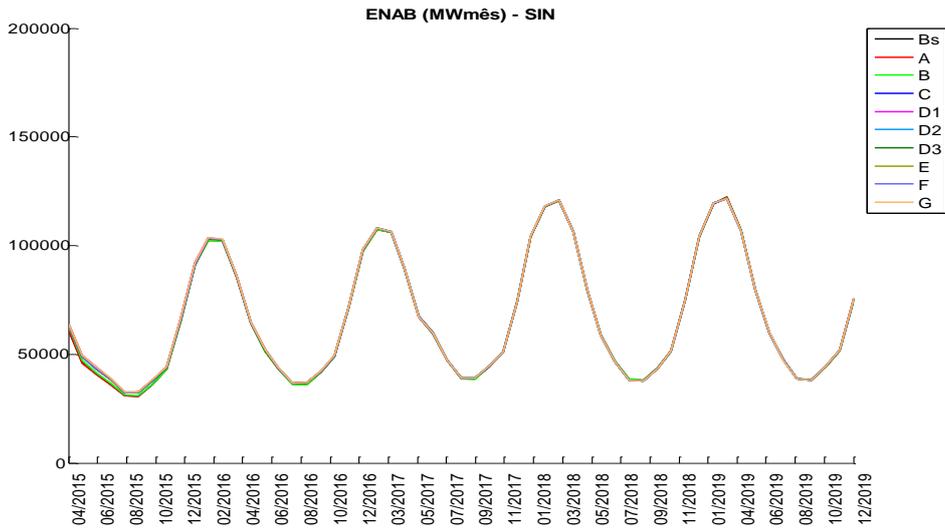


**Figura 5.122 – Energia natural afluyente Nordeste – PMO ABR/15**

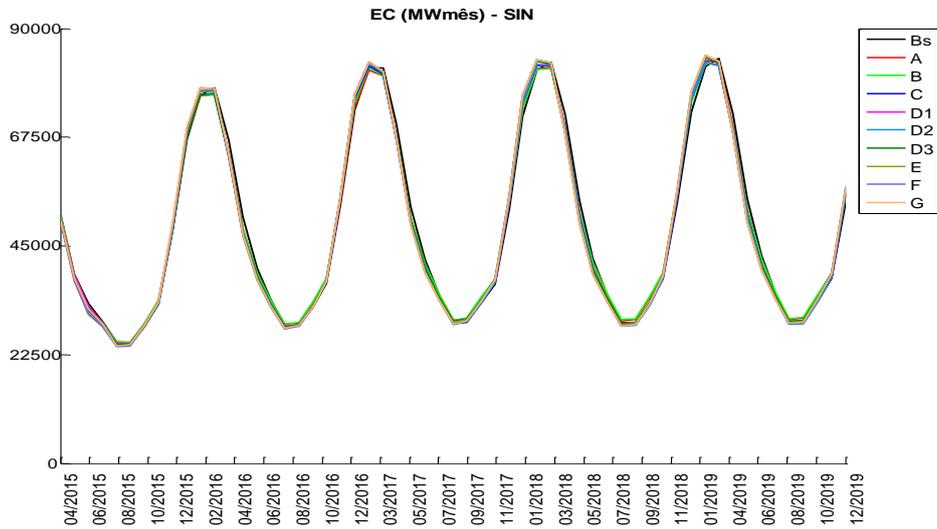


**Figura 5.123 – Energia natural afluyente Norte – PMO ABR/15**

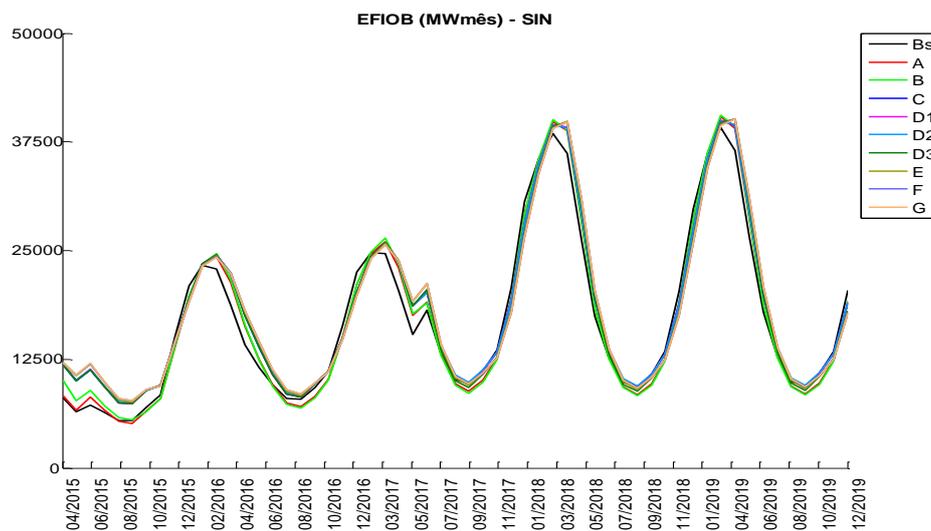
A energia natural afluyente bruta, controlável e fio d'água bruta para o SIN são mostradas na Figura 5.124 a Figura 5.126. Assim como nos gráficos por REE, a diferença observada nos primeiros períodos em grande parte é explicada pela diferença na tendência hidrológica dos diferentes REEs. Outros fatores que podem causar a diferença observada é a representação da estrutura de correlação temporal e espacial de cada REE.



**Figura 5.124 - Energia natural afluyente SIN – PMO ABR/15**

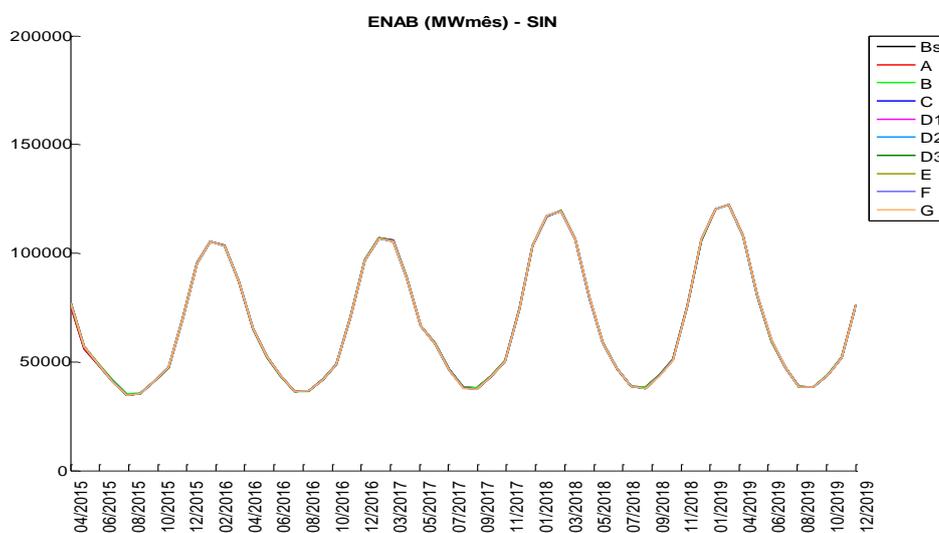


**Figura 5.125 - Energia natural afluyente controlável SIN – PMO ABR/15**

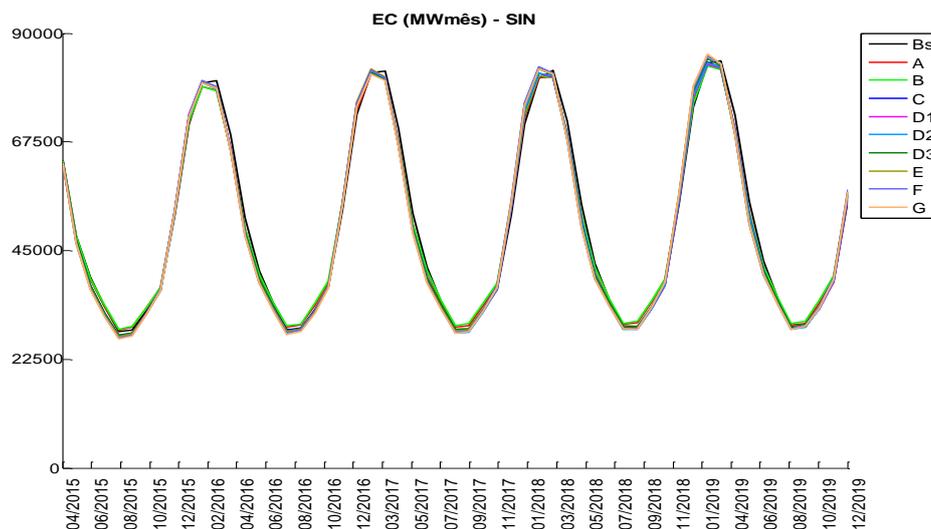


**Figura 5.126 - Energia fio d'água bruta SIN – PMO ABR/15**

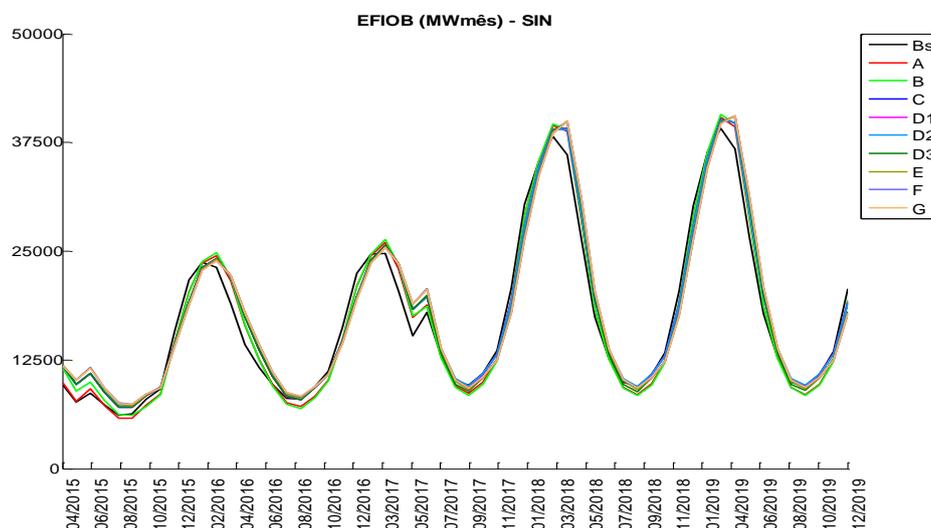
Para não considerar o efeito dos valores de ENAs recentes, o PMO ABR/15 foi avaliado sem a adoção de tendência hidrológica. Como era esperado, a diferença entre a energia natural afluyente média gerada em cada caso se reduz nos primeiros meses. Estes resultados podem ser verificados na Figura 5.127 a Figura 5.129 para o SIN.



**Figura 5.127 - Energia natural afluyente SIN – PMO ABR/15 sem TH**



**Figura 5.128 - Energia natural afluyente controlável SIN – PMO ABR/15 sem TH**



**Figura 5.129 - Energia fio d'água bruta SIN – PMO ABR/15 sem TH**

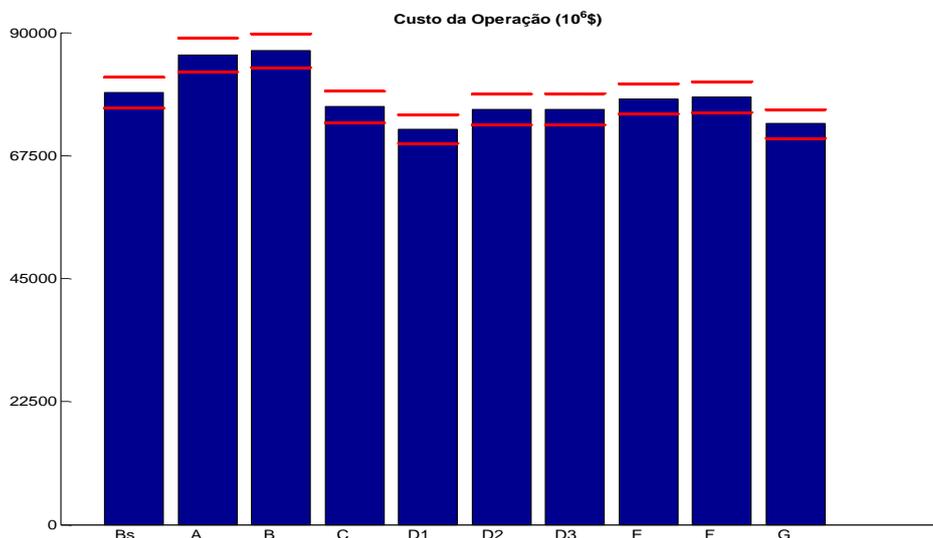
Como pode ser observado na Figura 5.128 e Figura 5.129, os valores são ligeiramente diferentes em cada caso, mas a energia natural afluyente, mostrada na Figura 5.127, é praticamente idêntica para todos os casos analisados. Isto ocorre, pois o processo de geração de cenários sintéticos de energia modela e fornece cenários de energia natural afluyente. Os cenários de energia controlável e fio d'água são obtidos considerando um fator de separação que calcula esta repartição. Este fator é calculado tendo como base a proporção de energia afluyente histórica controlável e fio d'água de cada REE. Na Tabela 5.5 é apresentado o fator de separação para o Caso Base-REe Caso G, é possível notar que o fator se altera com a repartição dos REEs do Caso Base.

**Tabela 5.5 – Fator de Separação**

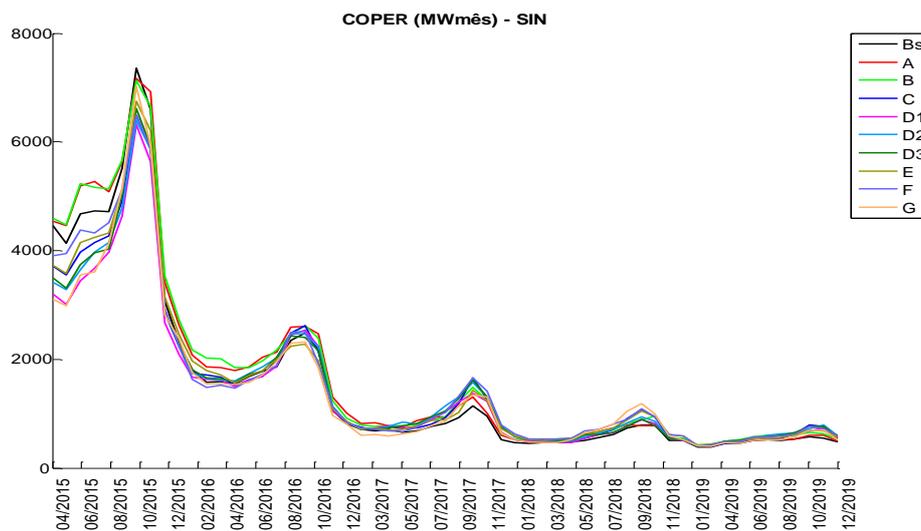
BASE			Caso G		
SM/SS	REE	%MLT	%MLT	REE	SM/SS
SE	SE	71.7%	73.9%	SUDESTE	SE
			2.3%	MADEIRA	
			48.5%	TPIRES	
			0.0%	ITAIPU	
			97.0%	PARANA	
			96.1%	PRNPANEMA	
S	S	83.8%	74.7%	SUL	S
			93.4%	IGUACU	
NE	NE	97.6%	97.6%	NORDESTE	NE
N	N	43.6%	88.6%	NORTE	N
			0.4%	BMONTE	
			14.1%	MAN	

### 5.5.3 Custo total de operação

Em geral, pode-se observar um aumento do custo total de operação em todas as propostas com relação ao Caso Base-RE(4REEs). A topologia que considera o SIN mais agregado tende a ter uma operação mais otimista, uma vez que a capacidade de geração de uma bacia pode ser utilizada para turbinar o excesso de energia afluyente de outra bacia pertencente ao mesmo REE. Na Figura 5.6 (a) são apresentados os valores esperados do custo total de operação para todos os casos analisados, e na Figura 5.6 (b) é mostrada a evolução temporal do custo médio de operação por período.



(a)

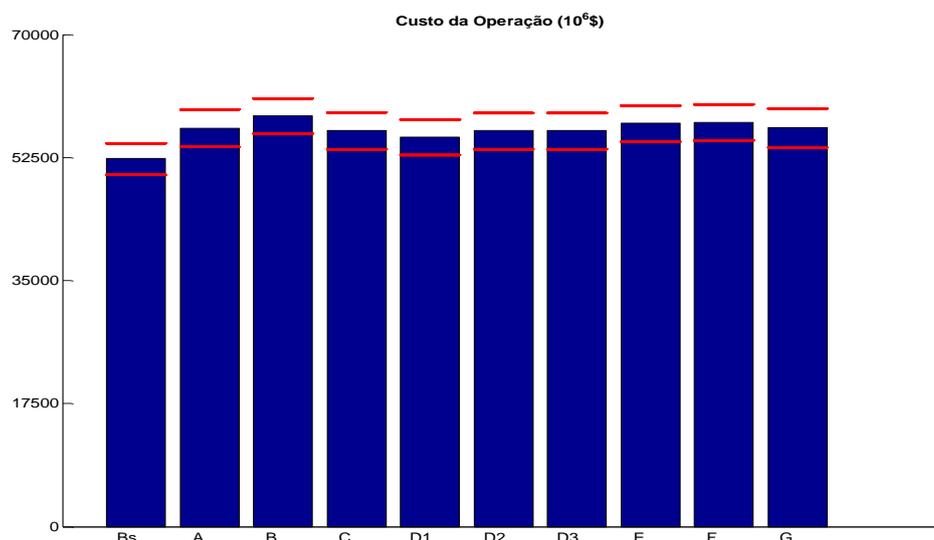


(b)

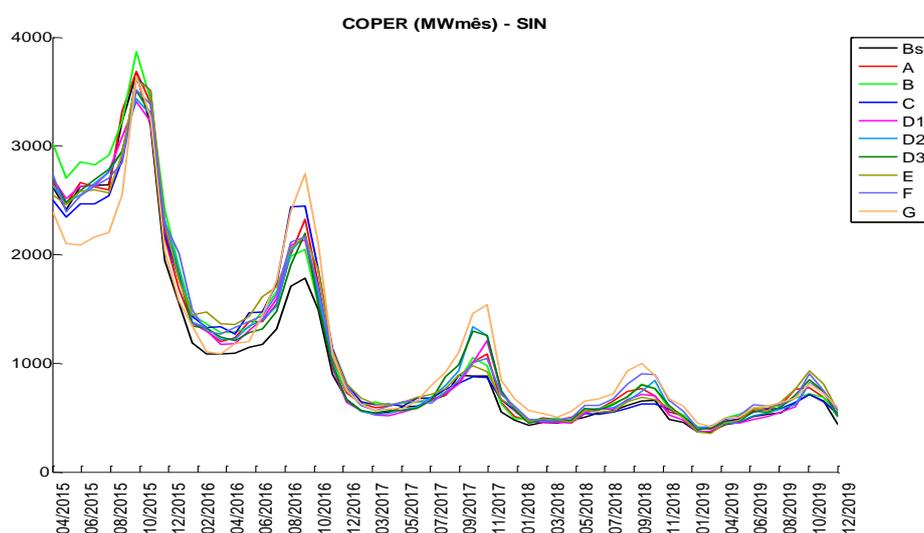
**Figura 5.130 - Custo de operação – (a) Total e (b) Mensal – PMO ABR/15**

Na Figura 5.6 pode-se observar que ao representar o REE Madeira (Caso A) o custo aumentou e ao representar os REEs Itaipu e Paraná (Caso C) o custo reduziu em comparação com o caso anterior. Ao representar a topologia do SIN com um número maior de REEs é possível explicitar restrições físicas, como por exemplo, capacidade de turbinamento e armazenamento e permitir que o comportamento hidrológico seja representado de forma mais acurada. Em geral, a questão da representação das restrições aumenta o custo total de operação, como explicado anteriormente, enquanto que a acurácia na representação da hidrologia tende a reduzir o custo de operação, dado que pode haver uma complementaridade hidrológica entre os REEs. A influência conjunta destes dois pontos no custo total de operação depende das características do caso e dos REEs que estão sendo representados. A análise do caso onde a usina de Itaipu é representada como um REE a parte será apresentada com mais detalhes no Capítulo 6 deste Relatório.

Na Figura 5.131 são apresentados os custos totais de operação para o PMO ABR/15 sem adoção da tendência hidrológica para todos os casos. O comportamento entre as proposta continua igual ao observado no PMO com tendência hidrológica.



(a)



(b)

**Figura 5.131 - Custo de operação – (a) Total e (b) Mensal – PMO ABR/15 Sem TH**

#### 5.5.4 Risco de Déficit

As maiores diferenças no risco anual de qualquer déficit entre as propostas analisadas e o Caso Base-REsão observadas nos dois primeiros anos do estudo. Essas diferenças se reduzem ao longo do horizonte de estudo. Na Figura 5.132 a Figura 5.135 são apresentados os riscos anuais de qualquer déficit para os submercados SE, S, NE e N.

Pode se observar na Figura 5.132 que ao separar o REE Madeira (Caso A) houve um aumento no risco de déficit, pois o montante de água afluente às usinas do rio Madeira não é mais turbinado pelas demais usinas do REE Sudeste, onde originalmente as usinas do REE Madeira estavam alocadas. Houve uma pequena elevação do risco ao

representar o REE Teles Pires. Ao representar os REEs Itaipu e Paraná é observada uma forte redução no risco de déficit. Este caso será analisado em mais detalhes no Capítulo 6 deste Relatório. O risco também sobre uma redução, não tão acentuada, ao considerar a bacia do Paranapanema como um REE, pois a tendência hidrológica deste REE está bem mais alta do que o REE onde as usinas estavam alocadas no Caso C. Nos Casos D2 e D3 também há uma redução dos riscos em comparação com o Caso C, porém com intensidade menor do que a observada no Caso D1. Ao representar o REE Amazonas (Caso E) o risco se eleva em comparação com Caso D3, o mesmo ao se representar o REE Iguaçu (Caso F). Finalmente, no caso G o risco novamente se reduz ao representar o REE Paranapanema, pela mesma razão explicada anteriormente.

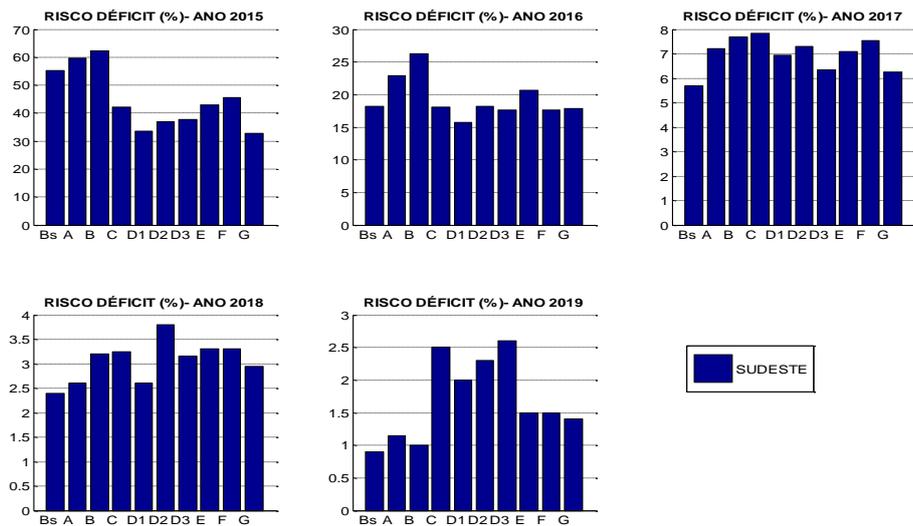


Figura 5.132 - Risco de Déficit – SM/SS Sudeste - PMO ABR/15

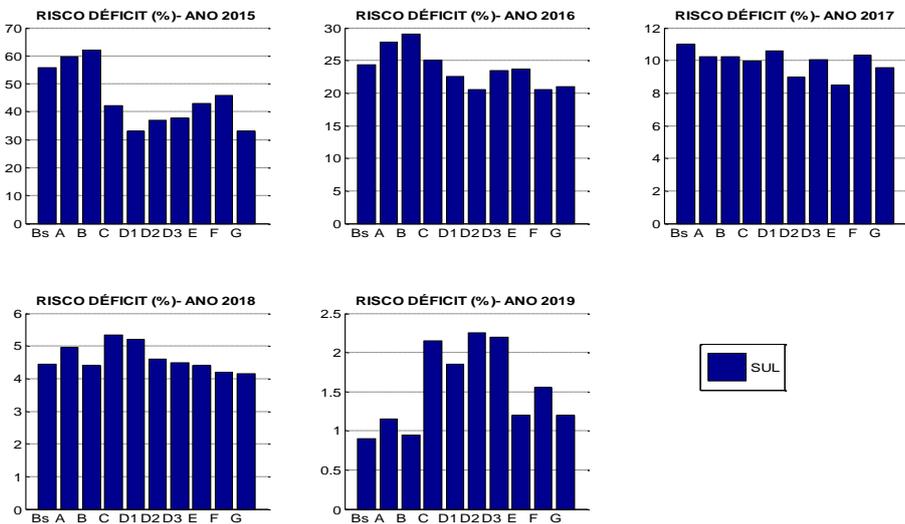
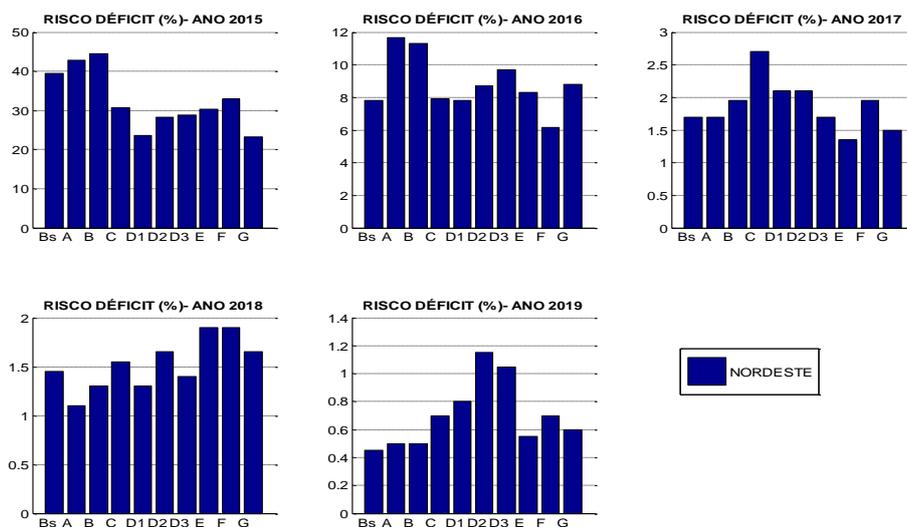
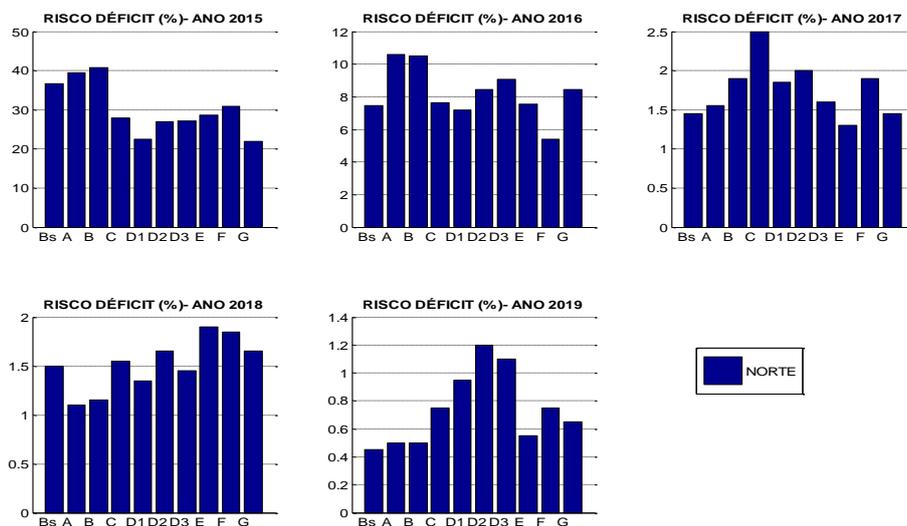


Figura 5.133 - Risco de Déficit – SM/SS Sul - PMO ABR/15

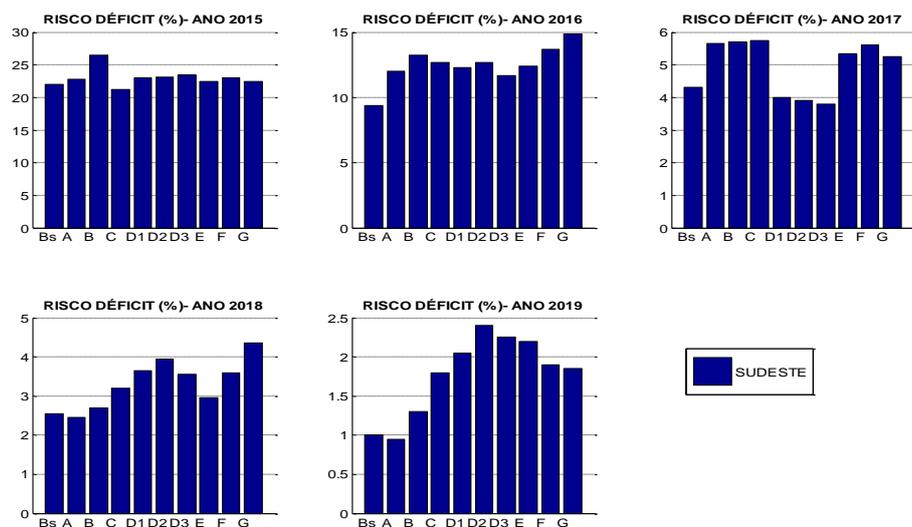


**Figura 5.134 - Risco de Déficit – SM/SS Nordeste - PMO ABR/15**

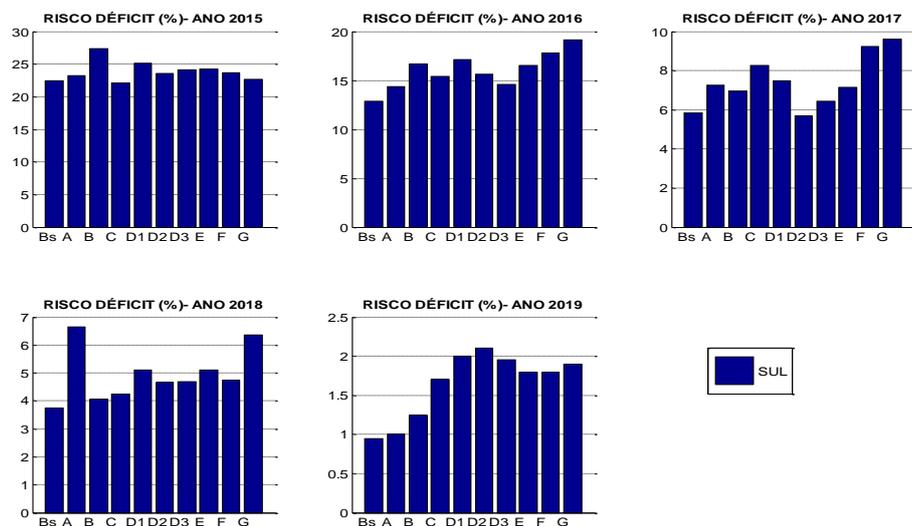


**Figura 5.135 - Risco de Déficit – SM/SS Norte - PMO ABR/15**

À medida que a influência dos valores iniciais da tendência hidrológica se reduz, as diferenças vão diminuindo. Isto pode ser verificado na Figura 5.136 a Figura 5.139, onde são apresentados os resultados dos quatro submercados/subsistemas para o PMO ABR/15 sem adoção de tendência hidrológica.



**Figura 5.136 - Risco de Déficit – SM/SS Sudeste - PMO ABR/15 – Sem TH**



**Figura 5.137 - Risco de Déficit – SM/SS Sul - PMO ABR/15 – Sem TH**

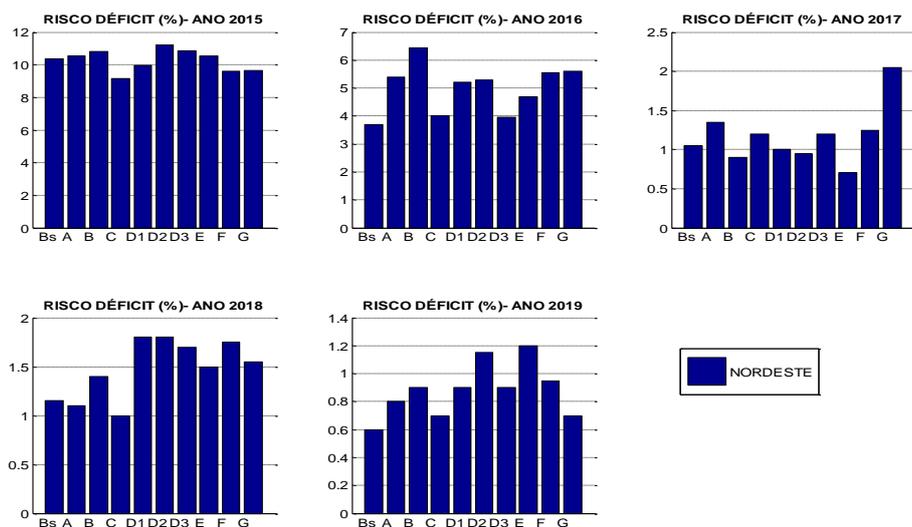


Figura 5.138 - Risco de Déficit – SM/SS Nordeste - PMO ABR/15 – Sem TH

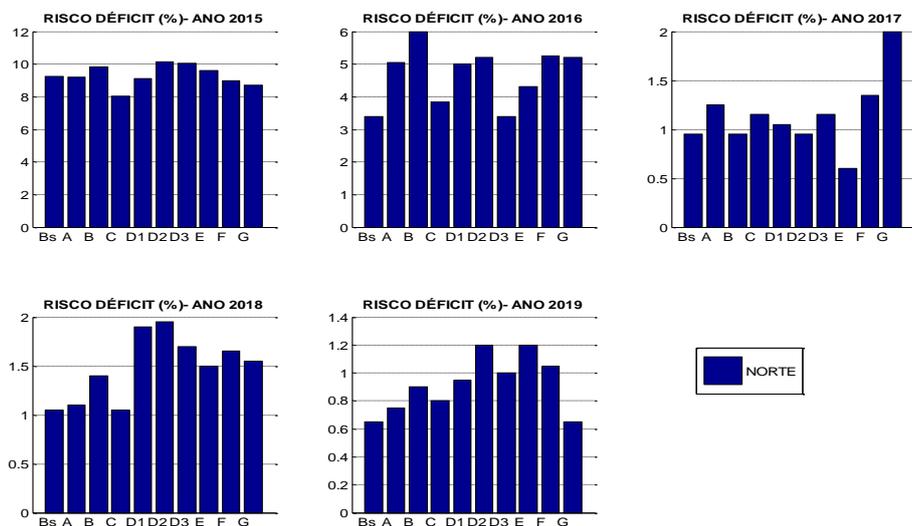


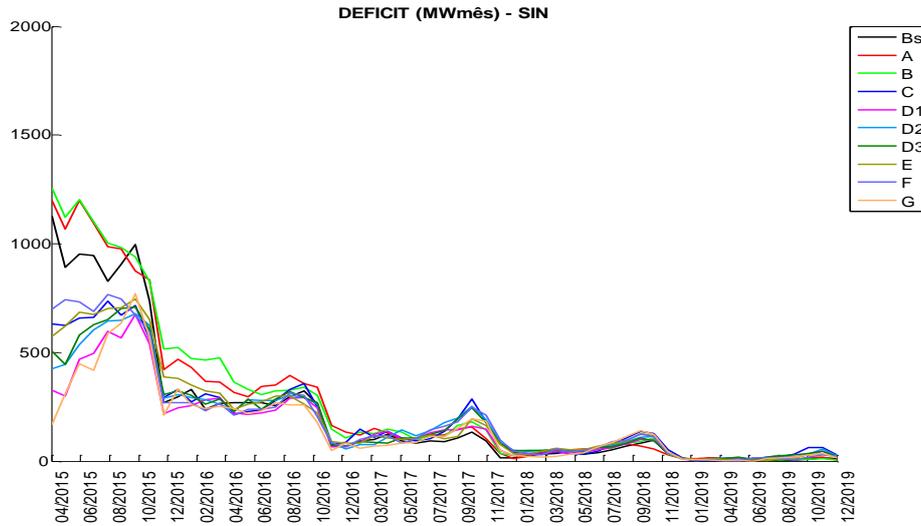
Figura 5.139 - Risco de Déficit – SM/SS Norte - PMO ABR/15 – Sem TH

Ressalta-se que o risco de déficit calculado condicionado à afluência passada recente não é um indicador adequado para a avaliação das condições de atendimento do sistema elétrico meses a frente.

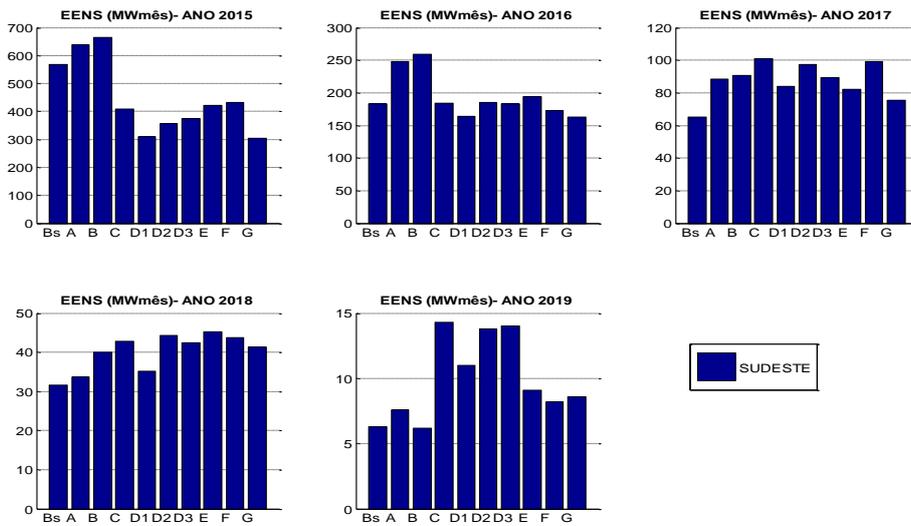
### 5.5.5 Valor Esperado da Energia não Suprida e Déficit

O comportamento da variável energia não suprida/déficit é bastante semelhante ao observado no risco de déficit, conforme pode ser verificado na Figura 5.140 a Figura 5.144. Os valores nos primeiros períodos apresentam uma diferença grande entre as propostas e ao longo do tempo vão se aproximando. Isto também pode ser explicado

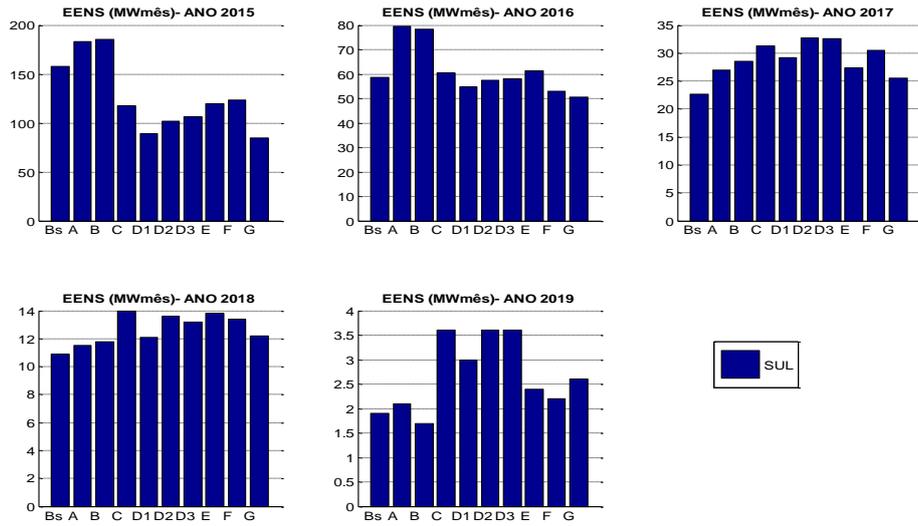
peelo fato das afliências passadas a cada REE serem significativamente diferente uma das outras.



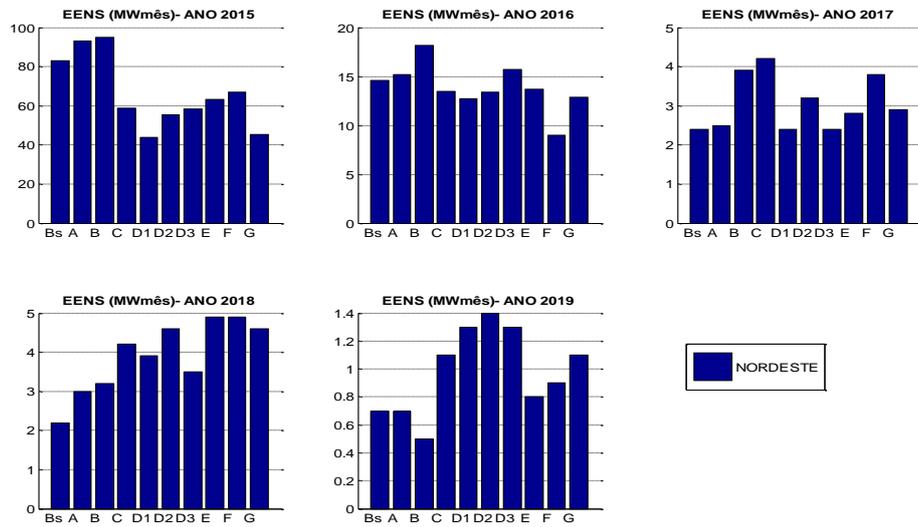
**Figura 5.140 - Déficit SIN - PMO ABR/15**



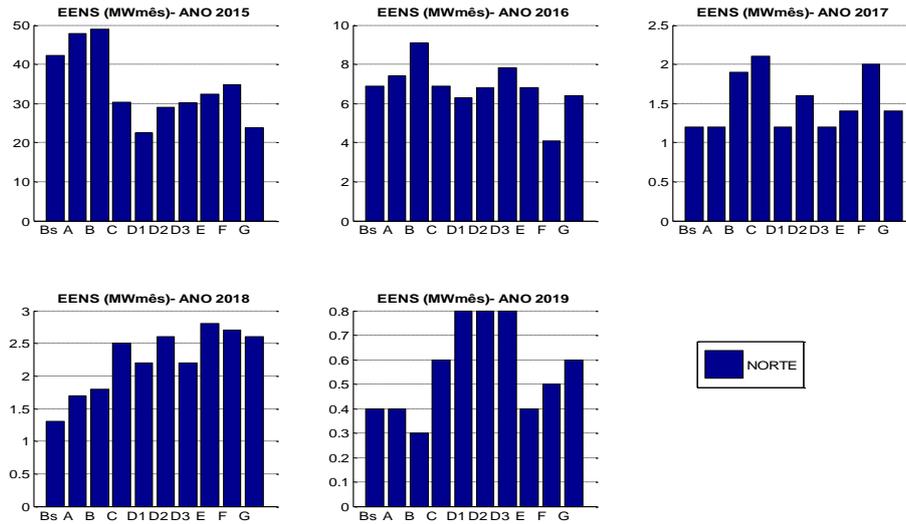
**Figura 5.141 - EENS – SM/SS Sudeste - PMO ABR/15**



**Figura 5.142 - EENS – SM/SS Sul - PMO ABR/15**

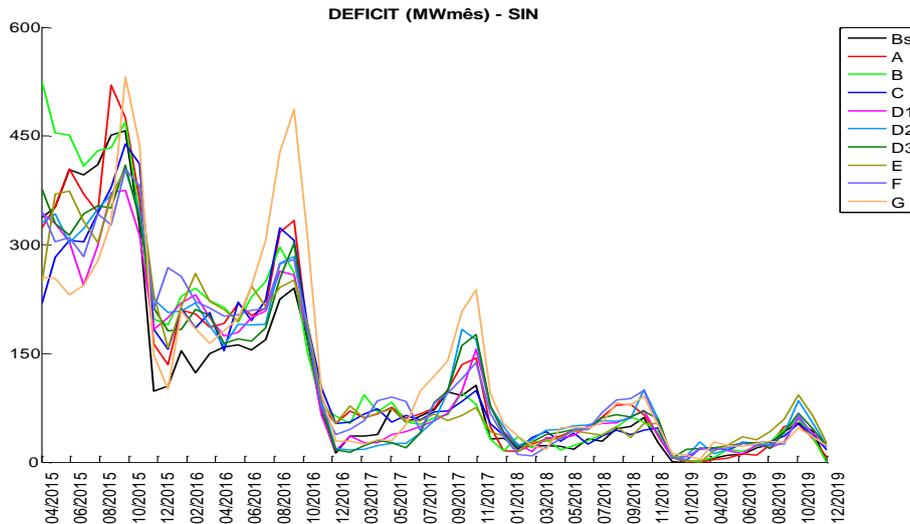


**Figura 5.143 - EENS – SM/SS Nordeste - PMO ABR/15**

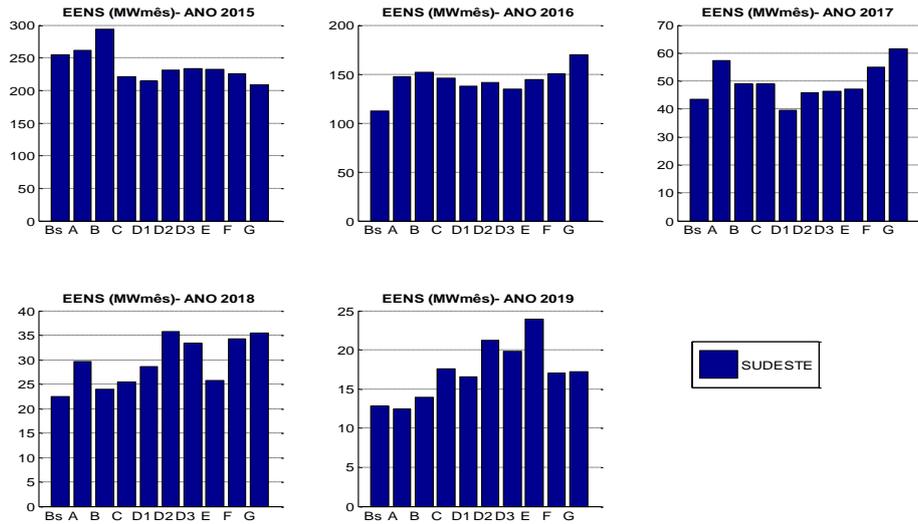


**Figura 5.144 - EENS – SM/SS Norte - PMO ABR/15**

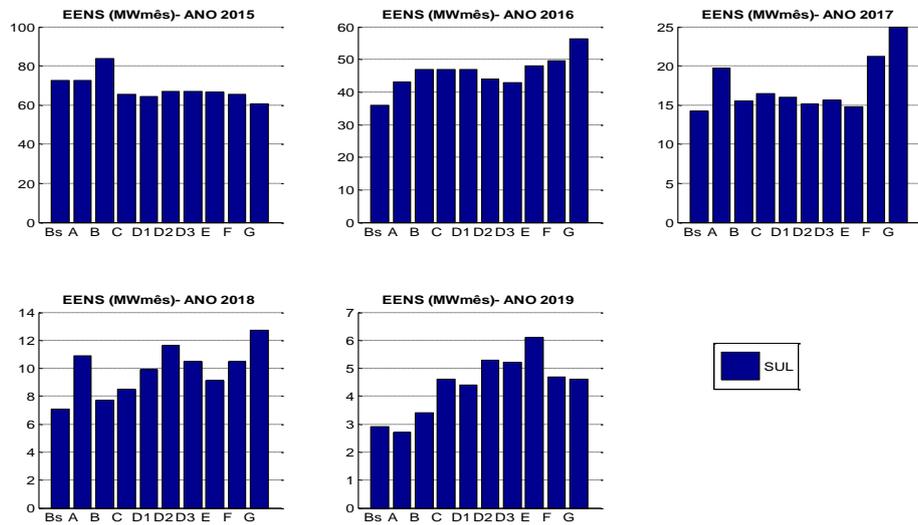
Na Figura 5.145 a Figura 5.149 são mostrados os resultados de déficit de energia para o PMO ABR/15 sem a adoção de tendência hidrológica. Neste caso, é possível observar que os resultados das propostas de aproximam mais do que nos resultados considerando a tendência hidrológica.



**Figura 5.145 - Déficit SIN - PMO ABR/15 – Sem TH**



**Figura 5.146 - EENS – SM/SS Sudeste - PMO ABR/15 – Sem TH**



**Figura 5.147 - EENS – SM/SS Sul - PMO ABR/15 – Sem TH**

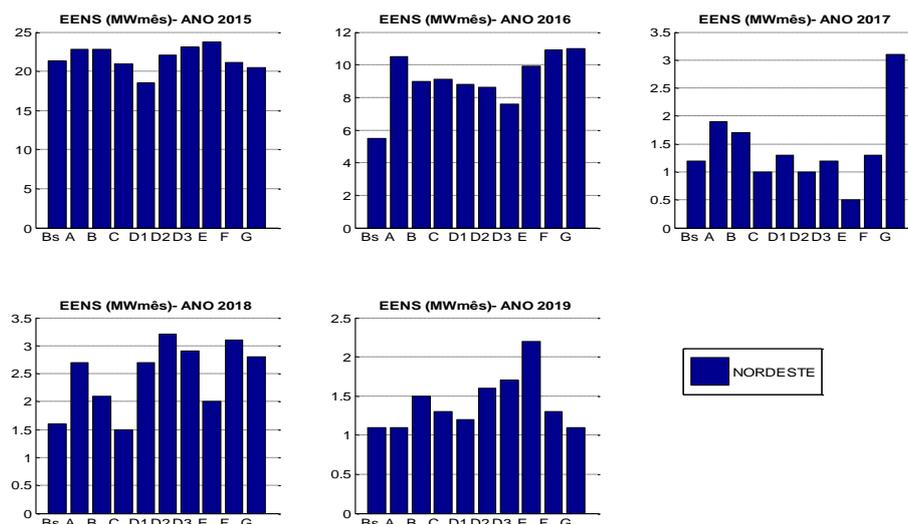


Figura 5.148 - EENS – SM/SS Norte - PMO ABR/15 – Sem TH

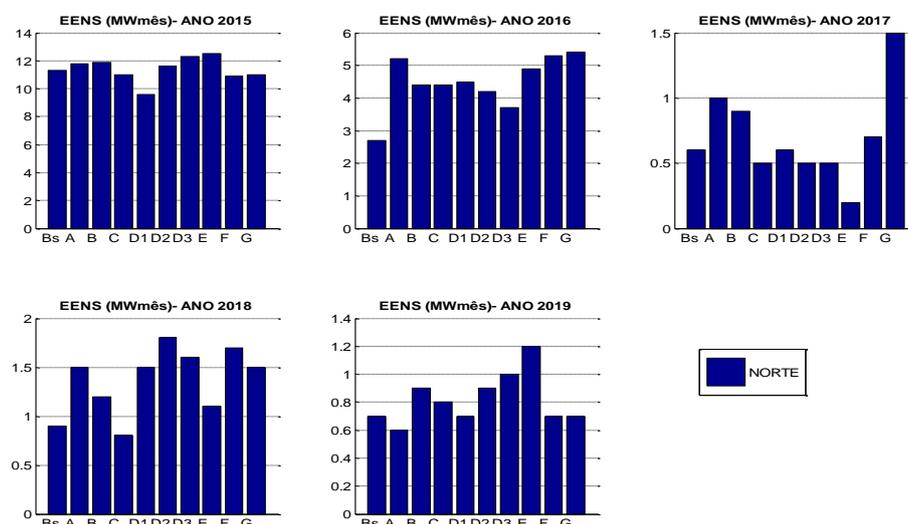
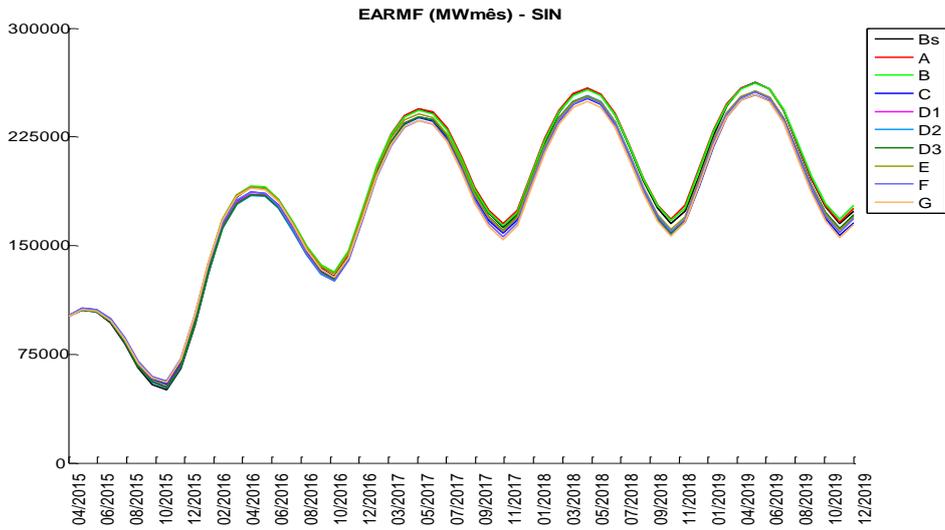


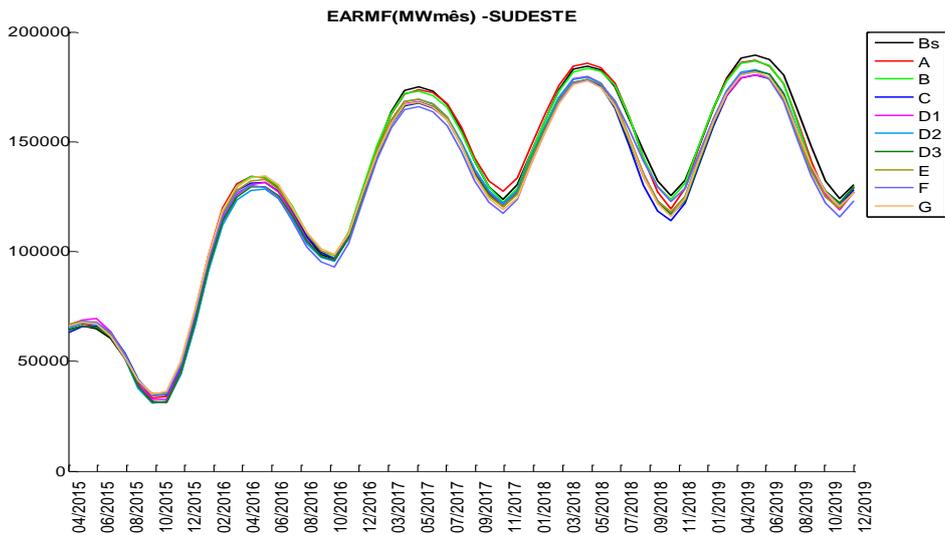
Figura 5.149 - EENS – SM/SS Norte - PMO ABR/15 – Sem TH

### 5.5.6 Energia armazenada

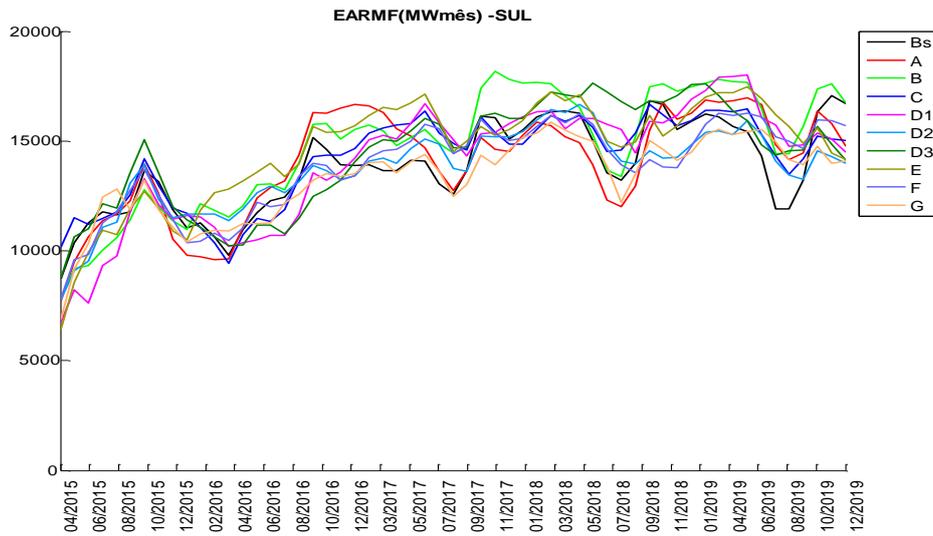
Ao representar bacias com comportamento hidrológico distinto em um mesmo REE, a política de operação obtida tende a ser mais otimista, uma vez que a água que seria vertida em uma bacia poderá ser turbinada nas usinas das demais bacias que pertencem ao mesmo REE. Desta forma, ao representar as bacias em diferentes REEs, o problema ficará mais próximo da operação real e os armazenamentos tendem a atingir valores mais baixos, conforme pode ser observado na Figura 5.150. Os resultados de energia armazenada final para os REEs agregados em submercado/subsistema são apresentados na Figura 5.150 a Figura 5.154.



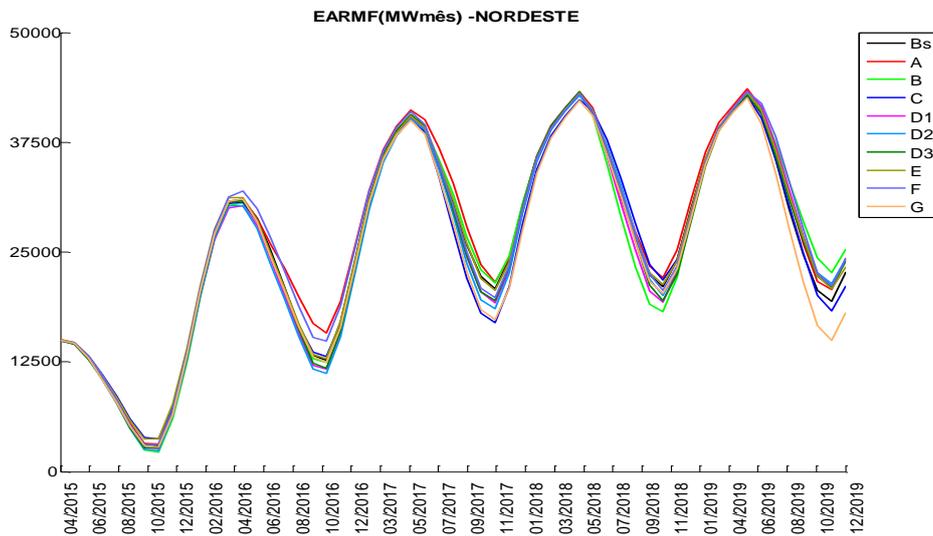
**Figura 5.150 - Energia Armazenada SIN – PMO ABR/15**



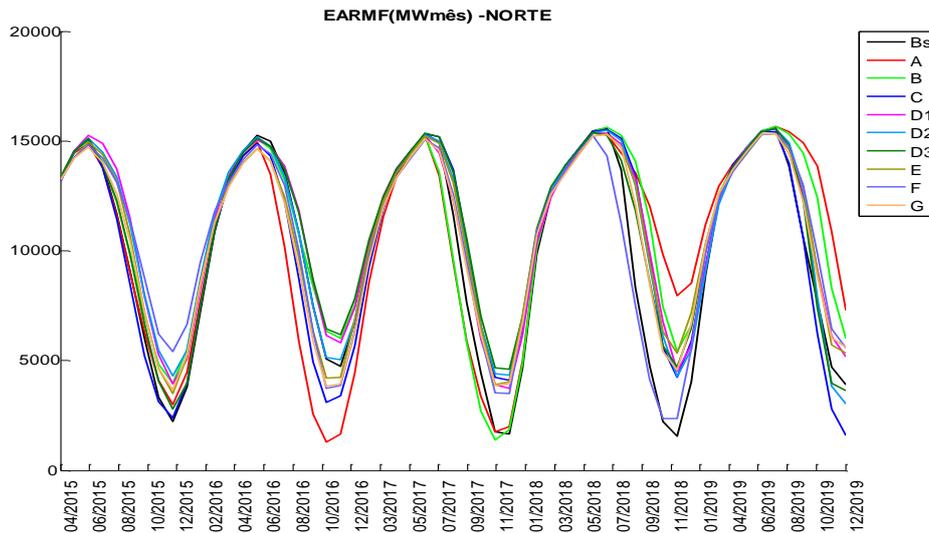
**Figura 5.151 - Energia Armazenada - Sudeste – PMO ABR/15**



**Figura 5.152 - Energia Armazenada - Sul – PMO ABR/15**



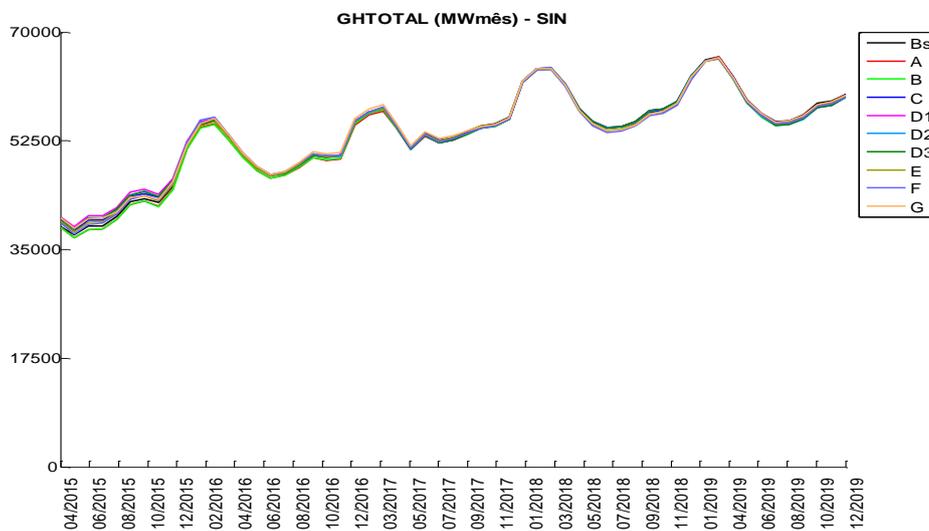
**Figura 5.153 - Energia Armazenada - Nordeste – PMO ABR/15**



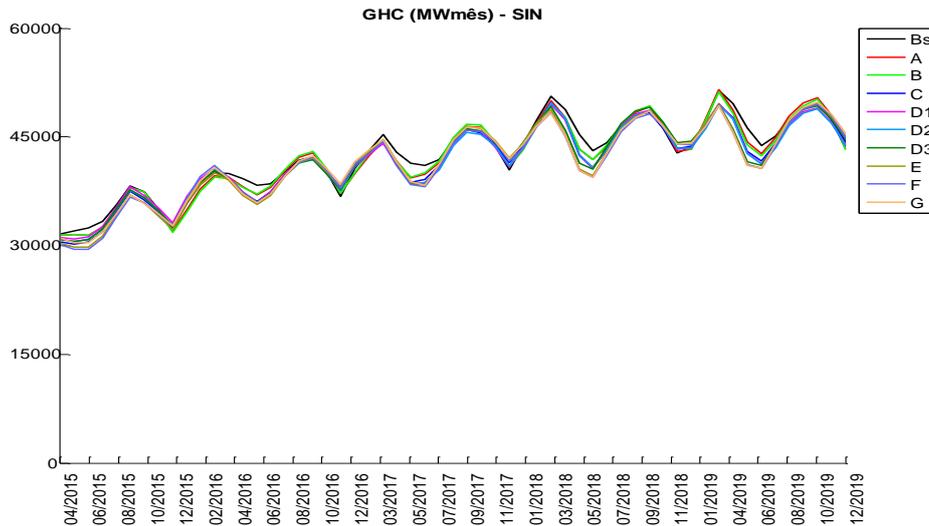
**Figura 5.154 - Energia Armazenada - Norte – PMO ABR/15**

### 5.5.7 Geração hidráulica

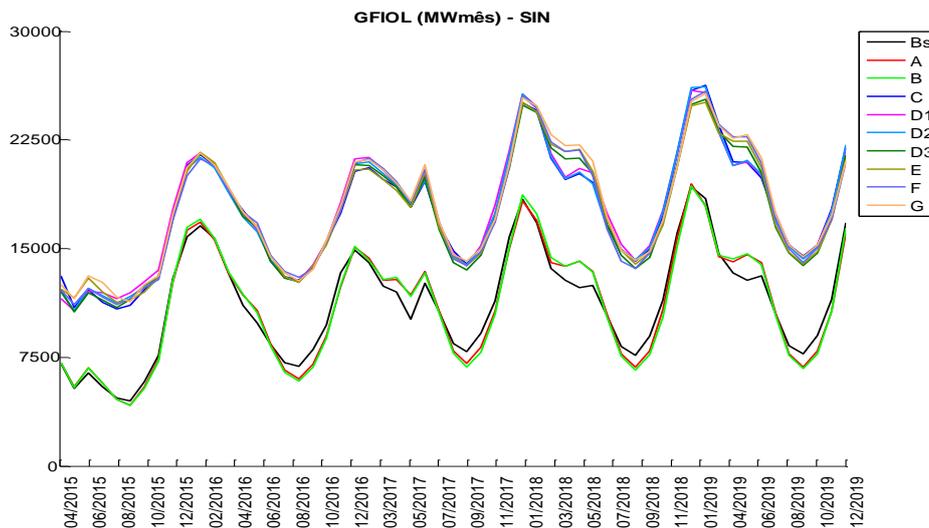
É esperado que a geração hidráulica média dos casos com mais REEs seja inferior àquela observada no Caso Base, uma vez que a energia afluente excedente de uma bacia não poderá mais ser turbinada por usinas de bacias representadas em REEs diferentes, de acordo com a Figura 5.155. Na Figura 5.156 e Figura 5.157 são apresentadas, respectivamente, a geração hidráulica controlável e fio d'água líquida.



**Figura 5.155 – Geração hidráulica total SIN – PMO ABR/15**



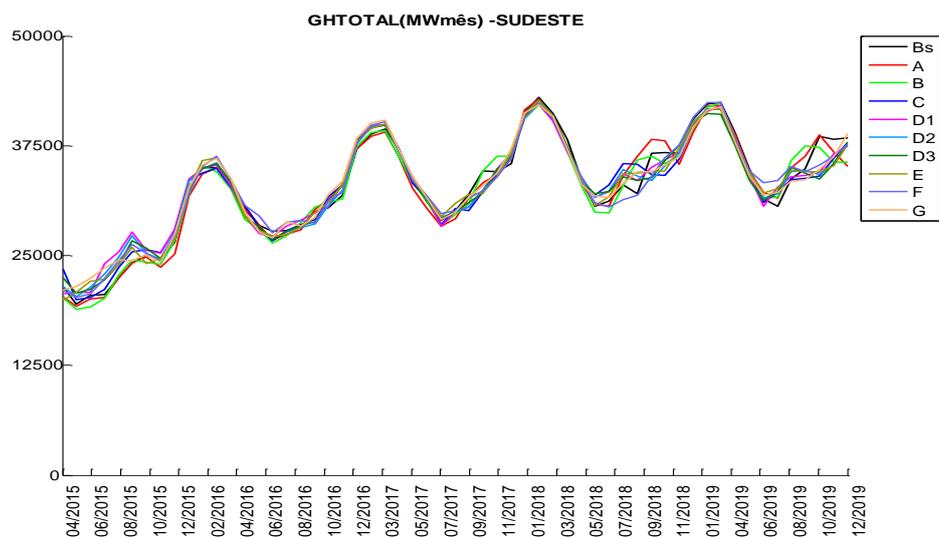
**Figura 5.156 – Geração hidráulica controlável SIN – PMO ABR/15**



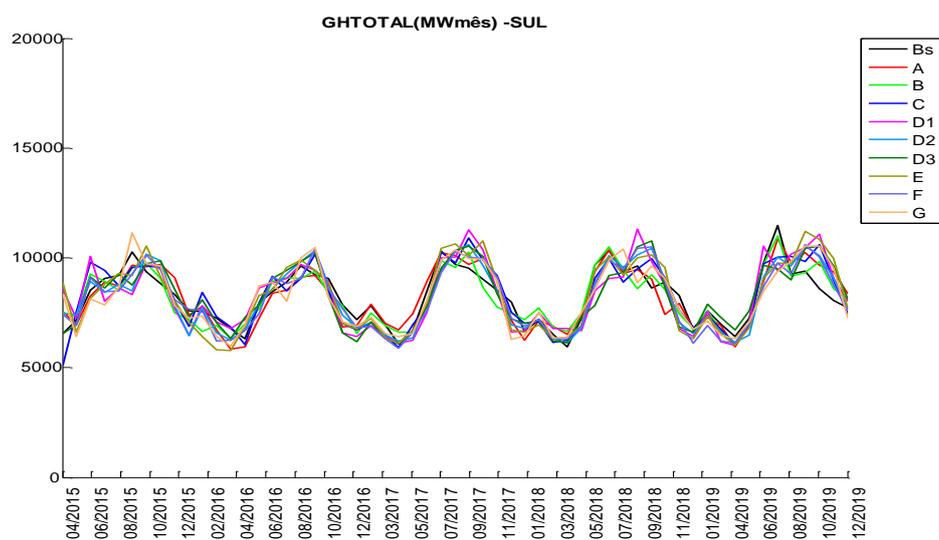
**Figura 5.157 – Geração hidráulica fio líquida SIN – PMO ABR/15**

Vale ressaltar que a geração hidráulica fio d'água líquida nos casos com acoplamento hidráulico (todos a partir do Caso C) consideram a parcela de desestocagem de montante, por este motivo estão mais elevadas na Figura 5.156. Na Figura 5.157 é apresentado o valor total da geração hidráulica controlável, isto é, a parcela própria mais a parcela que entra como energia fio d'água no REE de jusante. No gráfico que ilustra a geração hidráulica total, Figura 5.155, é considerada a soma da parcela própria da geração hidráulica controlável e da geração fio d'água líquida.

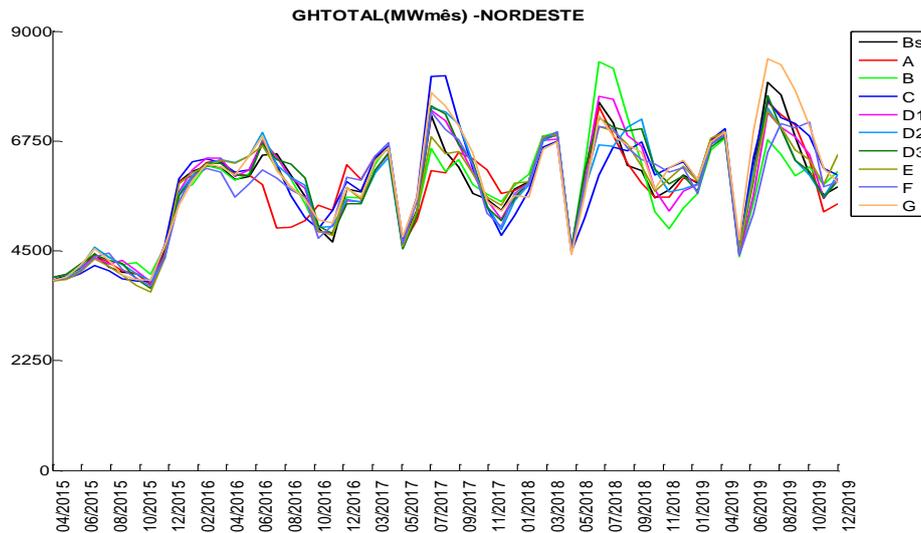
Na Figura 5.158 a Figura 5.161 são mostradas a geração hidráulica total por REE agregado em submercado/subsistema.



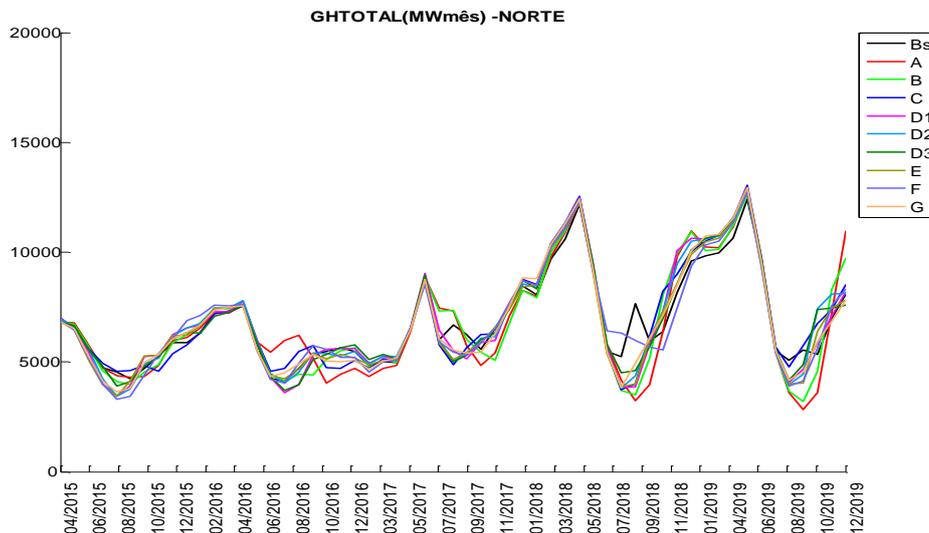
**Figura 5.158 – Geração hidráulica total - Sudeste – PMO ABR/15**



**Figura 5.159 – Geração hidráulica total - Sul – PMO ABR/15**



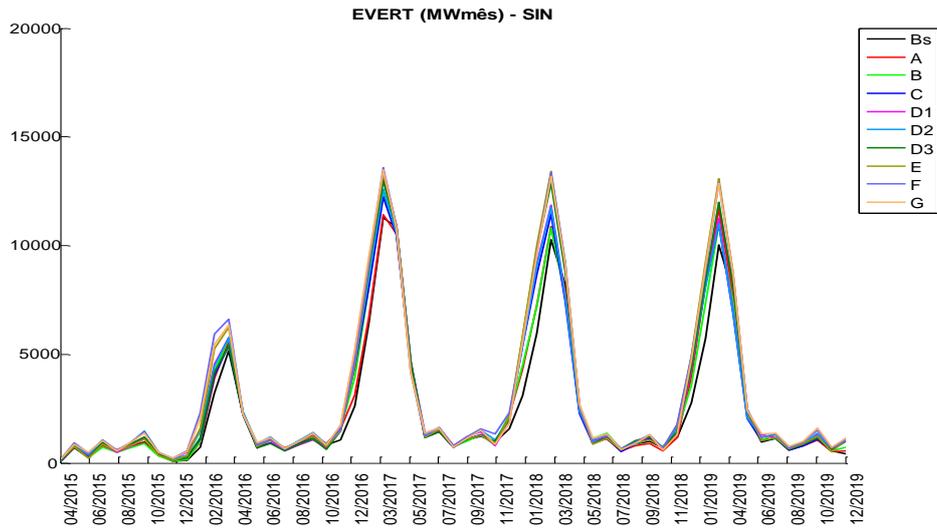
**Figura 5.160 – Geração hidráulica total - Nordeste – PMO ABR/15**



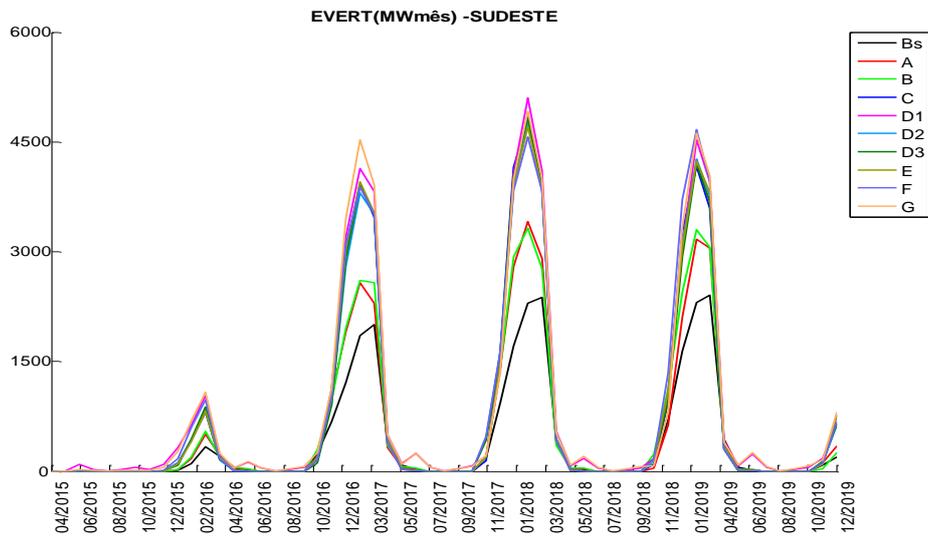
**Figura 5.161 – Geração hidráulica total – Norte – PMO ABR/15**

### 5.5.8 Energia Vertida

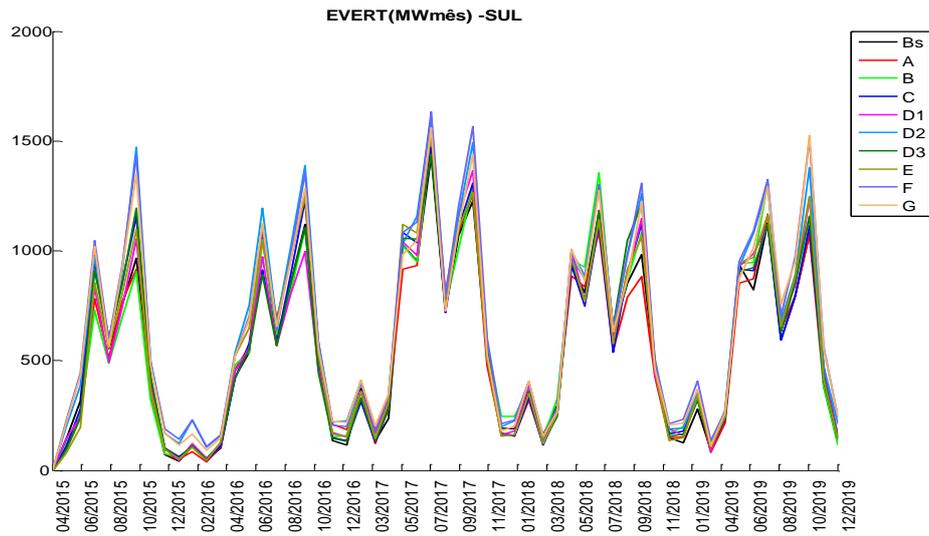
A energia vertida tende a aumentar para os casos com representação mais detalhada do SIN, uma vez que as restrições de turbinamento das usinas ficam mais evidentes. Este resultado pode ser conferido na Figura 5.162 para o SIN, e mais detalhadamente para os REEs agrupados por submercado/subsistema na Figura 5.163 a Figura 5.166.



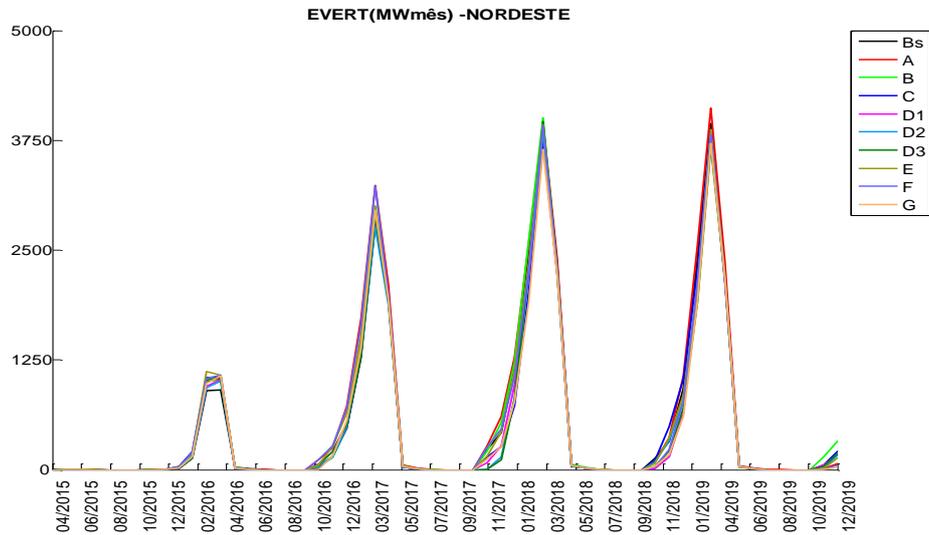
**Figura 5.162 – Energia vertida SIN – PMO ABR/15**



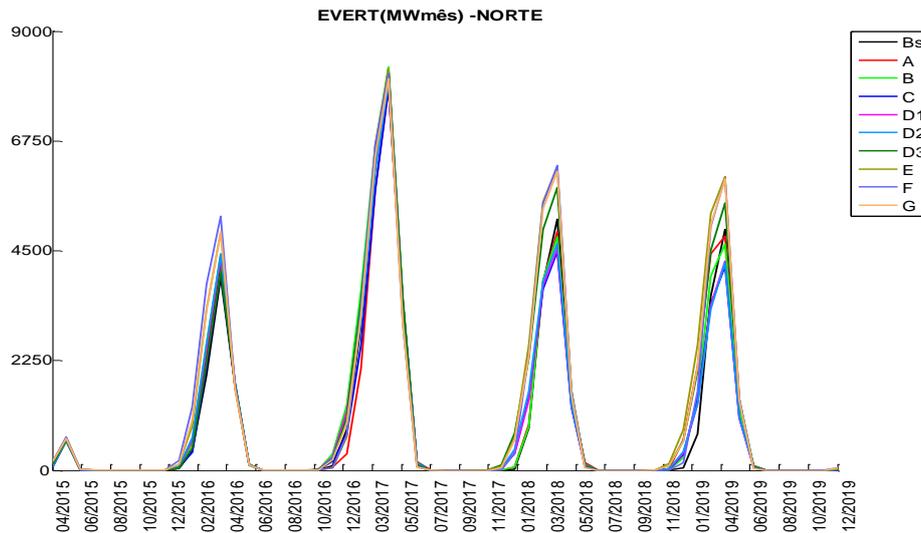
**Figura 5.163 – Energia vertida Sudeste – PMO ABR/15**



**Figura 5.164 – Energia vertida Sul – PMO ABR/15**



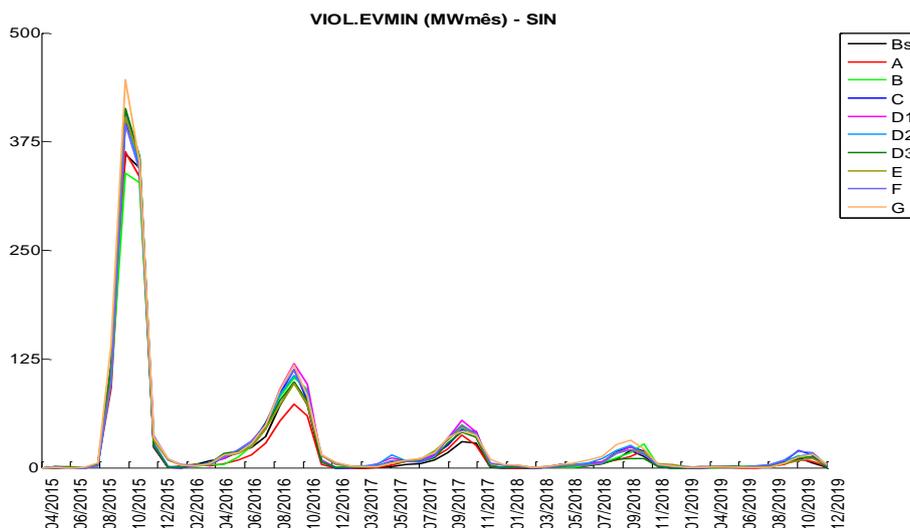
**Figura 5.165 – Energia vertida Nordeste – PMO ABR/15**



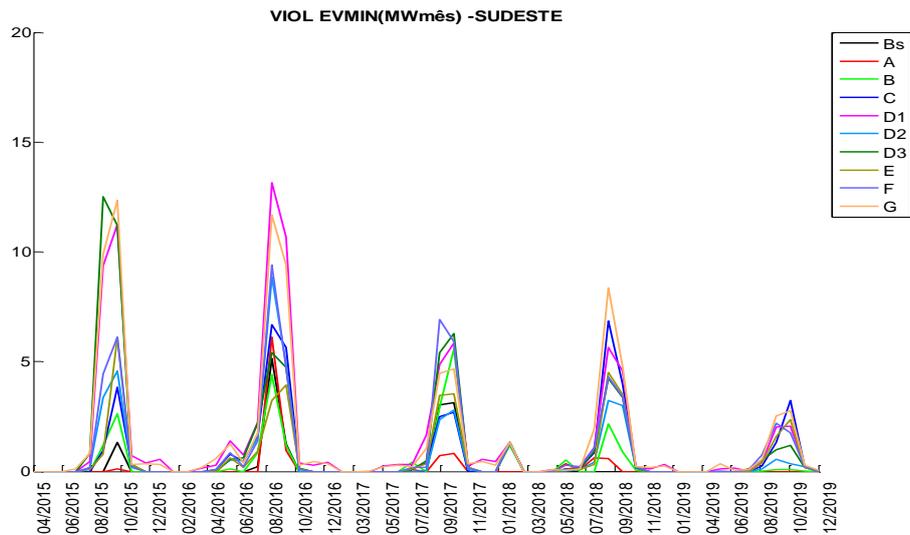
**Figura 5.166 – Energia vertida Norte – PMO ABR/15**

### 5.5.9 Violação Meta de Vazão Mínima

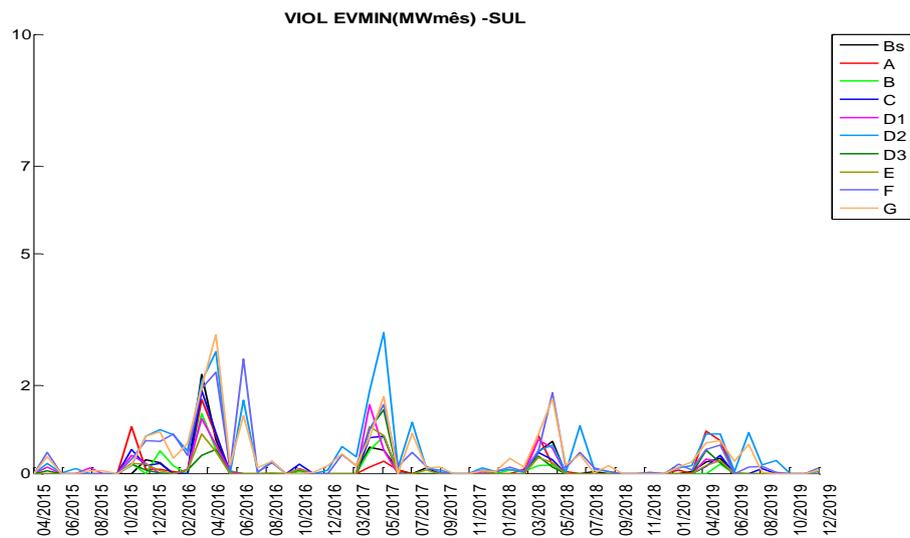
A meta de vazão tende a ser mais violada à medida que a topologia vai sendo dividida em um número maior de REEs, uma vez que o nível de armazenamento e a geração hidráulica controlável tendem a ser menores, conforme já observado anteriormente e, portanto, tende a ter menos recurso disponível para atendimento a esta restrição. Este comportamento pode ser verificado na Figura 5.167 de uma forma global para o SIN, e mais detalhadamente por REE agregado em submercado/subsistema na Figura 5.168 a Figura 5.171.



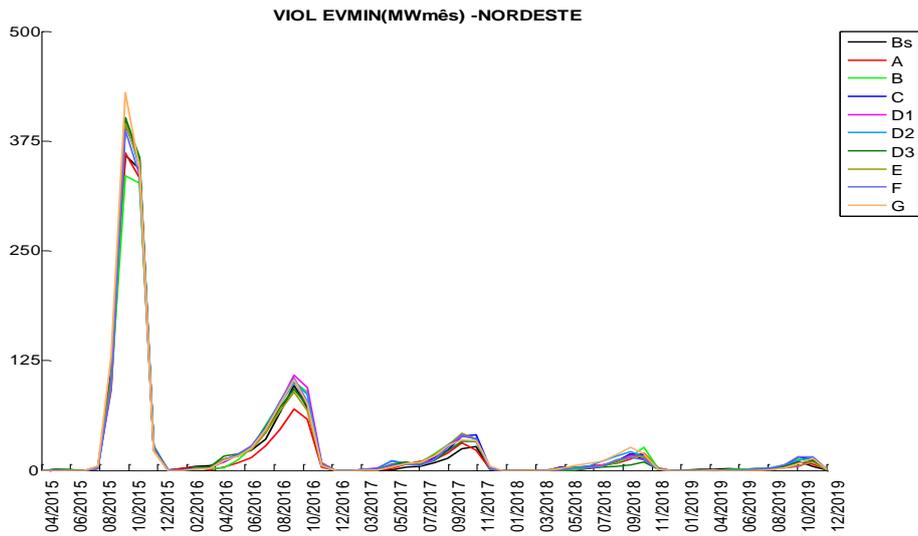
**Figura 5.167 – Violação meta de vazão mínima SIN – PMO ABR/15**



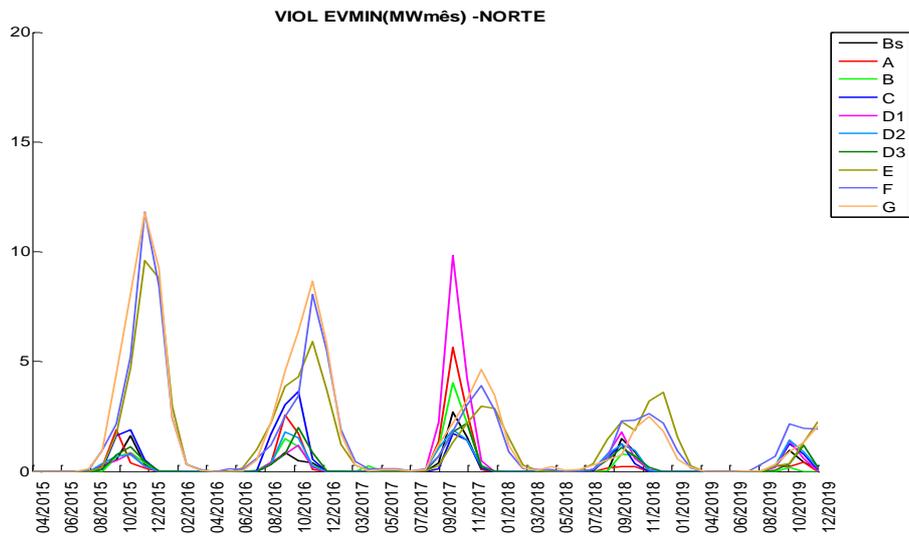
**Figura 5.168 – Violação meta de vazão mínima Sudeste – PMO ABR/15**



**Figura 5.169 – Violação meta de vazão mínima Sul – PMO ABR/15**



**Figura 5.170 – Violação meta de vazão mínima Nordeste – PMO ABR/15**



**Figura 5.171 – Violação meta de vazão mínima Norte – PMO ABR/15**

### 5.5.10 Custo marginal de operação

O custo marginal de operação médio anual para cada submercado/subsistema é apresentado na Figura 5.172 a Figura 5.175. Pode-se observar que nos primeiros anos os CMOs apresentam uma maior diferença entre as propostas avaliadas. À medida que se avança no horizonte de planejamento, essas diferenças vão se reduzindo por causa da perda de memória do passado recente. No PMO ABR/15 executado sem adoção de tendência hidrológica, os valores de CMO de cada caso analisado são mais parecidos entre si, conforme Figura 5.176 a Figura 5.179.

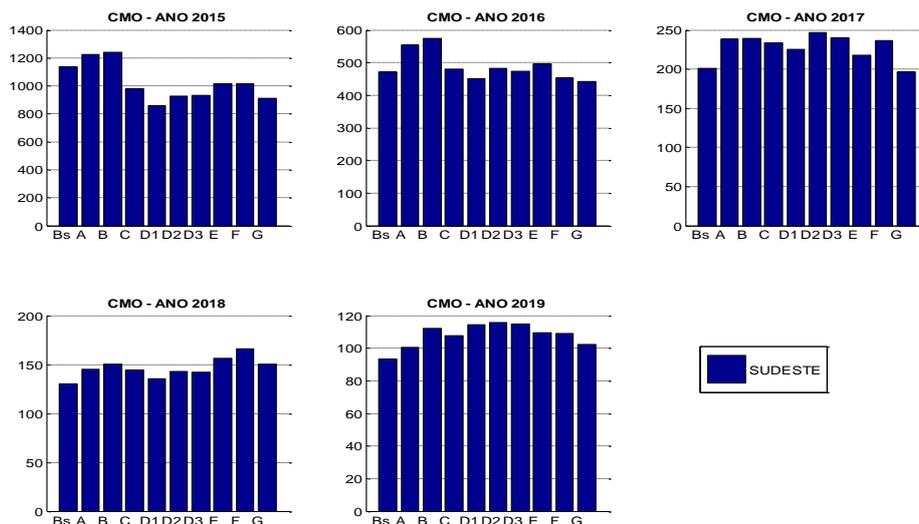


Figura 5.172 – CMO médio anual - Sudeste – PMO ABR/15

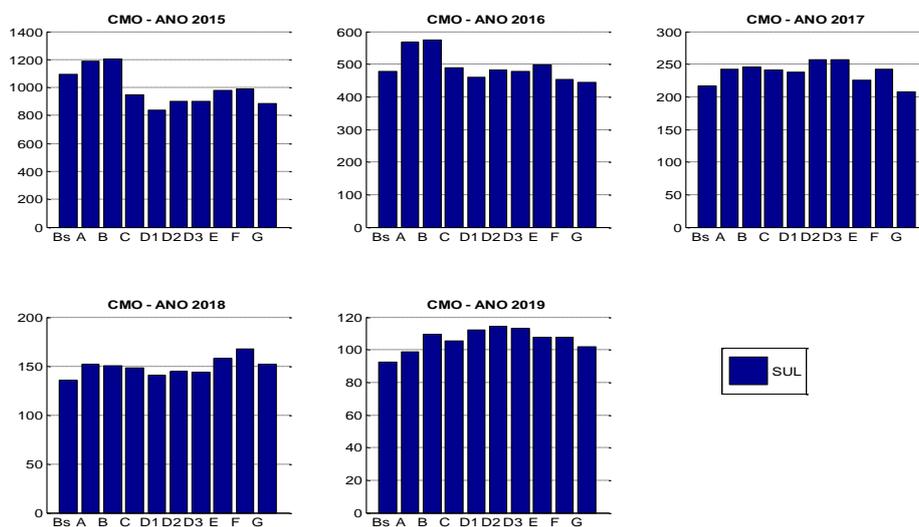
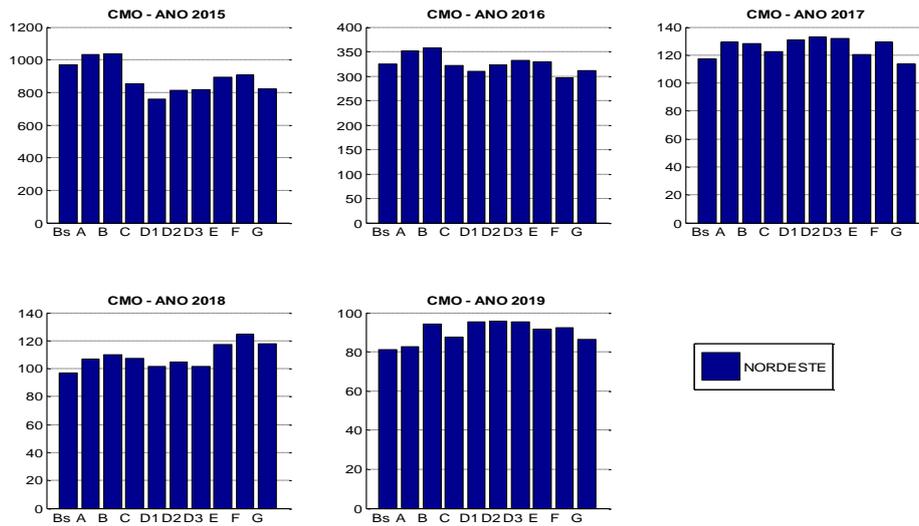
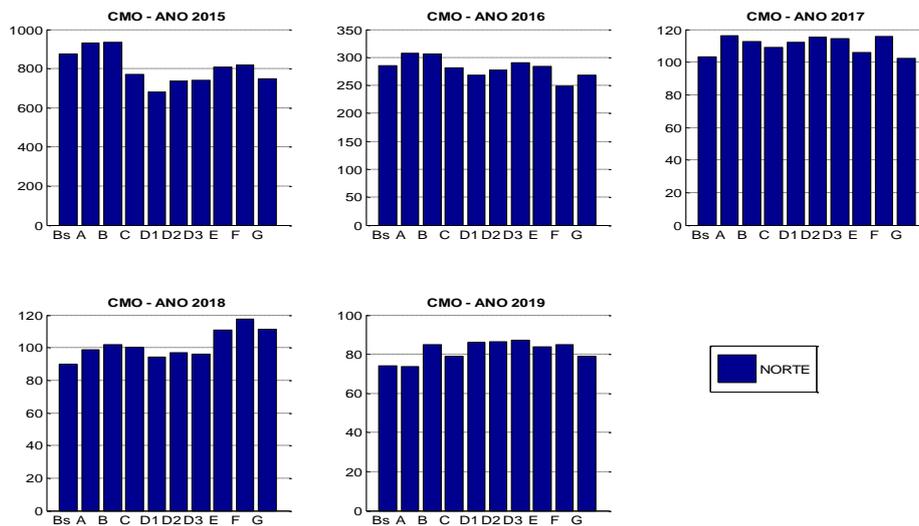


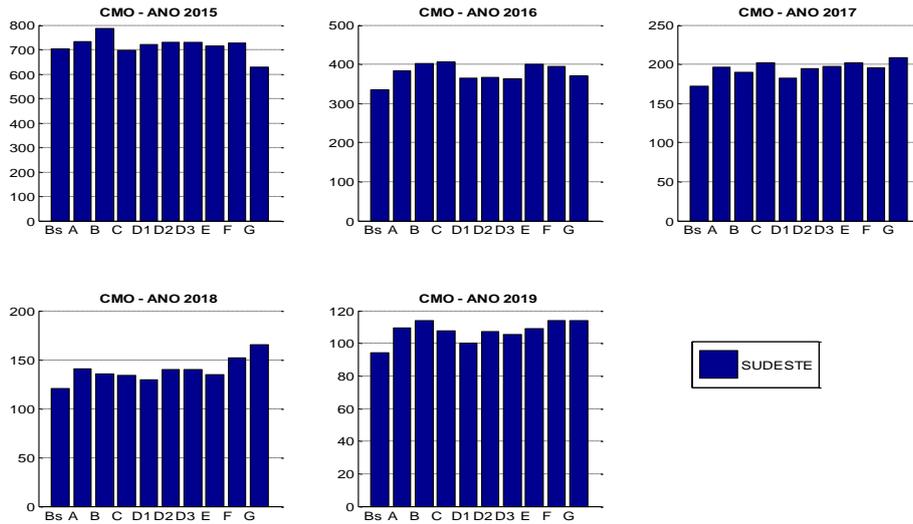
Figura 5.173 – CMO médio anual - Sul – PMO ABR/15



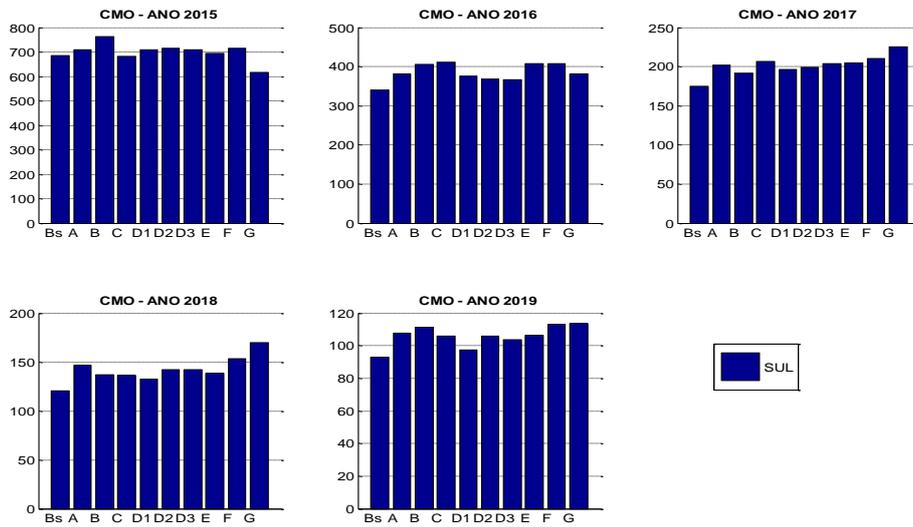
**Figura 5.174 – CMO médio anual - Nordeste – PMO ABR/15**



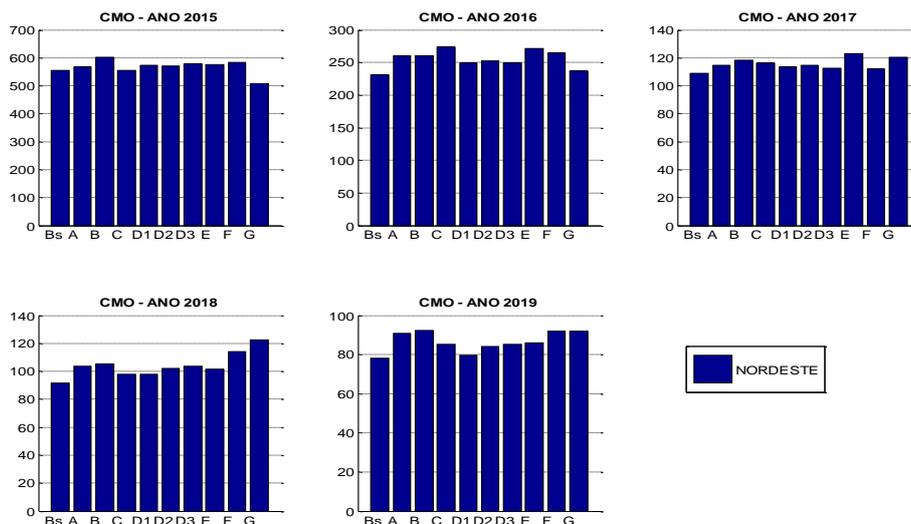
**Figura 5.175 – CMO médio anual - Norte – PMO ABR/15**



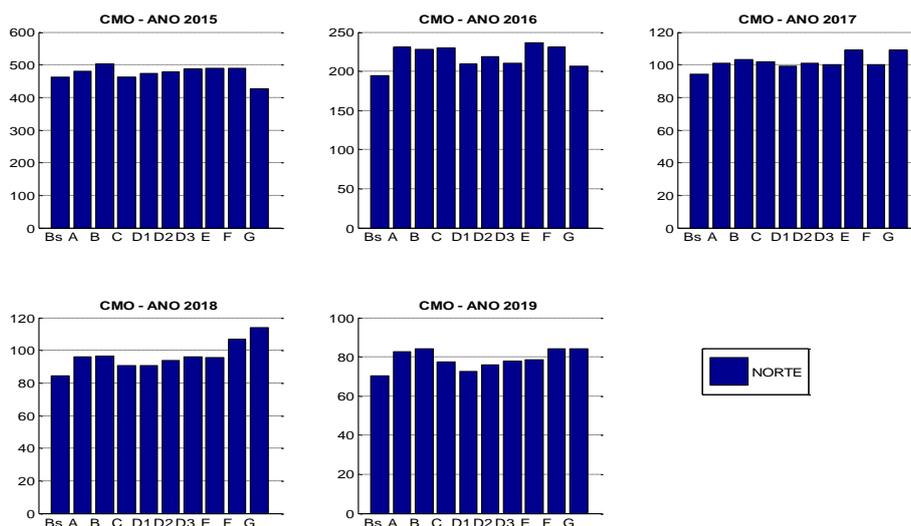
**Figura 5.176 – CMO médio anual - Sudeste – PMO ABR/15 Sem TH**



**Figura 5.177 – CMO médio anual - Sul – PMO ABR/15 Sem TH**



**Figura 5.178 – CMO médio anual - Nordeste – PMO ABR/15 Sem TH**

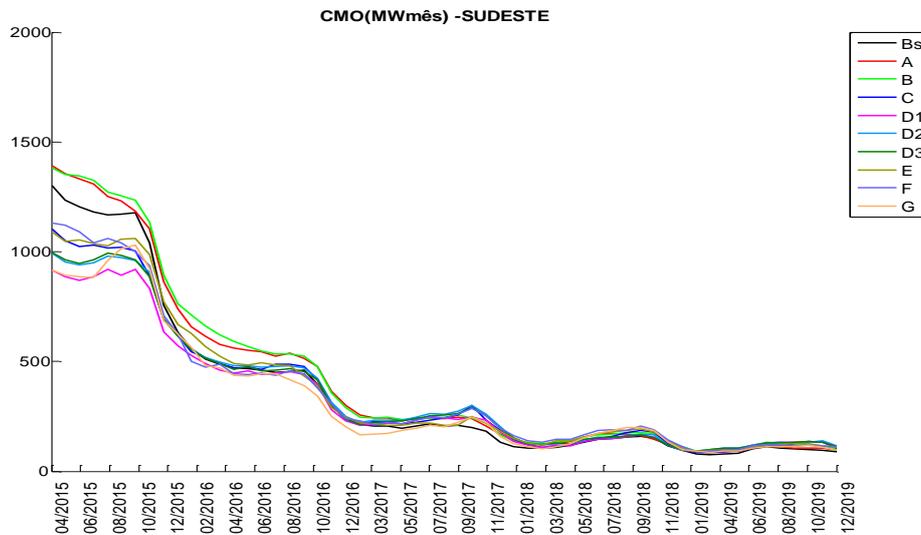


**Figura 5.179 – CMO médio anual - Norte – PMO ABR/15 Sem TH**

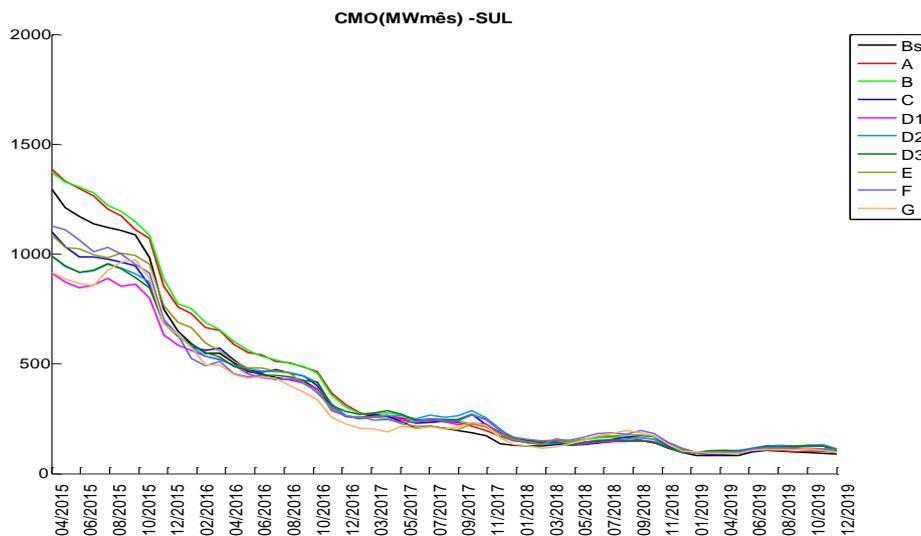
Comportamento semelhante ao observado no custo total de operação pode ser verificado na evolução mensal custo marginal de operação médio, Figura 5.180 a Figura 5.183. Na maioria dos casos, o CMO é superior ao valor observado no Caso Base-REdepois que o efeito da tendência hidrológica se atenua.

Nos primeiros períodos o CMO dos Casos A e B são mais elevados em comparação com o caso Base, em decorrência da explicitação das restrições de turbinamento e armazenamento do excedente de água. Quando se separa Itaipu e Paraná o CMO reduz, de acordo com a explicação contida no Capítulo 6 deste Relatório. Os casos onde o

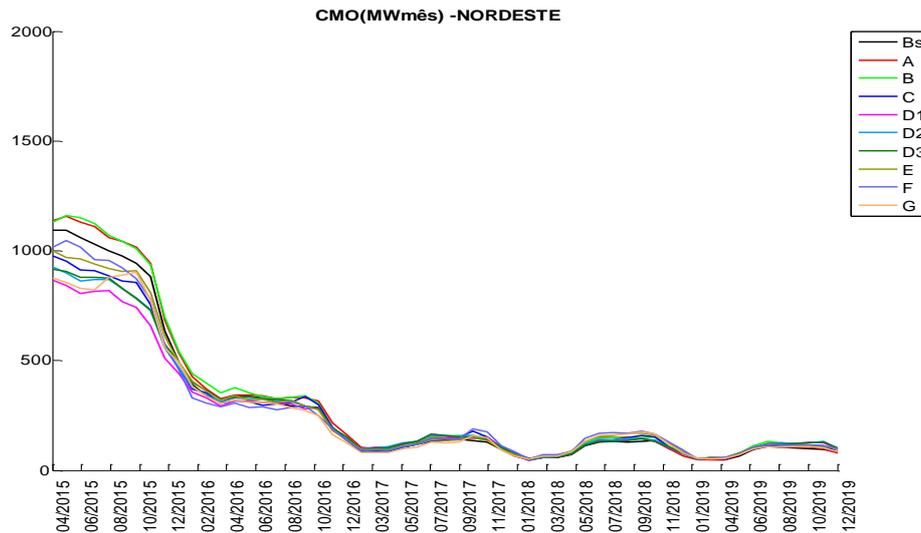
CMO atinge seu menor valor são os Casos D1 e G, quando a bacia do Paranapanema é representada como um REE a parte, mas é importante lembrar que nestes casos Itaipu e Paraná também estão sendo representados como REEs.



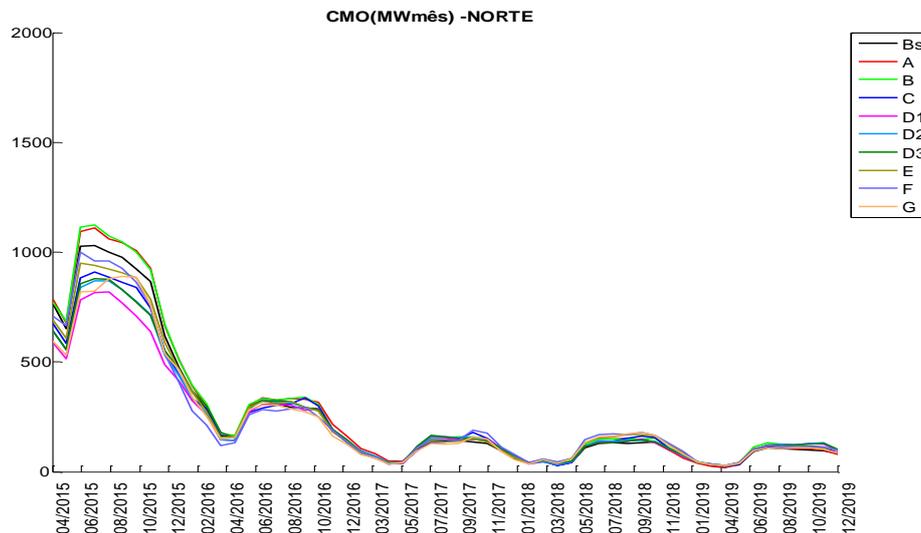
**Figura 5.180 – CMO médio mensal - Sudeste – PMO ABR/15**



**Figura 5.181 – CMO médio mensal - Sul – PMO ABR/15**



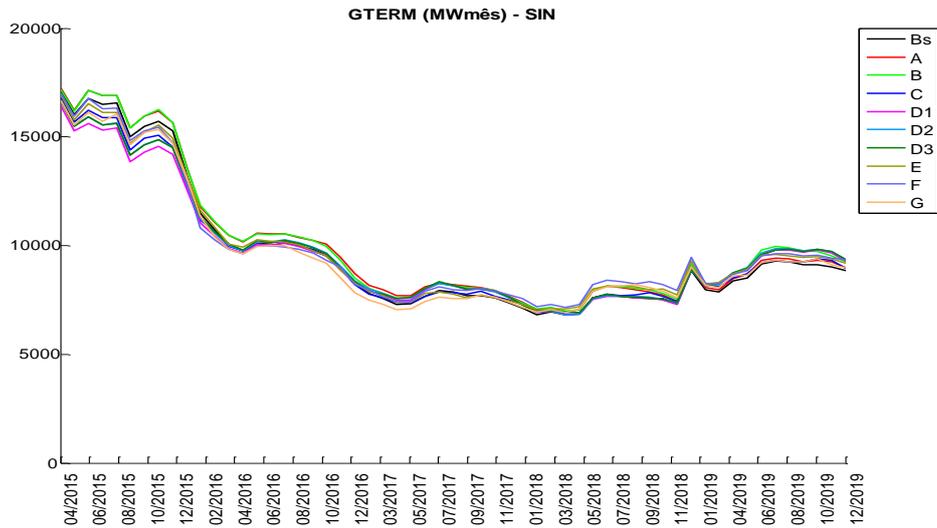
**Figura 5.182 – CMO médio mensal - Nordeste – PMO ABR/15**



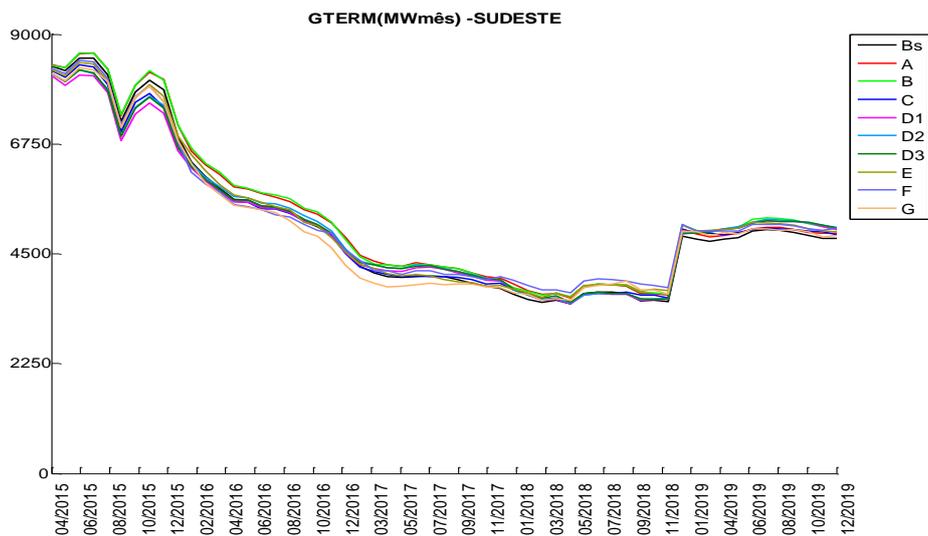
**Figura 5.183 – CMO médio mensal - Norte – PMO ABR/15**

### 5.5.11 Geração térmica

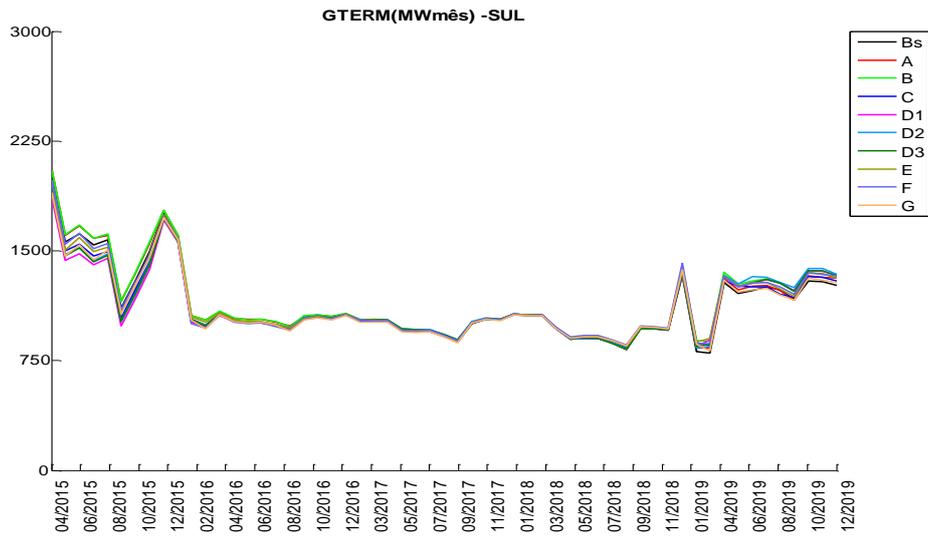
Conforme o esperado, os resultados de geração térmica média ao longo do horizonte de planejamento acompanha o comportamento do CMO. Os montantes despachados nos primeiros períodos têm uma diferença entre si, mas que vai se reduzindo com o passar os meses, de acordo com a Figura 5.184. Os casos com a representação dos REEs Madeira e Teles Pires apresentam uma maior geração térmica no início do estudo e os demais casos têm, em geral, um despacho menor se comparado com o caso Base. Resultados semelhantes podem ser observados em cada submercado/subsistema, Figura 5.185 a Figura 5.188.



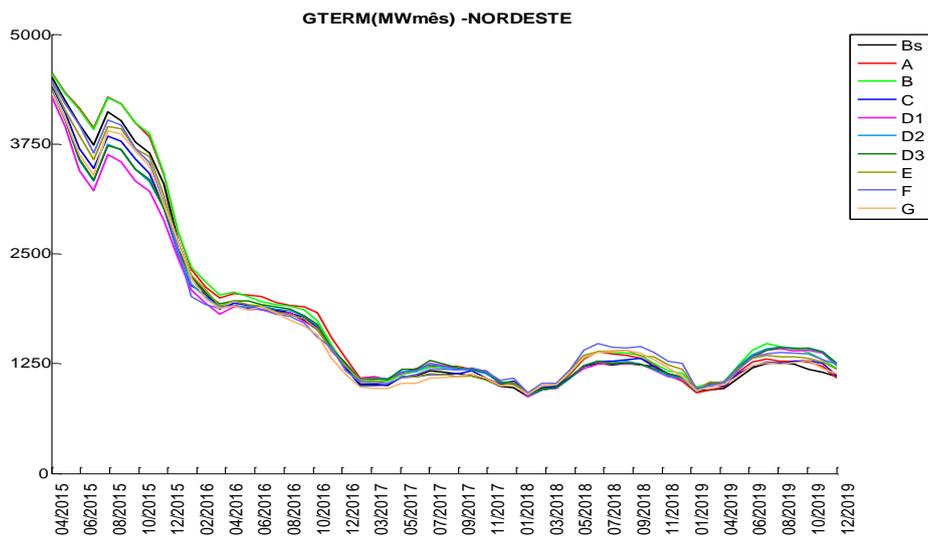
**Figura 5.184 – Geração térmica SIN – PMO ABR/15**



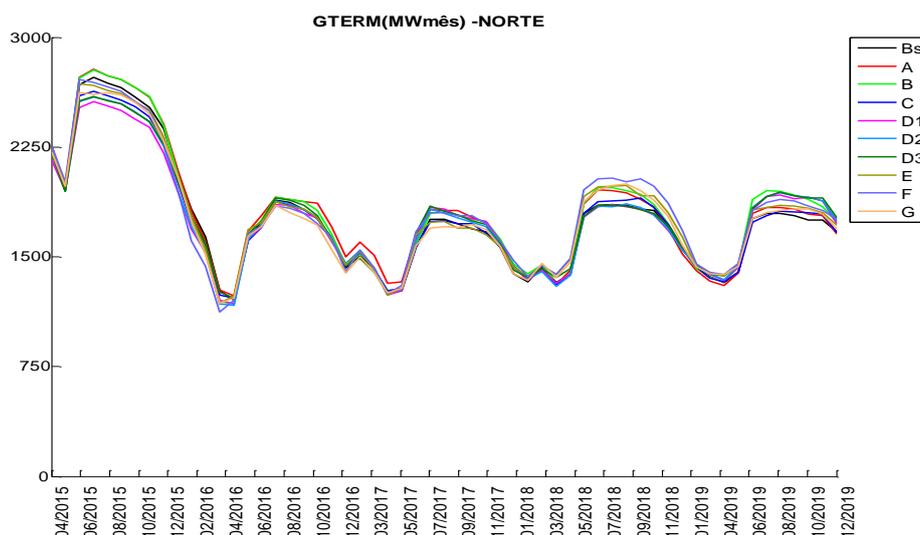
**Figura 5.185 – Geração térmica Sudeste – PMO ABR/15**



**Figura 5.186 – Geração térmica Sul – PMO ABR/15**



**Figura 5.187 – Geração térmica Nordeste – PMO ABR/15**



**Figura 5.188 – Geração térmica Norte – PMO ABR/15**

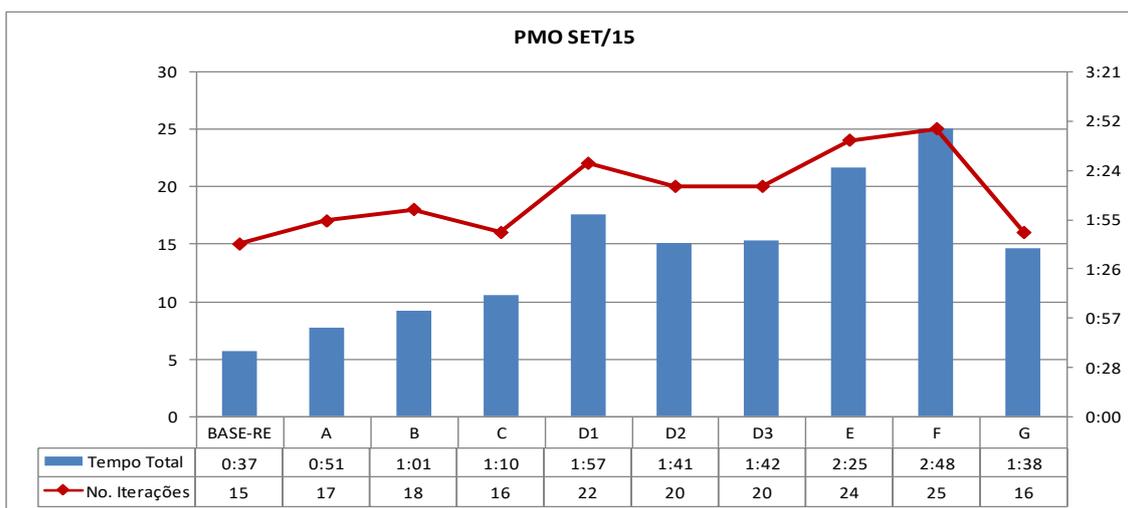
De forma geral, os resultados apresentaram comportamento esperado dado a separação dos REEs, que na maioria dos casos resulta em um aumento no custo total de operação, uma redução do nível de energia armazenada com conseqüente diminuição da geração hidráulica e aumento da energia vertida. O tempo de processamento se eleva à medida que mais REEs são criados, mas os tempos observados ainda estão dentro de um limite aceitável. Propostas com o intuito reduzir o tempo computacional estão sendo desenvolvidas pelo CEPEL e são abordadas no Capítulo 7 deste Relatório.

## 5.6 PMO SET/2015

Na análise do PMO SET/15 foi realizada uma sensibilidade com relação à adoção da tendência hidrológica. Adicionalmente, o caso Base utilizado nestes dois estudos considerou restrições elétricas nos REEs, e foi denominado de Base-RE.

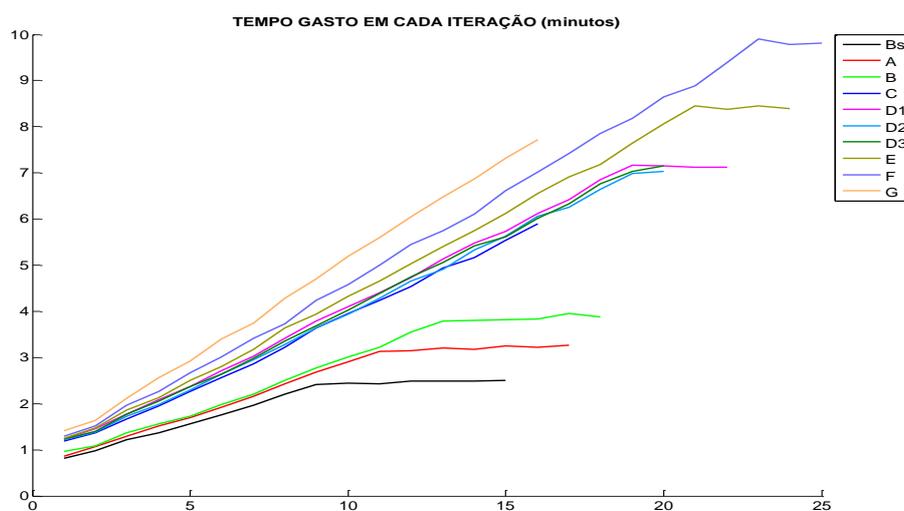
### 5.6.1 Tempo de processamento

Na Figura 5.189 são apresentados os tempos de processamento do Caso Base-RE e das 9 propostas considerando o PMO SET/15, com a tendência hidrológica fornecida em vazão por usina hidrelétrica, e o número de iterações necessário para a convergência do processo de cálculo da política ótima de operação. Todos os casos foram executados com 96 processadores do tipo AMD Opteron 6238 (2.6 GHz).



**Figura 5.189 - Tempo de processamento total – PMO SET/15**

O tempo gasto por iteração pode ser consultado na Figura 5.190. Como era de esperar, o tempo gasto em cada iteração aumenta de acordo com o número de REEs, uma vez que os problemas de otimização resolvidos têm maior dimensão. Além disso, a iteração a partir da qual é acionado o mecanismo de seleção de cortes é dependente do número de REEs. Desta forma, o caso com maior número de REEs irá utilizar um conjunto maior de cortes após o início da seleção de cortes.



**Figura 5.190 - Tempo por iteração – PMO SET/15**

### 5.6.2 Condições iniciais

As condições iniciais para a tendência hidrológica e armazenamento inicial para os 4 REEs do Caso Base-RE e os 12 REEs do caso G são apresentadas na Tabela 5.6 e na Tabela 5.7, respectivamente. É possível observar na Tabela 5.6 que a distribuição da afluência não se dá de forma igualitária entre os REEs que pertencem a um mesmo submercado/subsistema. Observe que a tendência para o REE SE no Caso Base-RE é de

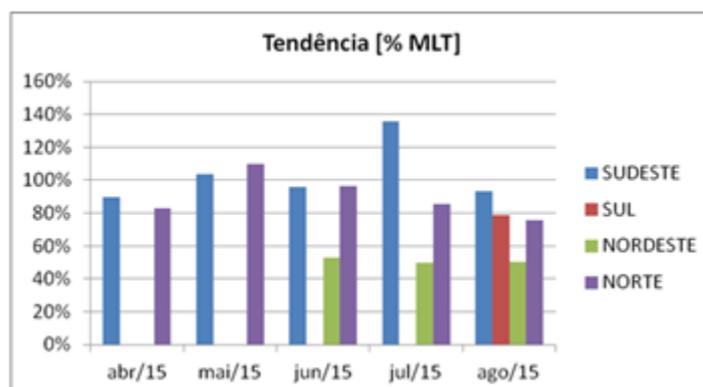
93% da MLT, mas quando este REE é dividido em outros 5 REEs, a afluência passada dos REEs assumem valores que variam de 59% a 189%. Esta diferenciação irá levar a uma distribuição diferenciada de recursos nos primeiros meses do estudo, por causa do condicionamento da geração de cenários hidrológicos sintéticos. Na Figura 5.191 é apresentada a tendência hidrológica considerada no PMO SET/15 para os Casos Base e G.

**Tabela 5.6** – Tendência hidrológica para o período agosto/2015

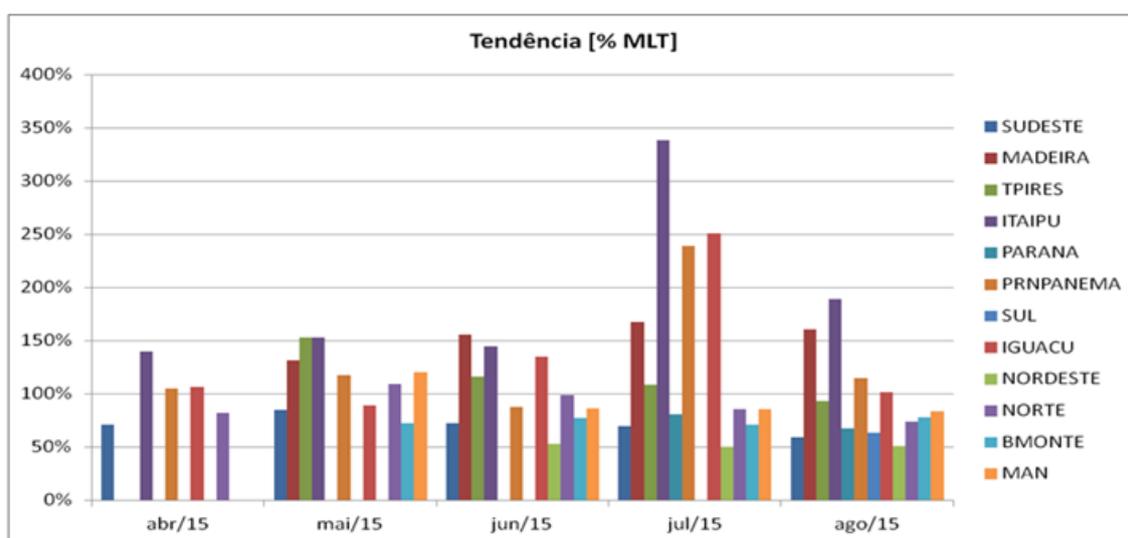
BASE			Caso G		
SM/SS	REE	SM/SS	REE	SM/SS	REE
SE	SE	93%	59%	SUDESTE	SE
			161%	MADEIRA	
			93%	TPIRES	
			189%	ITAIPU	
			67%	PARANA	
			115%	PRNPANEMA	
S	S	79%	64%	SUL	S
			102%	IGUACU	
NE	NE	50%	50%	NORDESTE	NE
N	N	76%	74%	NORTE	N
			78%	BMONTE	
			84%	MAN	

**Tabela 5.7** – Energia Armazenada Inicial

BASE				Caso G			
SM/SS	REE	MWmês	%EARMx	MWmês	%EARMx	REE	SM/SS
SE	SE	70027.2	34.5%	27.6%	13961.9	SUDESTE	SE
				34.0%	98.6	MADEIRA	
				-	-	TPIRES	
				-	-	ITAIPU	
				34.3%	48092.7	PARANA	
				66.1%	7873.9	PRNPANEMA	
S	S	15563.6	78.0%	75.5%	7244.4	SUL	S
				80.3%	8319.2	IGUACU	
NE	NE	9562.9	18.5%	18.5%	9562.9	NORDESTE	NE
N	N	10055.3	63.8%	65.6%	9811.4	NORTE	N
				71.2%	16	BMONTE	
				29.5%	227.9	MAN	



(a)



(b)

**Figura 5.191 – Tendência hidrológica – PMO SET/15 (a) Caso Base-RE(b) Caso G**

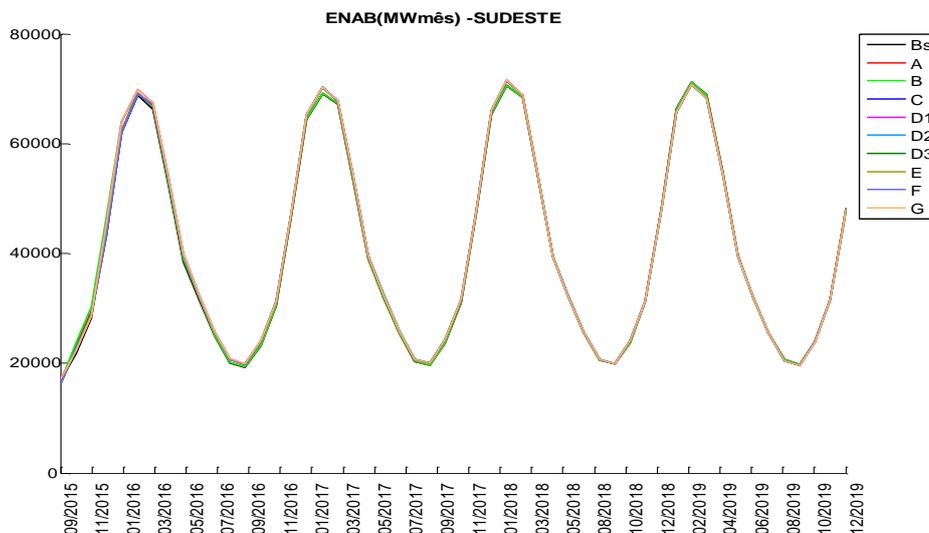
A ordem do modelo autorregressivo ajustado, para cada REE do Caso Base-REe do Caso G, nos dois primeiros meses do estudo é apresentada na Tabela 5.8. Novamente é possível verificar que a ordem pode se alterar à medida que o submercado/subsistema vai sendo dividido em novos REEs.

**Tabela 5.8 – Ordem do modelo PARP**

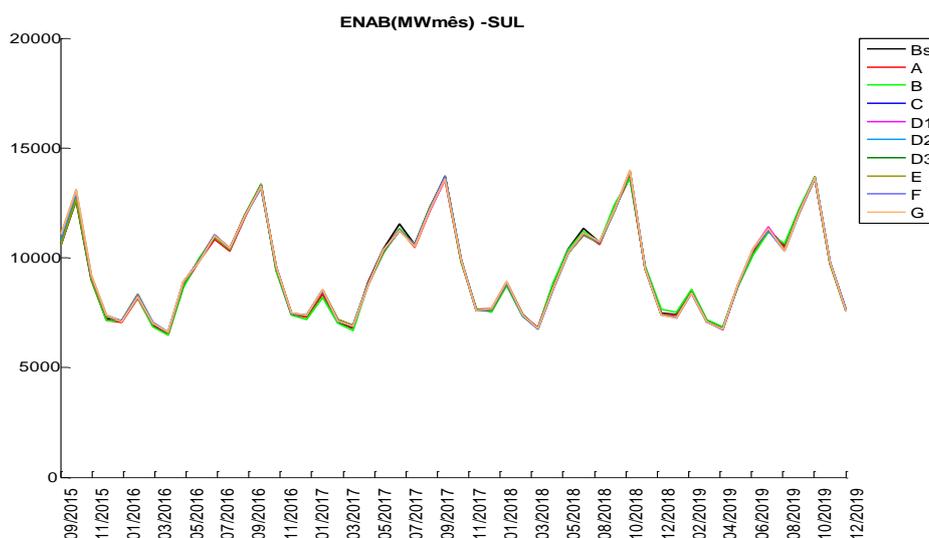
BASE				Caso G			
SM/SS	REE	set/15	out/15	set/15	out/15	REE	SM/SS
SE	SE	2	3	3	6	SUDESTE	SE
				2	3	MADEIRA	
				4	4	TPIRES	
				1	6	ITAIPU	
				1	3	PARANA	
				2	6	PRNPANEMA	
S	S	2	1	1	1	SUL	S
				1	1	IGUACU	

NE	NE	1	3	3	3	NORDESTE	NE
N	N	2	1	3	6	NORTE	N
				1	3	BMONTE	
				1	5	MAN	

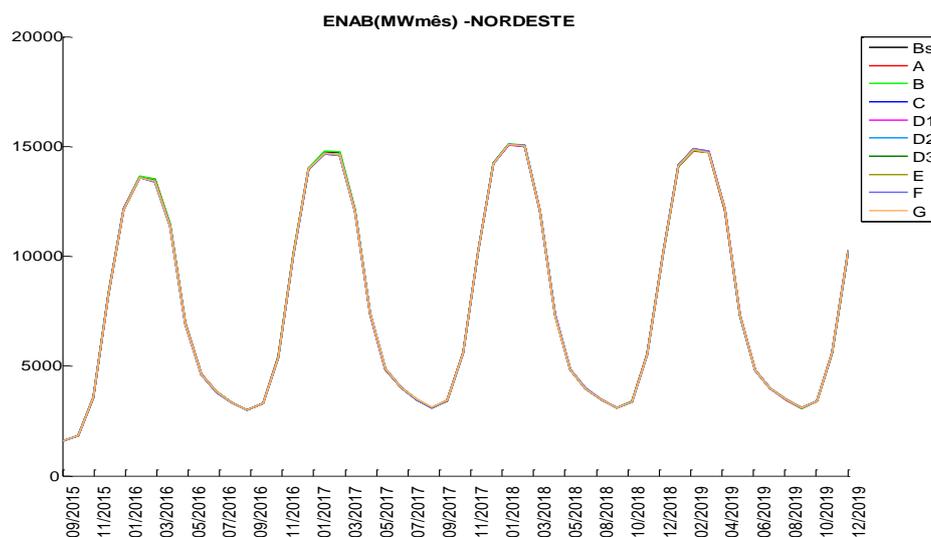
Na Figura 5.192 a Figura 5.196 são apresentadas as evoluções temporais de média mensal dos cenários de energia natural afluyente para cada SB/SS e para o SIN. Os valores para cada SB/SS foram calculados somando os cenários de todas as bacias que compõem aquele SB/SS. É possível verificar nos resultados abaixo que nos primeiros períodos pode haver uma diferença entre os valores de ENA de cada proposta, mas que ao longo do tempo estes valores convergem para a média histórica, como é esperado. A diferença observada pode ser explicada pela distribuição diferenciada da tendência hidrológica em cada bacia.



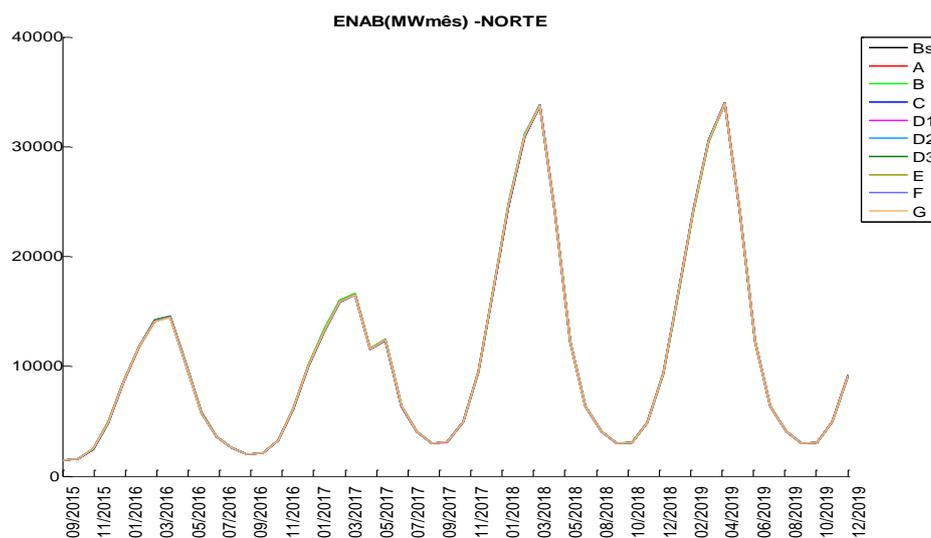
**Figura 5.192 – ENA Sudeste – PMO SET/15**



**Figura 5.193 – ENA Sul – PMO SET/15**

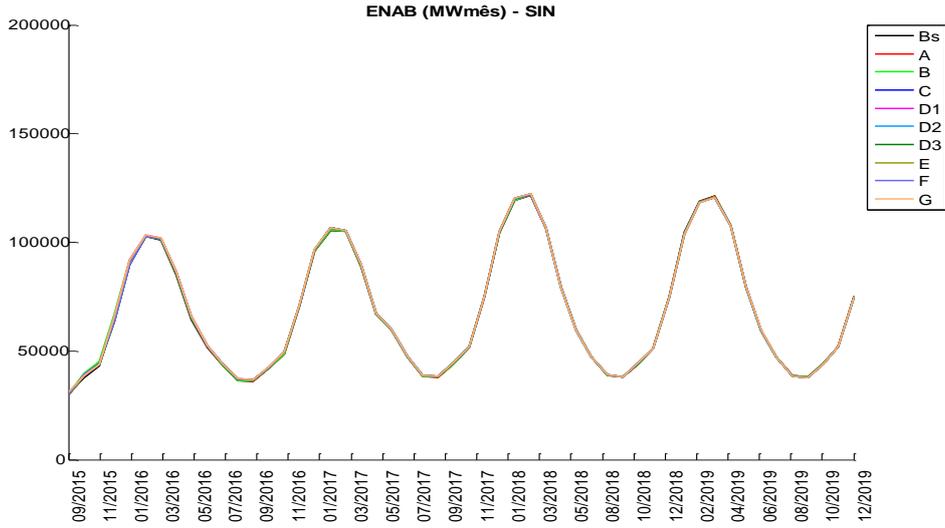


**Figura 5.194 – ENA Nordeste – PMO SET/15**

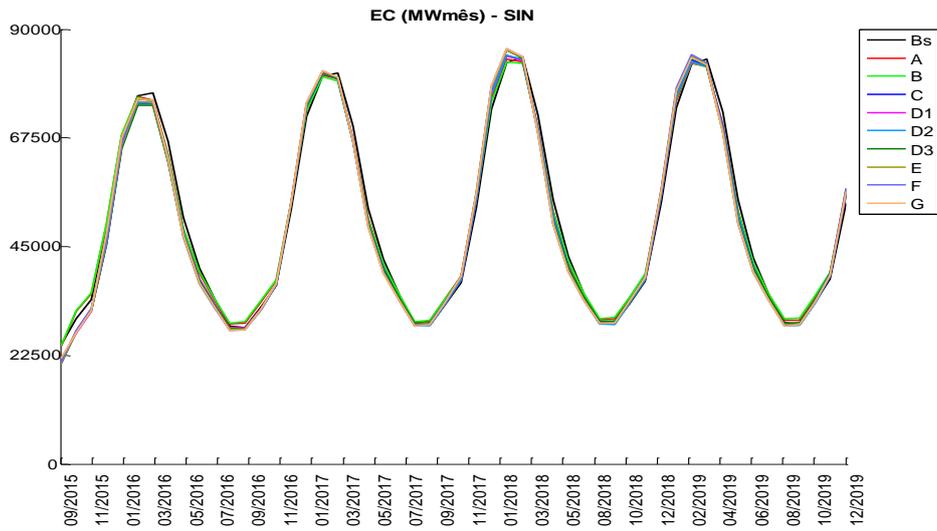


**Figura 5.195 – ENA Norte – PMO SET/15**

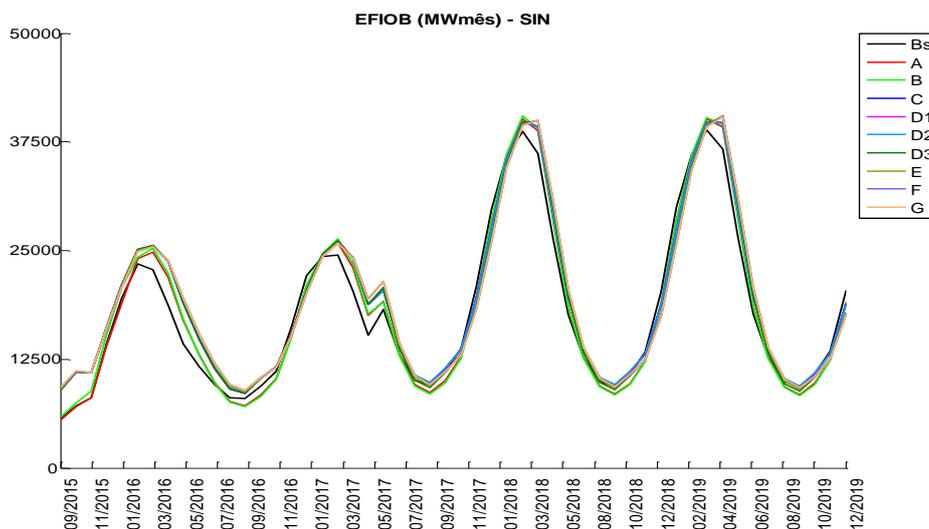
A energia natural afluyente bruta, controlável e fio d'água bruta para o SIN são mostradas na Figura 5.196 a Figura 5.198. Assim como nos gráficos por REE, a diferença observada nos primeiros períodos em grande parte é explicada pela diferença na tendência hidrológica dos diferentes REEs. Outros fatores que podem causar a diferença observada é a representação da estrutura de correlação temporal e espacial de cada REE.



**Figura 5.196 Energia natural afluyente SIN – PMO SET/15**

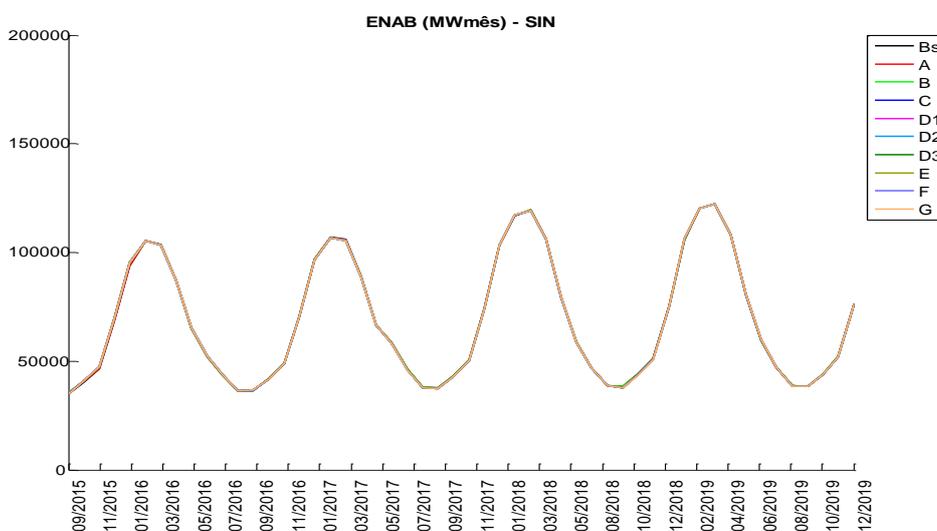


**Figura 5.197 ENA controlável SIN – PMO SET/15**

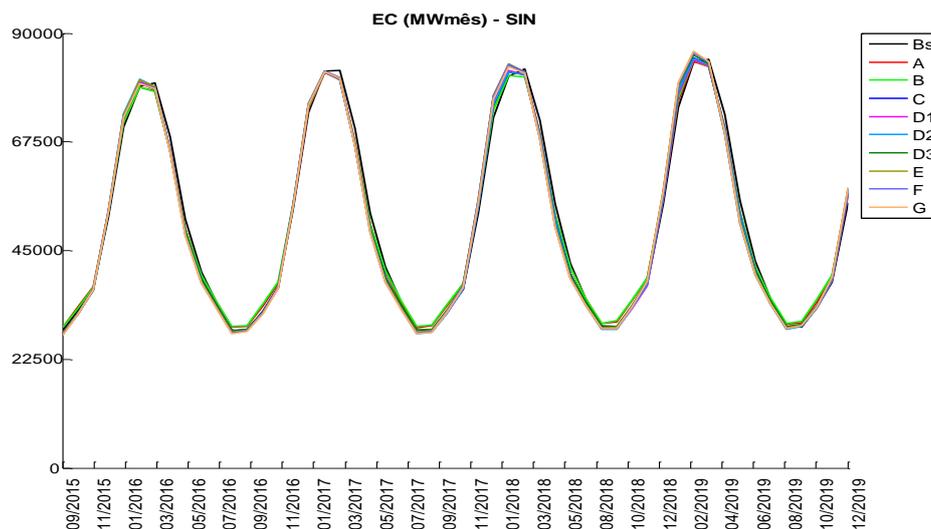


**Figura 5.198 ENA fio d'água bruta SIN – PMO SET/15**

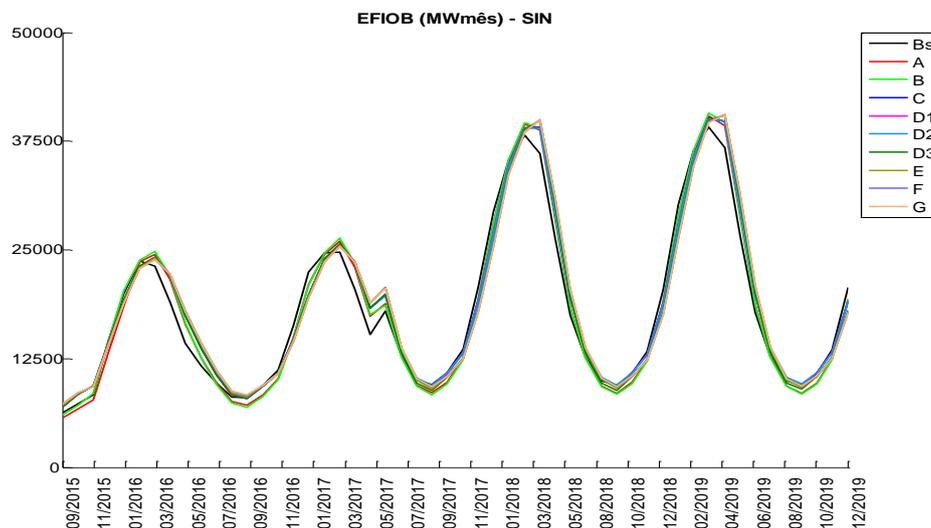
Para não considerar o efeito dos valores de ENAs recentes, o PMO SET/15 foi avaliado sem a adoção de tendência hidrológica. Como era esperado, a diferença entre a energia natural afluente média gerada em cada caso se reduz nos primeiros meses. Estes resultados podem ser verificados na Figura 5.199 a Figura 5.201 para o SIN.



**Figura 5.199 Energia natural afluente SIN – PMO SET/15 sem TH**



**Figura 5.200 ENA controlável SIN – PMO SET/15 sem TH**

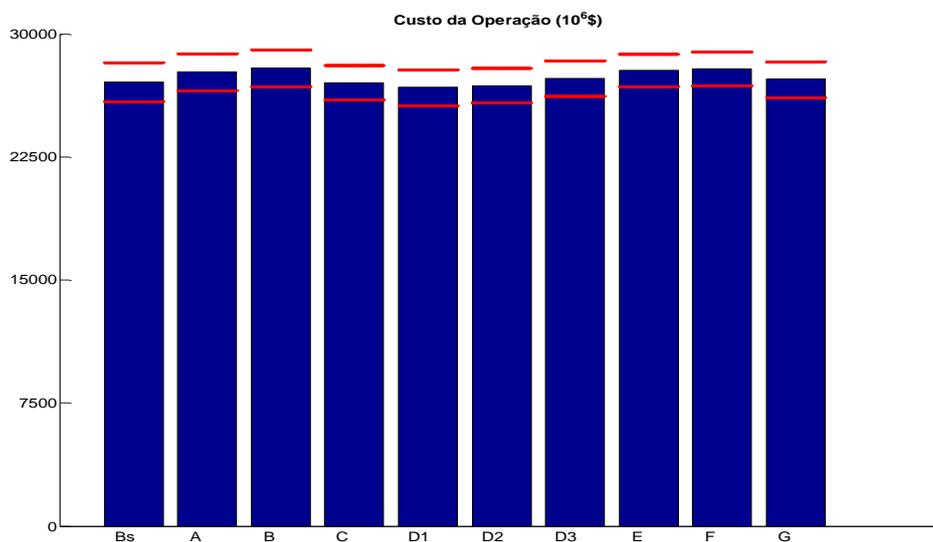


**Figura 5.201 ENA fio d'água bruta SIN – PMO SET/15 sem TH**

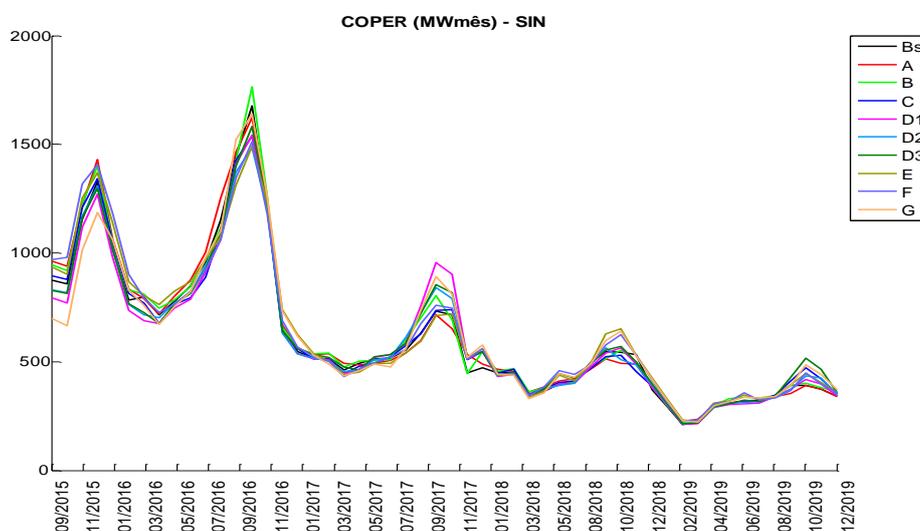
Como pode ser observado na Figura 5.200 e Figura 5.201, os valores são ligeiramente diferentes em cada caso, mas a energia natural afluyente, mostrada na Figura 5.199, é praticamente idêntica para todos os casos analisados. Isto ocorre, pois o processo de geração de cenários sintéticos de energia modela e fornece cenários de energia natural afluyente. Os cenários de energia controlável e fio d'água são obtidos considerando um fator de separação que calcula esta repartição. Este fator é calculado tendo como base a proporção de energia afluyente histórica controlável e fio d'água de cada REE, que pode variar dependendo dos REEs considerados.

### 5.6.3 Custo total de operação

Em geral, pode-se observar um aumento do valor esperado do custo total de operação em todas as propostas com relação ao Caso Base-RE(4REEs). A topologia que considera o SIN mais agregado tende a ter uma operação mais otimista, uma vez que a capacidade de geração de uma bacia pode ser utilizada para turbinar o excesso de energia afluyente de outra bacia pertencente ao mesmo REE. Na Figura 5.202 (a) são apresentados os valores esperados do custo total de operação para todos os casos analisados, e na Figura 5.202 (b) é mostrada a evolução temporal do custo médio de operação por período.



(a)



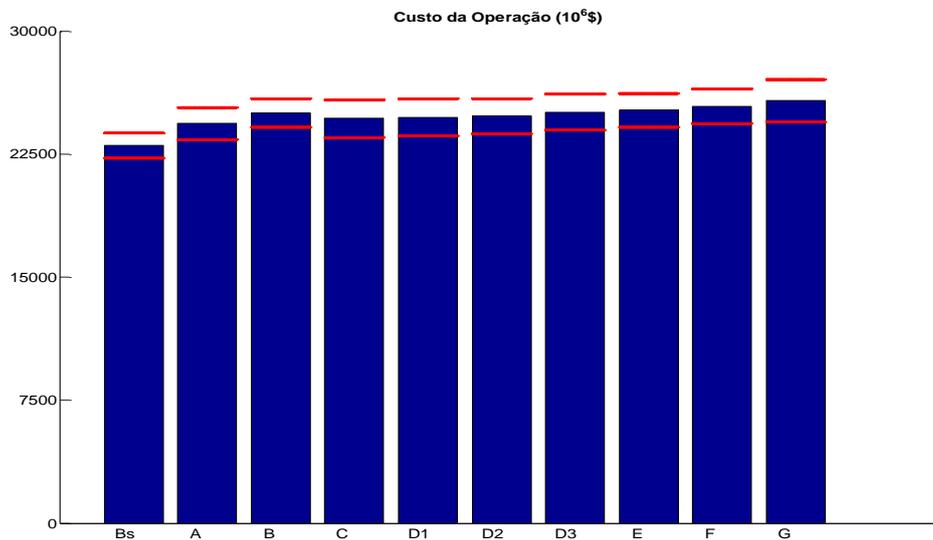
(b)

**Figura 5.202 Custo de operação – (a) Total e (b) Mensal – PMO SET/15**

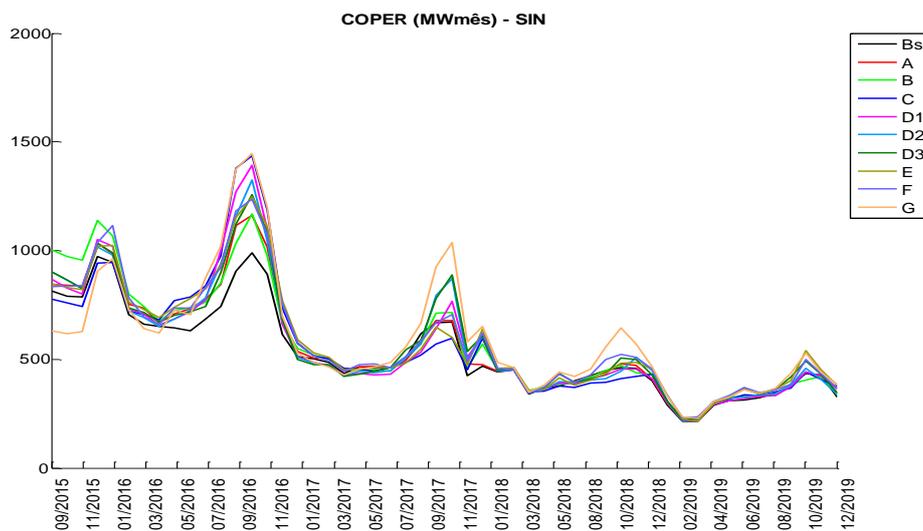
Na Figura 5.202 pode-se observar que ao representar o REE Madeira (Caso A) o custo aumentou e ao representar os REEs Itaipu e Paraná (Caso C) o custo reduziu em comparação com o caso anterior. Ao representar a topologia do SIN com um número

maior de REEs é possível explicitar restrições físicas, como por exemplo, capacidades de turbinamento e de armazenamento e que o comportamento hidrológico seja representado de forma mais acurada. Em geral, a questão da representação das restrições aumenta o custo total de operação, como explicado anteriormente, enquanto que a acurácia na representação da hidrologia tende a reduzir o custo de operação, dado que pode haver uma complementaridade hidrológica entre os REEs. A influência conjunta destes dois pontos no custo total de operação depende das características do caso e dos REEs que estão sendo representados. A análise do caso onde a usina de Itaipu é representada como um REE será apresentada com mais detalhes no Capítulo 6 deste Relatório.

Na Figura 5.203 são apresentados os custos totais de operação para o PMO SET/15 sem adoção da tendência hidrológica para todos as topologias analisadas. O comportamento continua praticamente igual ao observado no PMO com tendência hidrológica. Porém, pode-se observar que a redução do custo do Caso C em relação ao caso B foi menor do que a redução observada no caso com tendência.



(a)

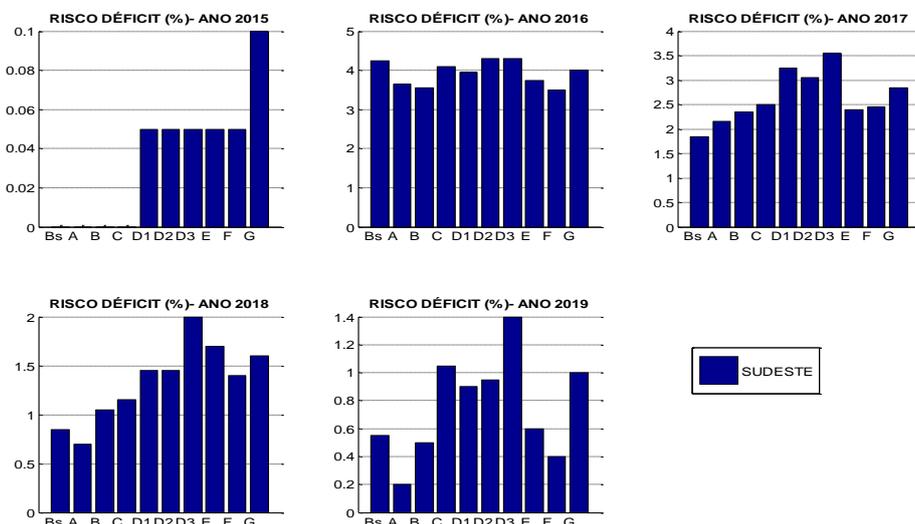


(b)

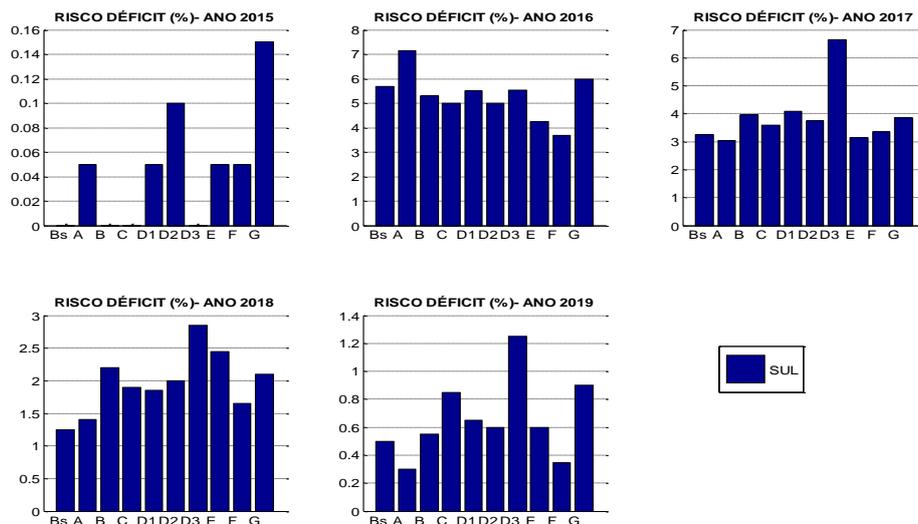
Figura 5.203 Custo de operação – (a) Total e (b) Mensal – PMO SET/15 Sem TH

#### 5.6.4 Risco de Déficit

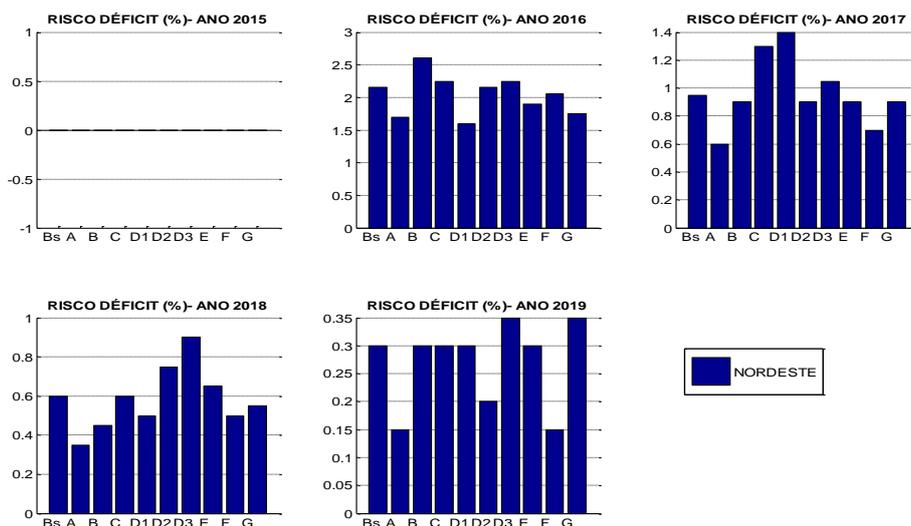
Os riscos anuais de déficit para o PMO SET/15 são pequenos e podem ser conferidos da Figura 5.204 à Figura 5.207. De acordo com os resultados observados, não houve uma mudança significativa nos riscos anual de déficit à medida que novos REEs são criados.



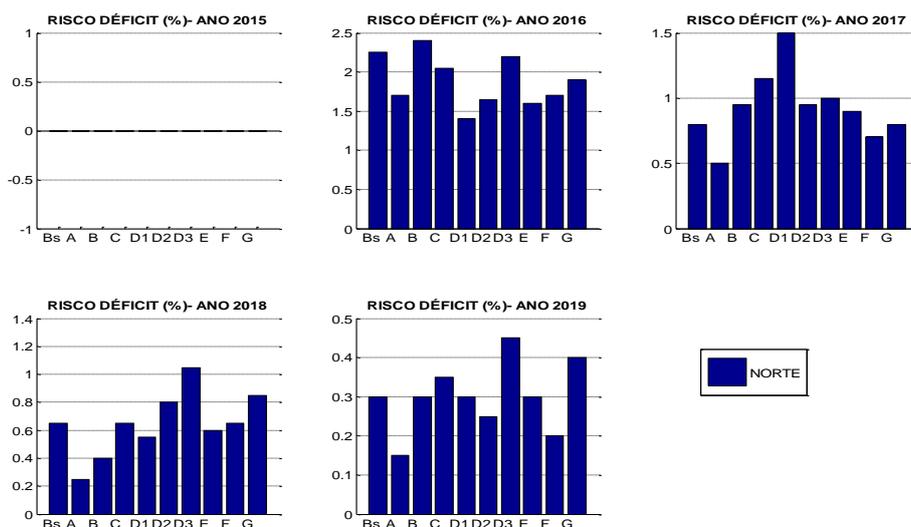
**Figura 5.204 Risco de Déficit – SM/SS Sudeste - PMO SET/15**



**Figura 5.205 Risco de Déficit – SM/SS Sul - PMO SET/15**

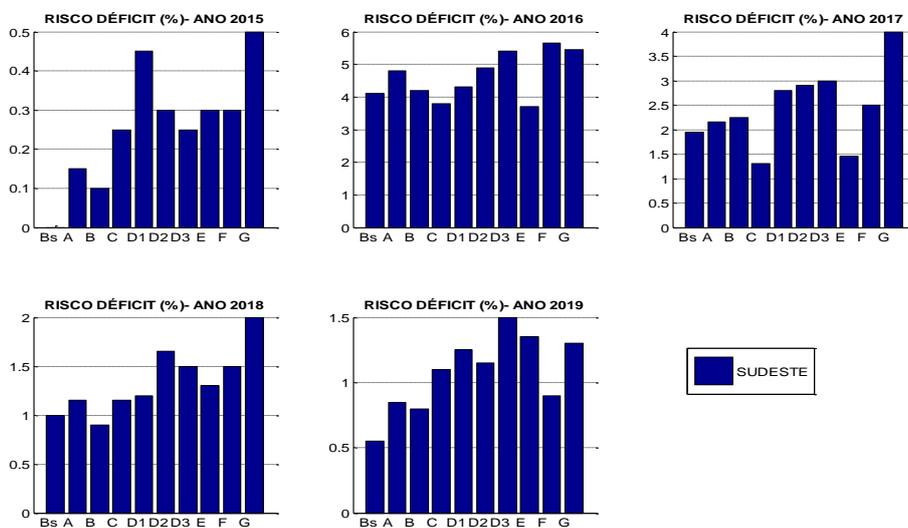


**Figura 5.206 Risco de Déficit – SM/SS Nordeste - PMO SET/15**

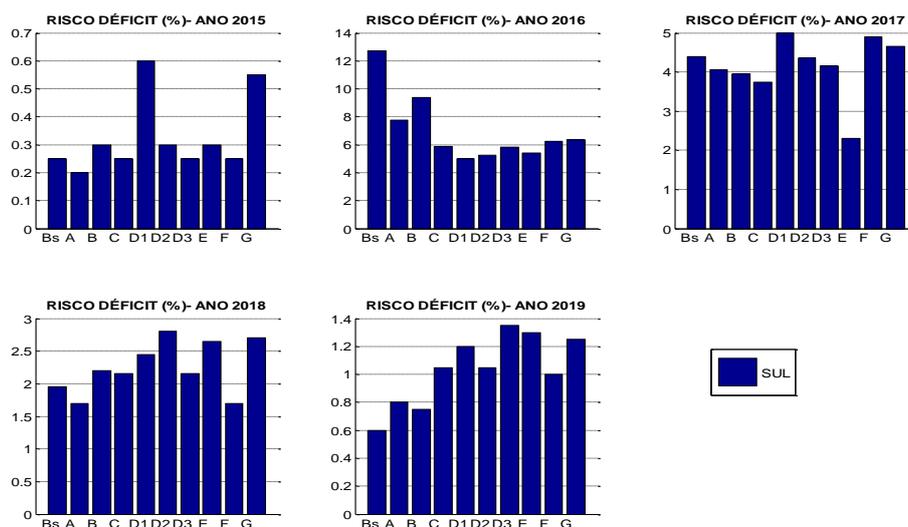


**Figura 5.207 Risco de Déficit – SM/SS Norte - PMO SET/15**

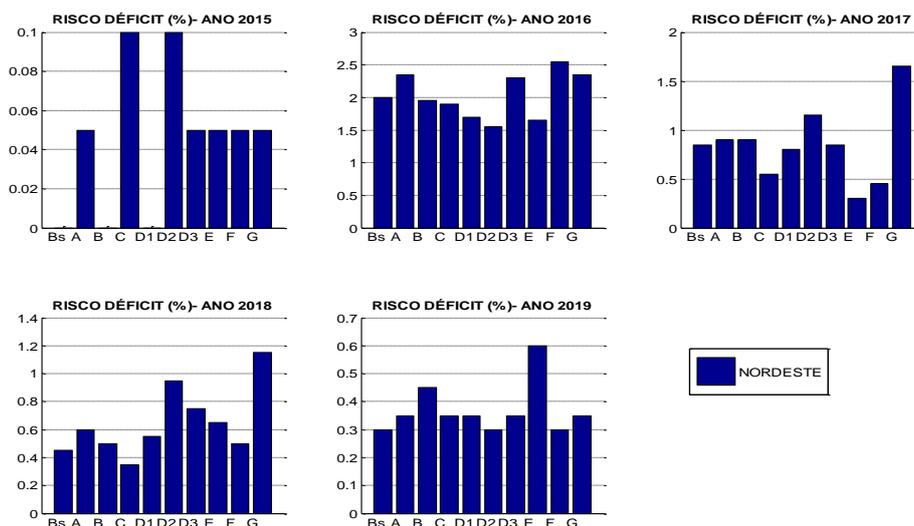
Na Figura 5.208 a Figura 5.211 Figura 5.139 são apresentados os resultados dos quatro submercados/subsistemas para o PMO SET/15 sem adoção de tendência hidrológica. Novamente, os riscos anuais de déficit para todos os SM/SS são baixos e não pode-se afirmar que houve alteração significativa entre as topologias analisadas.



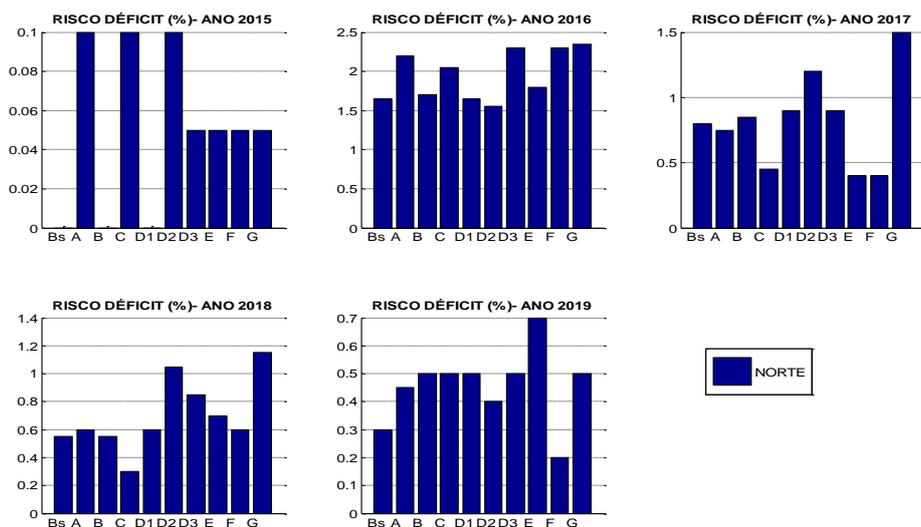
**Figura 5.208 Risco de Déficit – SM/SS Sudeste - PMO SET/15 – Sem TH**



**Figura 5.209 Risco de Déficit – SM/SS Sul - PMO SET/15 – Sem TH**



**Figura 5.210 Risco de Déficit – SM/SS Nordeste - PMO SET/15 – Sem TH**

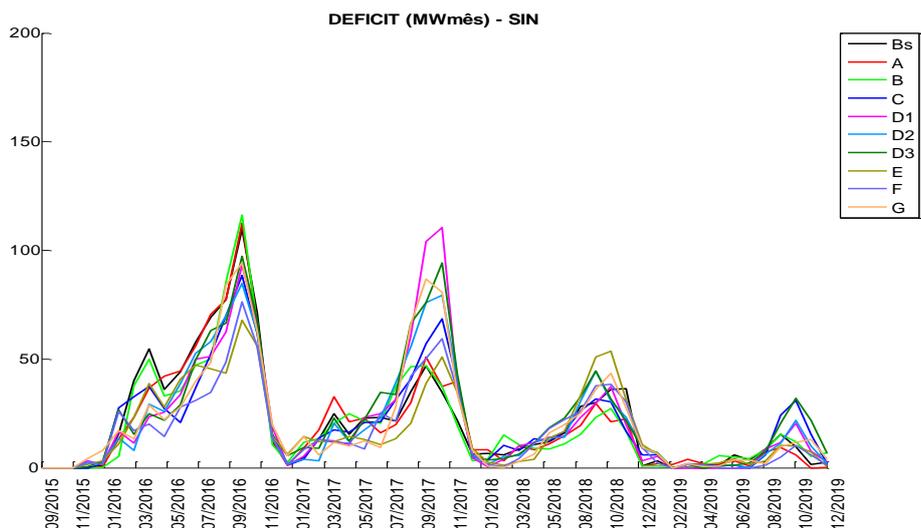


**Figura 5.211 Risco de Déficit – SM/SS Norte - PMO SET/15 – Sem TH**

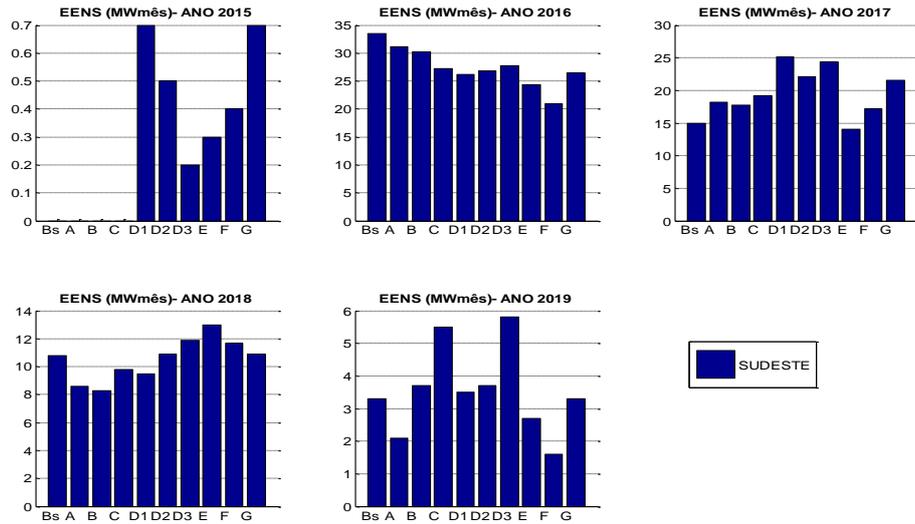
Ressalta-se que o risco de déficit calculado condicionado à afluência passada recente não é um indicador adequado para a avaliação das condições de atendimento do sistema elétrico meses à frente.

### 5.6.5 EENS e Déficit

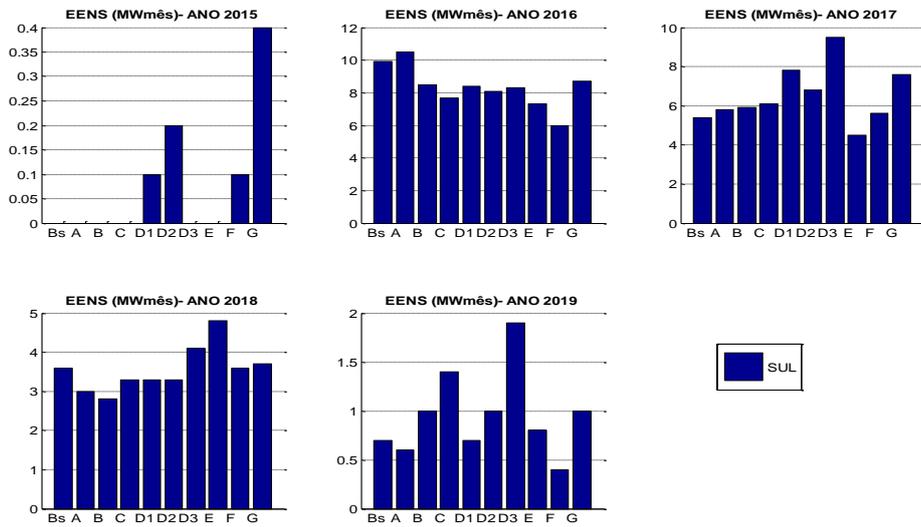
O montante de energia não suprida/déficit não é elevado para nenhuma das topologias analisadas, conforme pode ser verificado na Figura 5.212 a Figura 5.144 e Figura 5.216. Em geral, o montante de EENS para o ano 2016 é menor, e maior no ano de 2017, para todas as topologias comparadas com caso Base-RE.



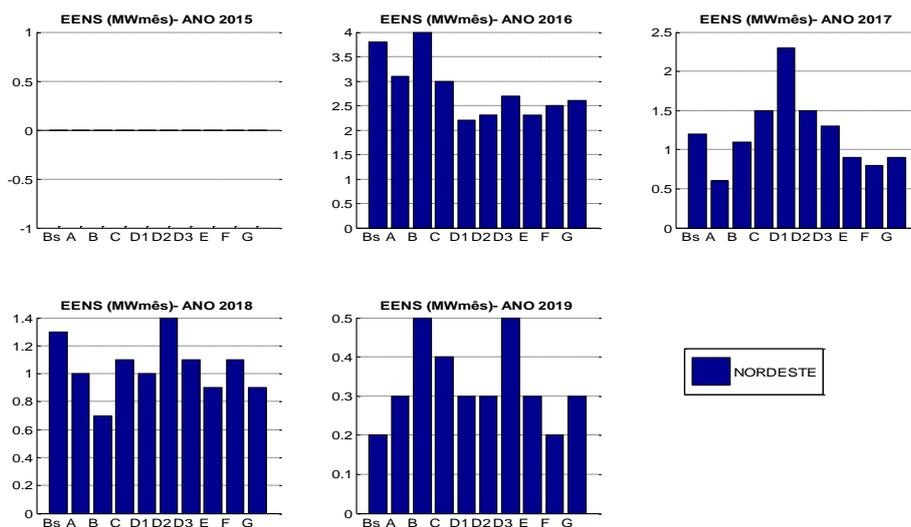
**Figura 5.212 Déficit SIN - PMO SET/15**



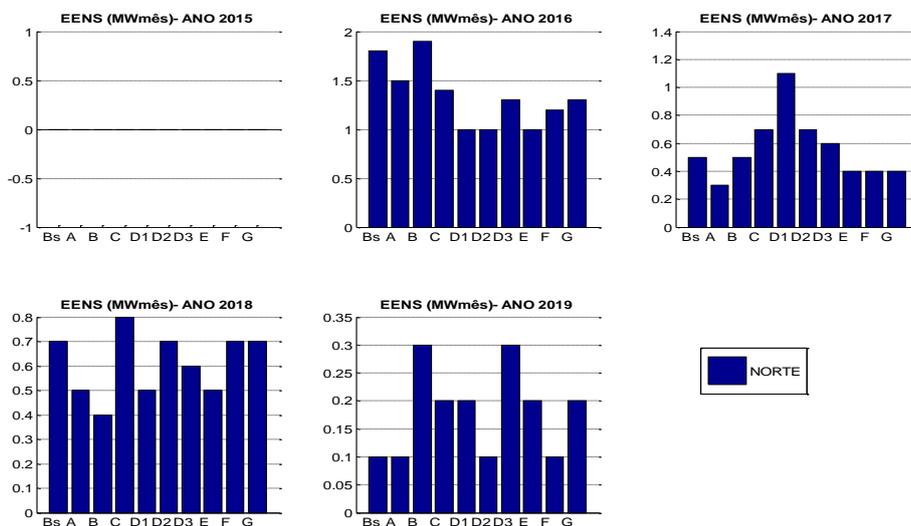
**Figura 5.213 EENS – SM/SS Sudeste - PMO SET/15**



**Figura 5.214 EENS – SM/SS Sul - PMO SET/15**

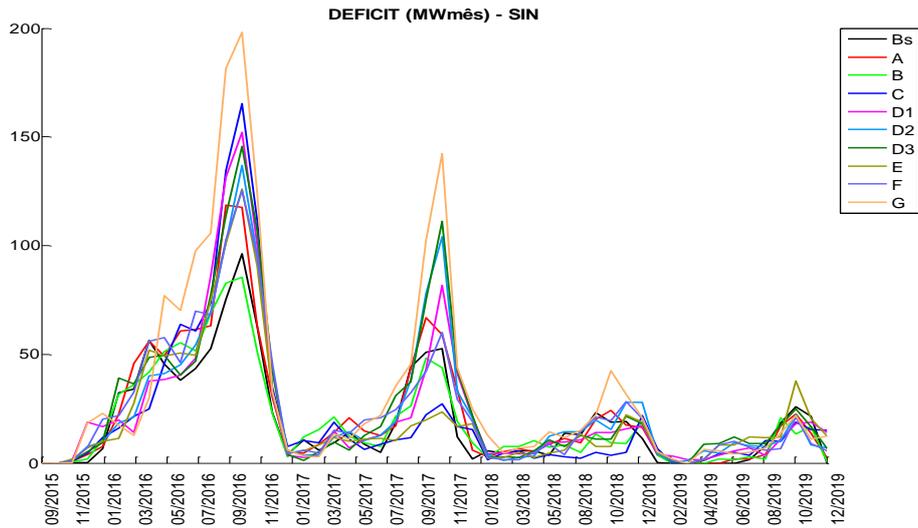


**Figura 5.215 EENS – SM/SS Nordeste - PMO SET/15**

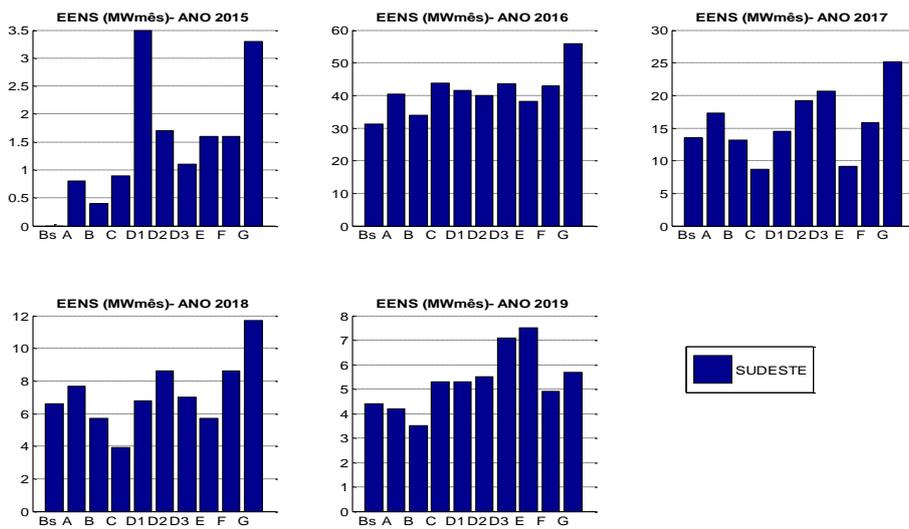


**Figura 5.216 EENS – SM/SS Norte - PMO SET/15**

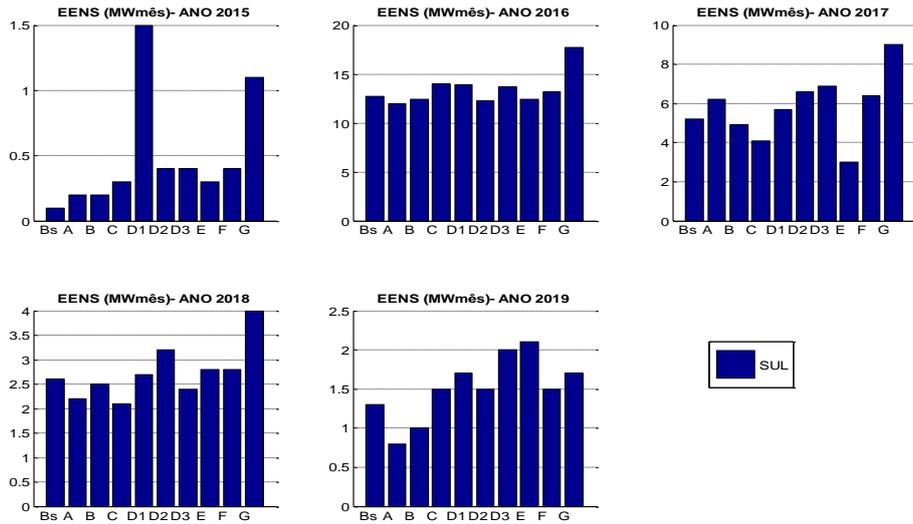
Na Figura 5.217 a Figura 5.221 são mostrados os resultados de déficit de energia para o PMO SET/15 sem a adoção de tendência hidrológica.



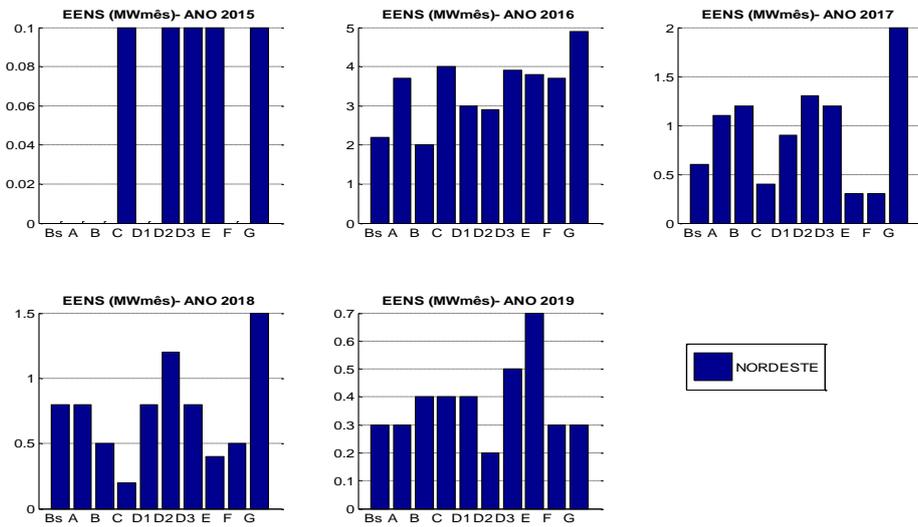
**Figura 5.217 Déficit SIN - PMO SET/15 – Sem TH**



**Figura 5.218 EENS – SM/SS Sudeste - PMO SET/15 – Sem TH**



**Figura 5.219 EENS – SM/SS Sul - PMO SET/15 – Sem TH**



**Figura 5.220 EENS – SM/SS Norte - PMO SET/15 – Sem TH**

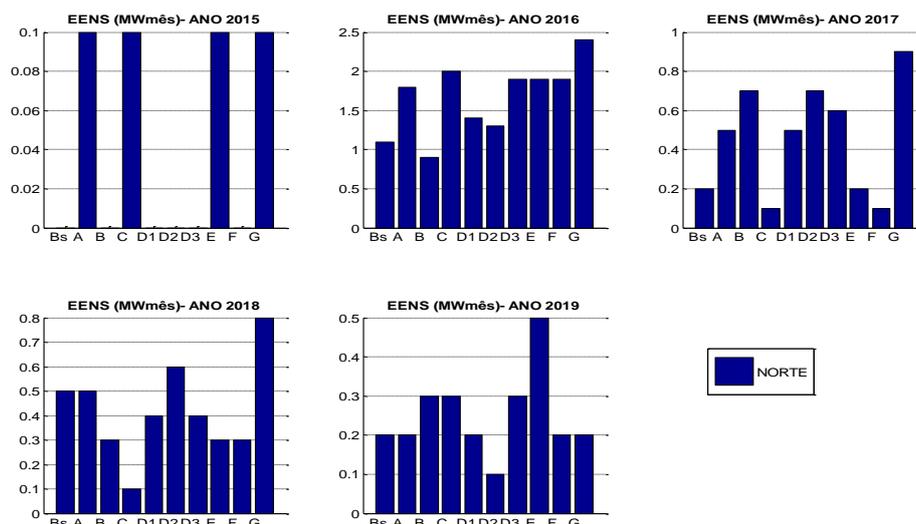
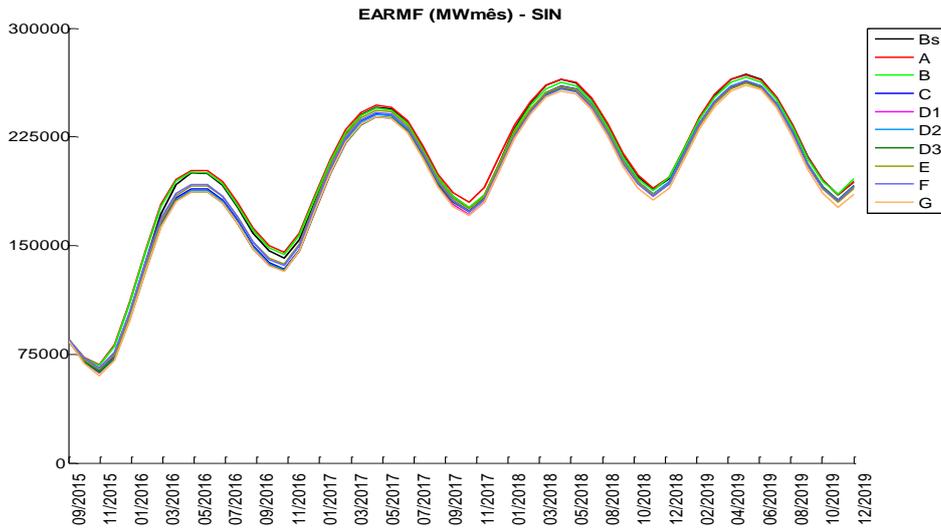


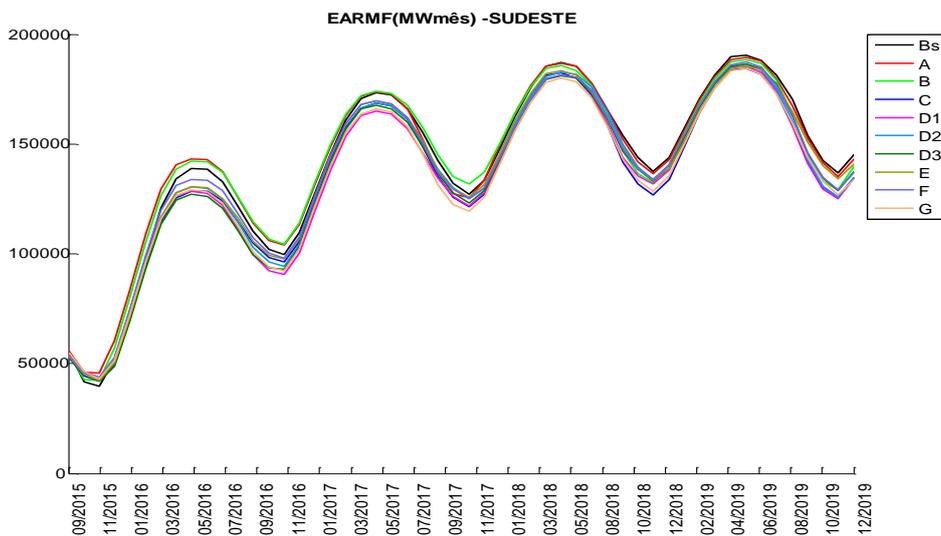
Figura 5.221 EENS – SM/SS Norte - PMO SET/15 – Sem TH

### 5.6.6 Energia armazenada

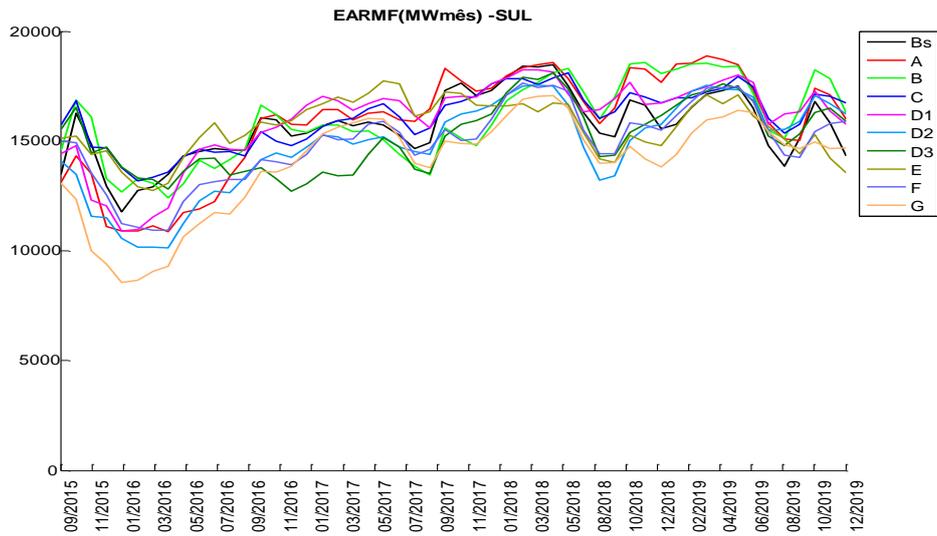
Ao representar bacias com comportamentos hidrológicos distintos em um mesmo REE, a política de operação obtida tende a ser mais otimista, uma vez que a água que seria vertida em uma bacia poderá ser turbinada ou vertida nas usinas das demais bacias que estão no REE. Desta forma, ao representar as bacias em diferentes REEs, o problema ficará mais próximo da operação real e os armazenamentos tendem a atingir valores mais baixos, conforme pode ser observado na Figura 5.222. Os resultados de energia armazenada final para os REEs agregados em submercado/subsistema são apresentados na Figura 5.223 a Figura 5.226. Os Casos A (Madeira) e B (Madeira e Teles Pires) apresenta um armazenamento final superior ao observado no Caso Base-RE para os primeiros períodos, porém à medida que se avança no horizonte de estudo o nível de armazenamento vai se aproximando ao do Caso Base-RE até ficar menor no final do horizonte.



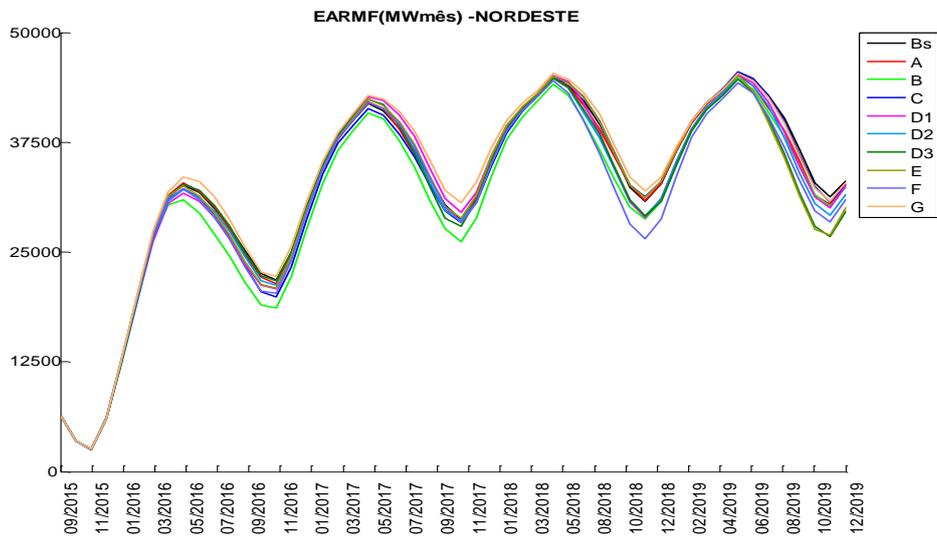
**Figura 5.222 Energia Armazenada SIN – PMO SET/15**



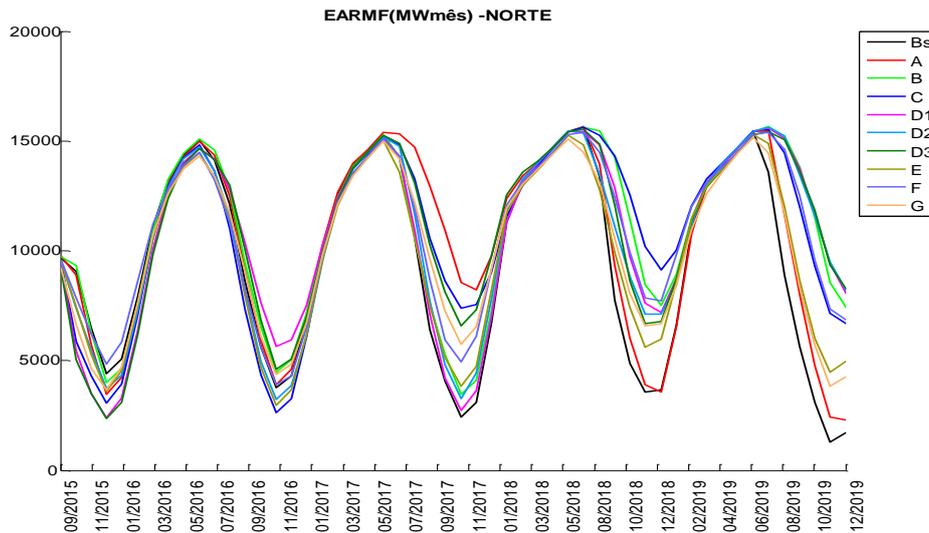
**Figura 5.223 Energia Armazenada - Sudeste – PMO SET/15**



**Figura 5.224 Energia Armazenada - Sul – PMO SET/15**



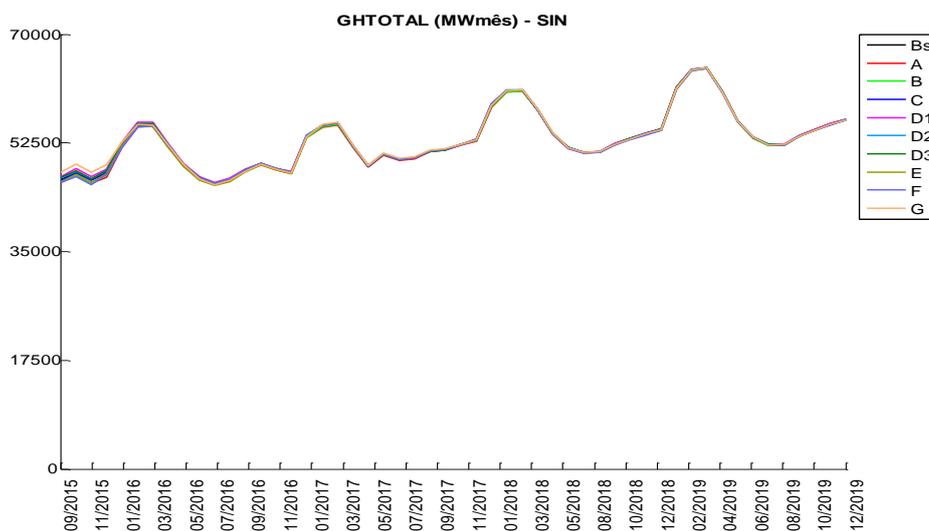
**Figura 5.225 Energia Armazenada - Nordeste – PMO SET/15**



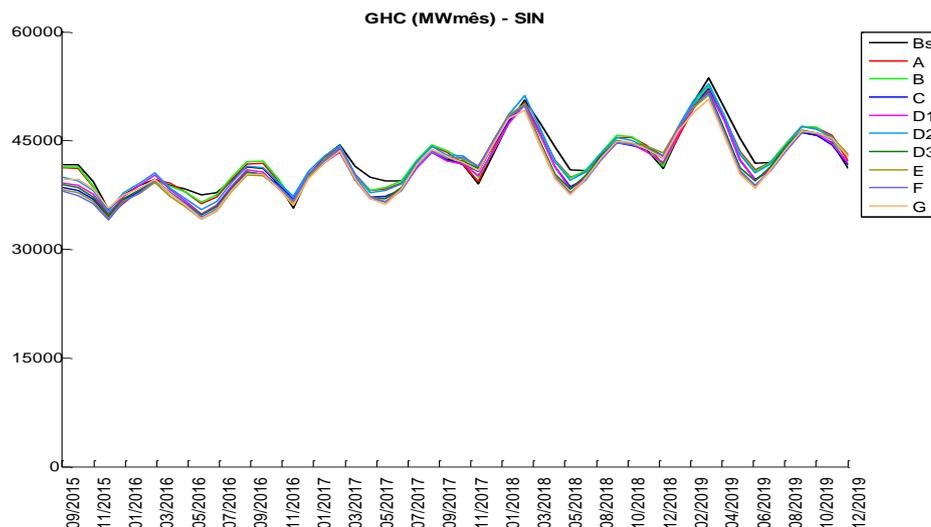
**Figura 5.226 Energia Armazenada - Norte – PMO SET/15**

### 5.6.7 Geração hidráulica

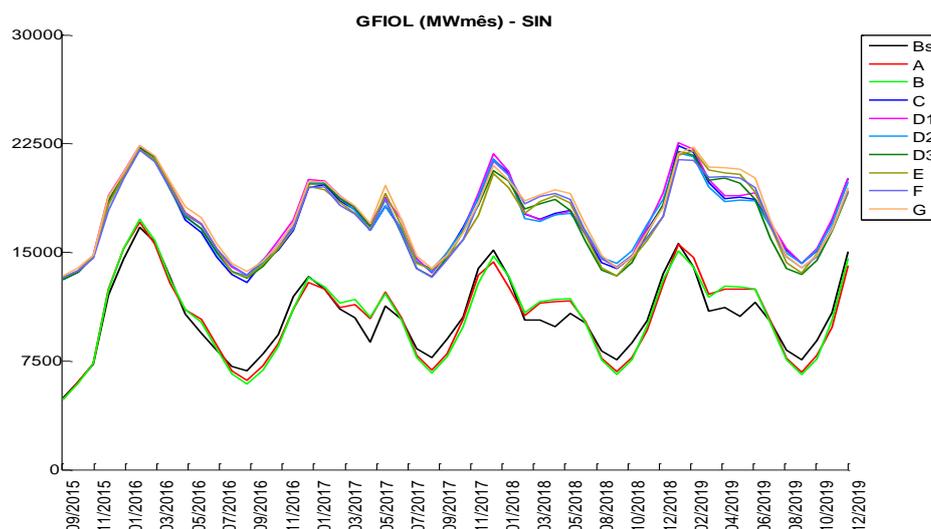
É esperado que a geração hidráulica média dos casos com mais REEs seja inferior àquela observada no Caso Base-RE, uma vez que a energia afluyente excedente de uma bacia não poderá mais ser turbinada por usinas de bacias representadas em REEs diferentes, de acordo com a Figura 5.227. Na Figura 5.228 e Figura 5.229 são apresentadas, respectivamente, a geração hidráulica controlável e fio d'água líquida para o SIN. Os casos com a separação da bacia do Paranapanema (Casos D1 e G) apresentam uma geração um pouco superior àquela observada no Caso Base-RE nos primeiros períodos do estudo, porém ao longo do horizonte tende a ficar ligeiramente menor.



**Figura 5.227 – Geração hidráulica total SIN – PMO SET/15**



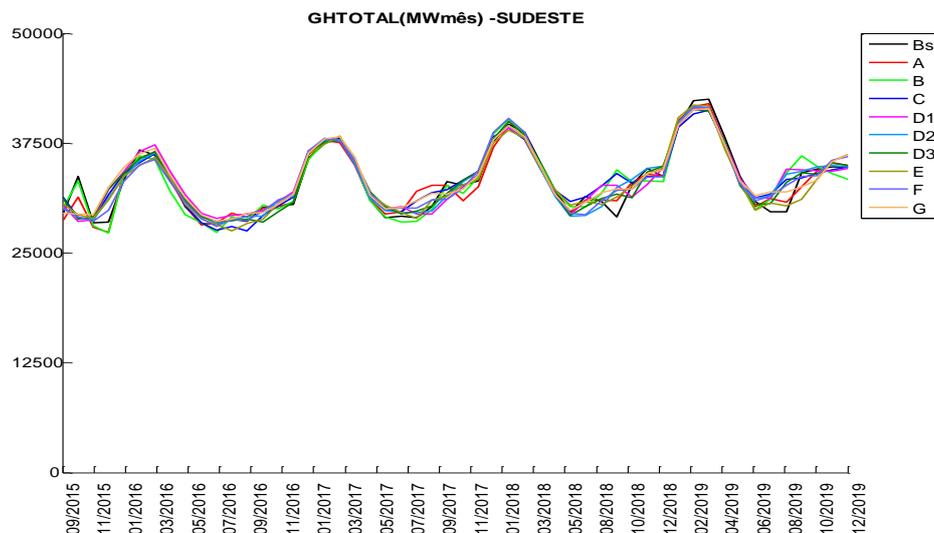
**Figura 5.228 – Geração hidráulica controlável SIN – PMO SET/15**



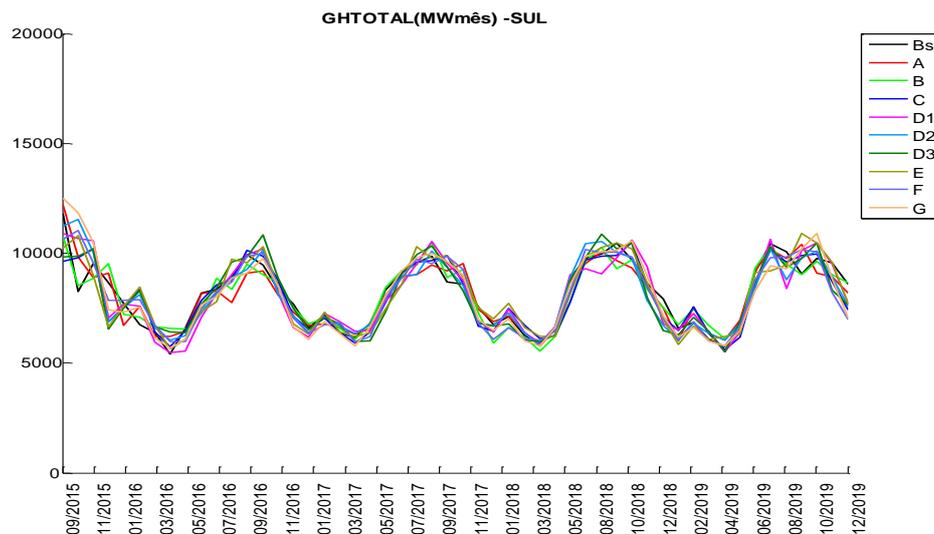
**Figura 5.229 – Geração hidráulica fio líquida SIN – PMO SET/15**

Vale ressaltar que a geração hidráulica fio d'água líquida nos casos com acoplamento hidráulico (todos a partir do Caso C) consideram a parcela de desestoque do sistema de montante, por este motivo estão mais elevadas na Figura 5.229. Já na Figura 5.228 é apresentado o valor total da geração hidráulica controlável, isto é, a parcela própria mais a parcela que entra como energia fio d'água no REE de jusante. A geração hidráulica total, apresentada na Figura 5.227, é a soma da parcela própria de geração controlável mais a geração fio d'água líquida considerando a parcela de desestoque do sistema de montante.

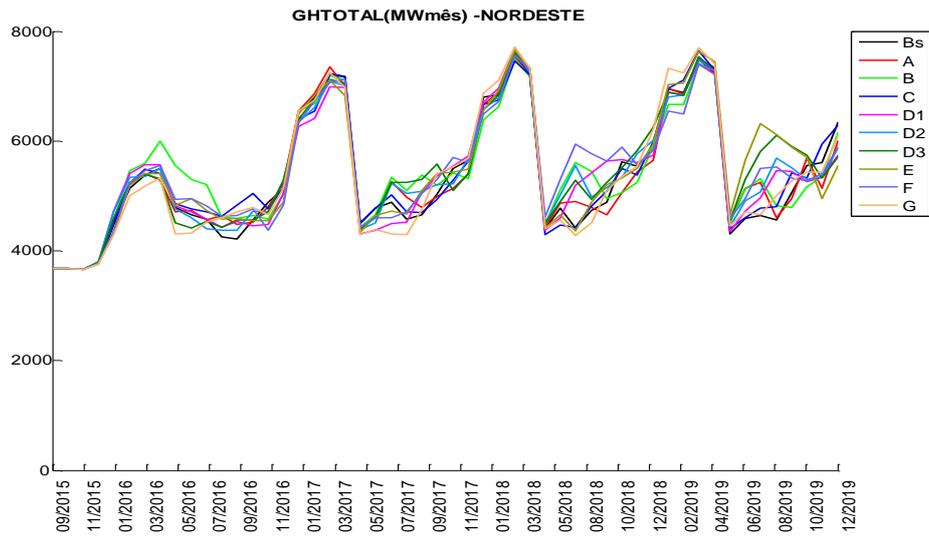
Na Figura 5.230 a Figura 5.158 a Figura 5.233 são mostradas a geração hidráulica total por REE agregado em submercado/subsistema.



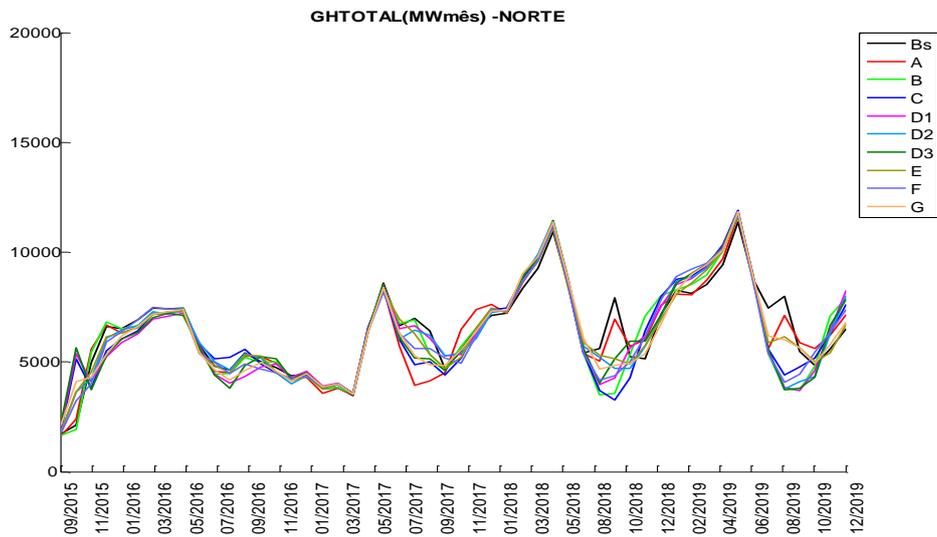
**Figura 5.230 – Geração hidráulica total - Sudeste – PMO SET/15**



**Figura 5.231 – Geração hidráulica total - Sul – PMO SET/15**

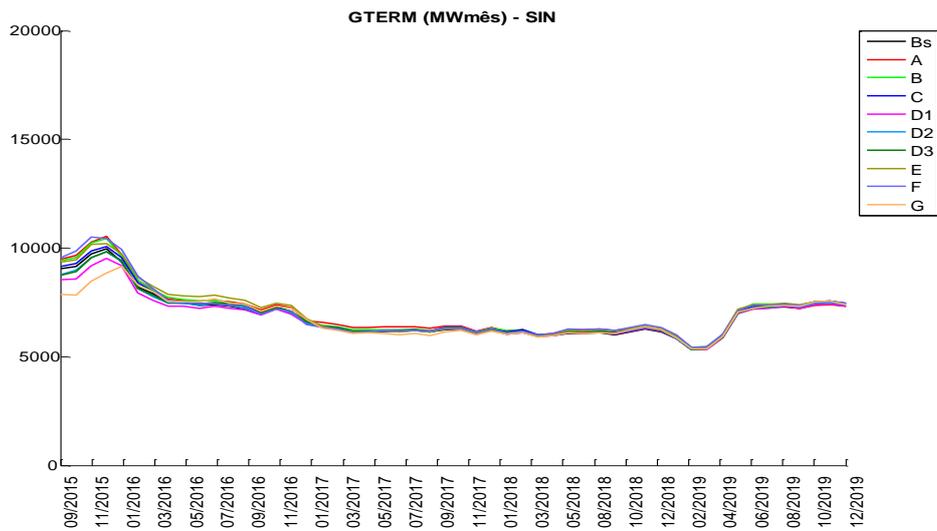


**Figura 5.232 – Geração hidráulica total - Nordeste – PMO SET/15**

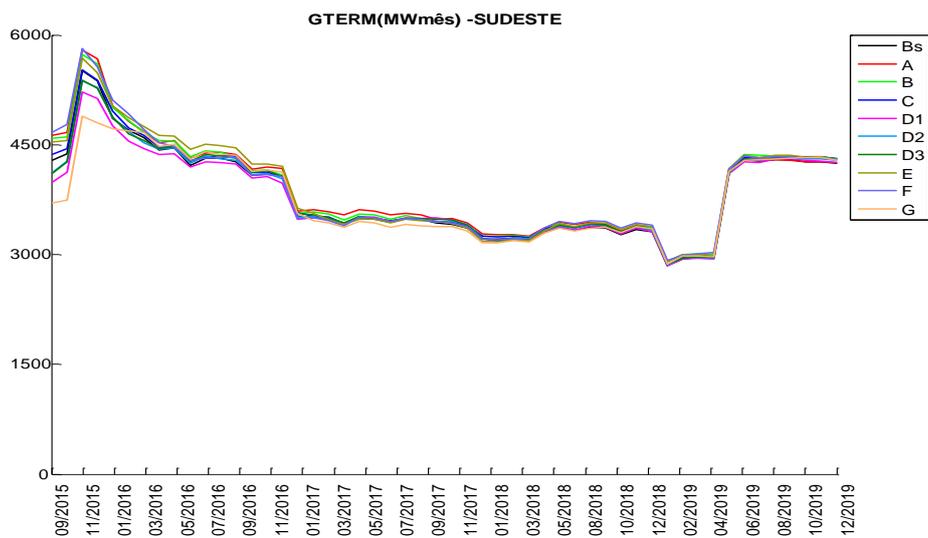


**Figura 5.233 – Geração hidráulica total – Norte – PMO SET/15**

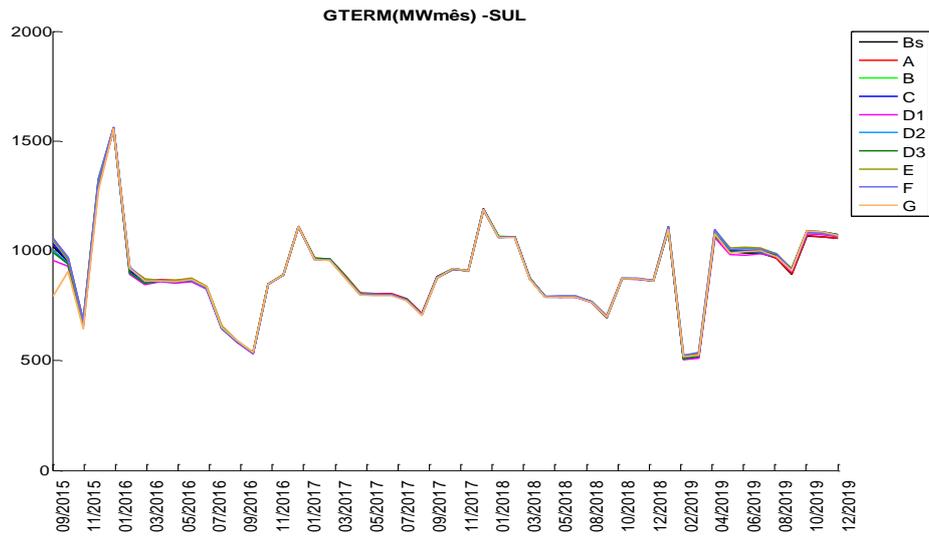
## 5.6.8 Geração térmica



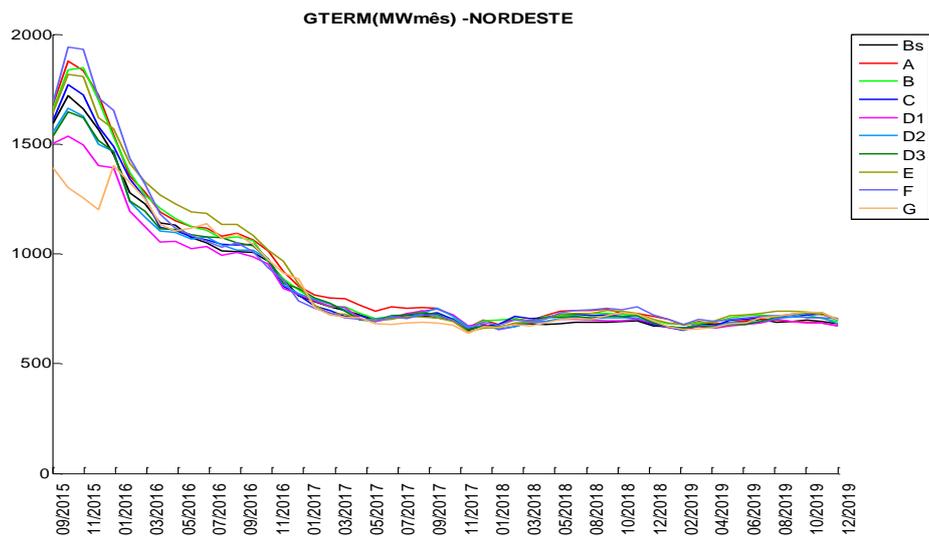
**Figura 5.234 – Geração térmica SIN – PMO SET/15**



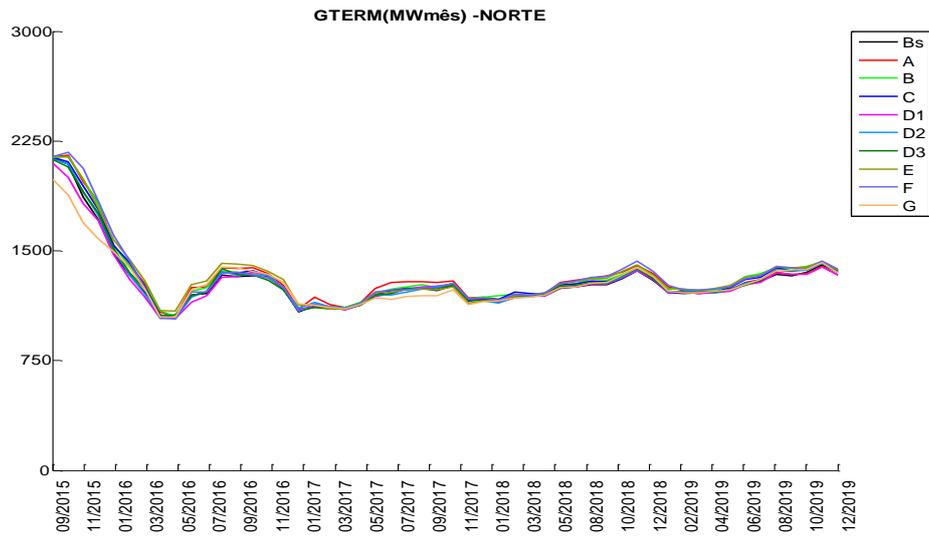
**Figura 5.235 – Geração térmica Sudeste – PMO SET/15**



**Figura 5.236 – Geração térmica Sul – PMO SET/15**



**Figura 5.237 – Geração térmica Nordeste – PMO SET/15**



**Figura 5.238 – Geração térmica Norte – PMO SET/15**

### 5.6.9 Energia Vertida

A energia vertida tende a aumentar para os casos com representação mais detalhada do SIN, uma vez que as restrições de turbinamento das usinas ficam mais evidentes. Este resultado pode ser conferido na Figura 5.239 para o SIN, e mais detalhadamente para os REEs agrupados por submercado/subsistema na Figura 5.240 Figura 5.163 a Figura 5.243.

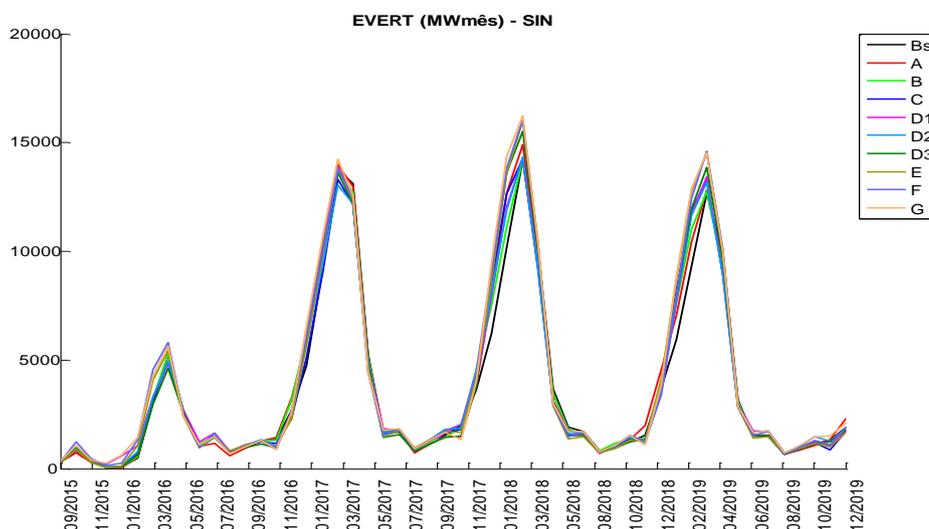


Figura 5.239 – Energia vertida SIN – PMO SET/15

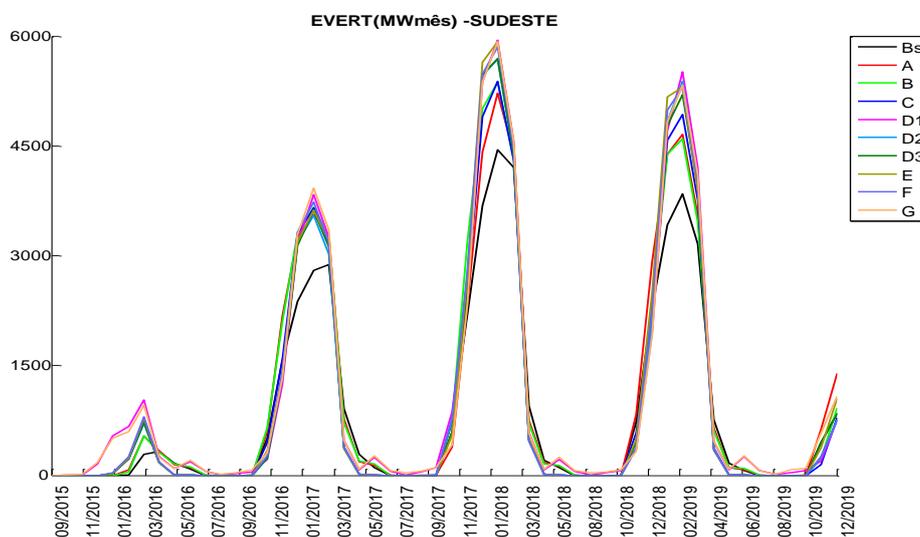
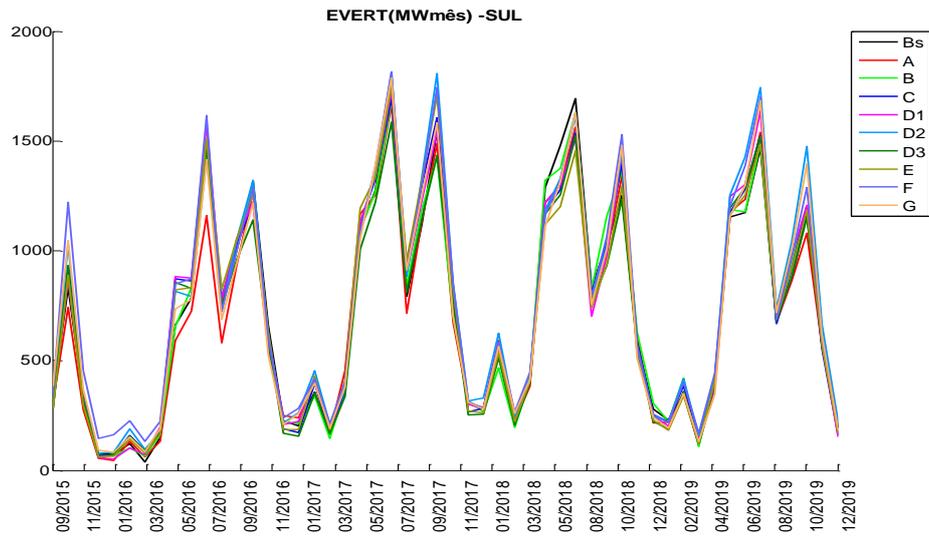
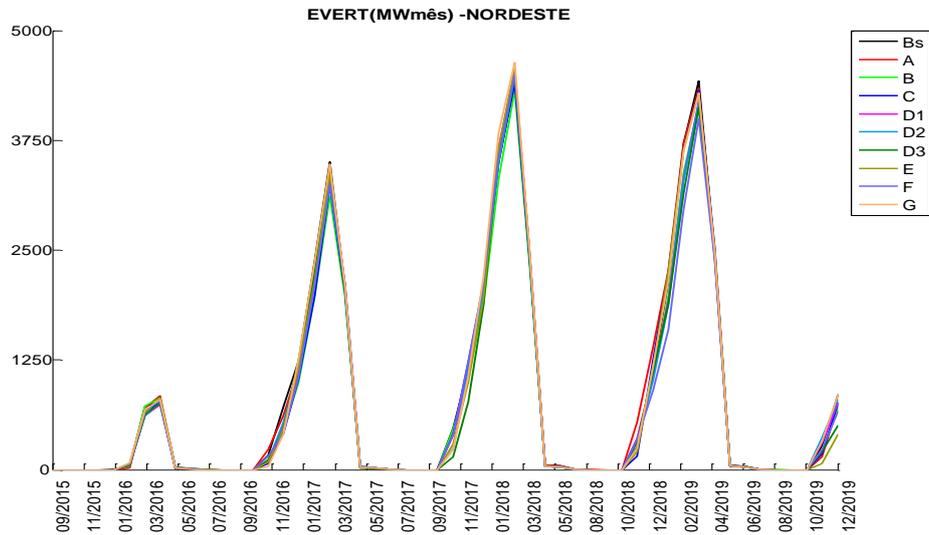


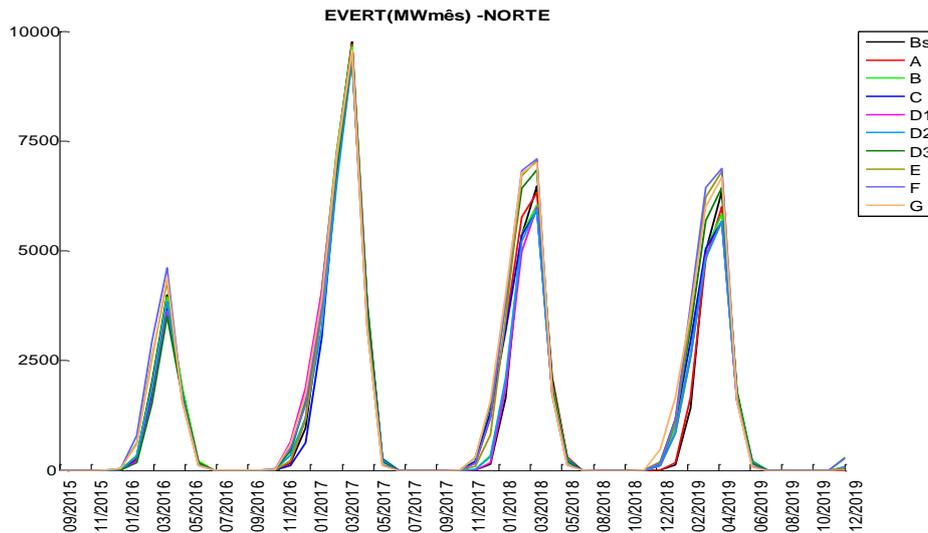
Figura 5.240 – Energia vertida Sudeste – PMO SET/15



**Figura 5.241 – Energia vertida Sul – PMO SET/15**



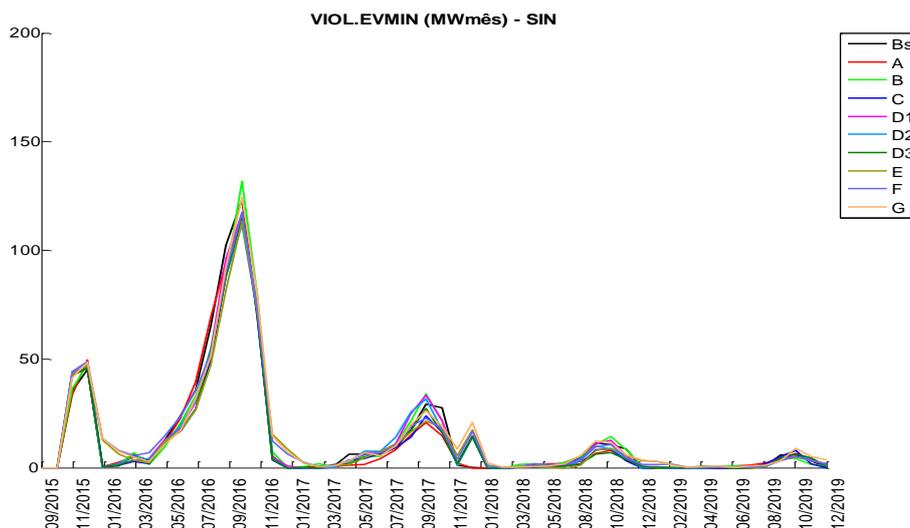
**Figura 5.242 – Energia vertida Nordeste – PMO SET/15**



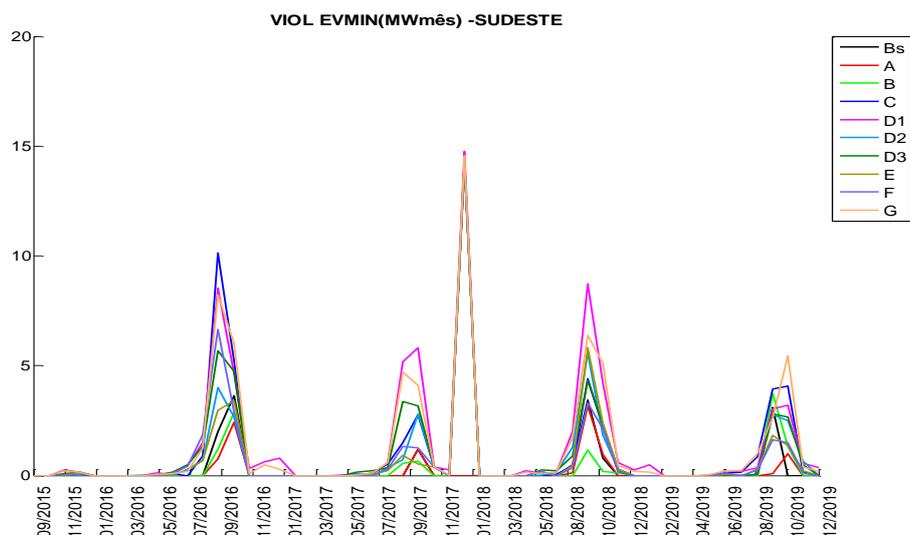
**Figura 5.243 – Energia vertida Norte – PMO SET/15**

### 5.6.10 Violação Meta de Vazão Mínima

Da Figura 5.244 à Figura 5.249 são apresentadas as evoluções temporais da violação da meta de energia de vazão mínima obrigatória para o SIN e os REEs agregados em SM/SSs. O montante de energia de vazão mínima não suprida no SIN não se altera significativamente ao se considerar as topologias propostas com relação ao caso Base-RE. Porém, quando se analisa os SM/SSs em separado, pode-se verificar um pequeno aumento em relação ao Caso Base-RE em alguns SM/SSs, mas o montante total é muito pequeno.

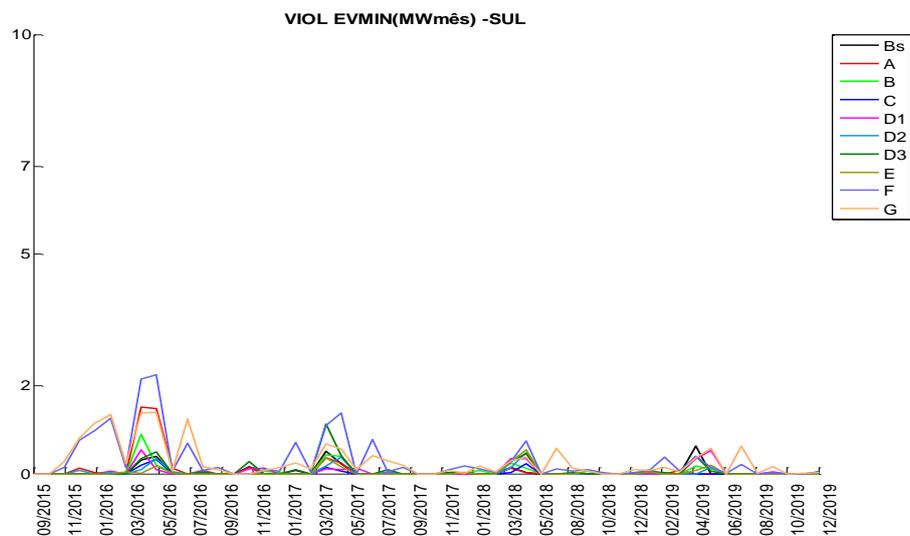


**Figura 5.244 – Violação meta de vazão mínima SIN – PMO SET/15**

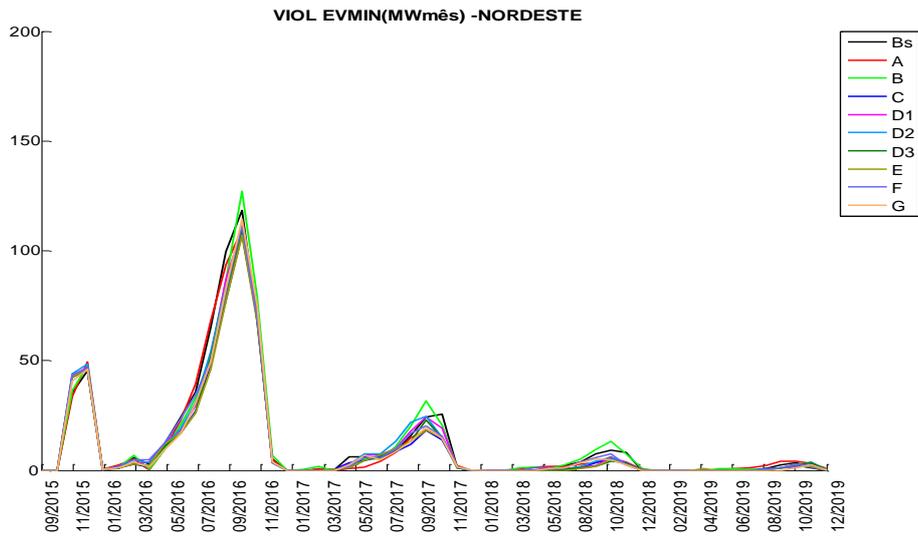


**Figura 5.245 – Violação meta de vazão mínima Sudeste – PMO SET/15**

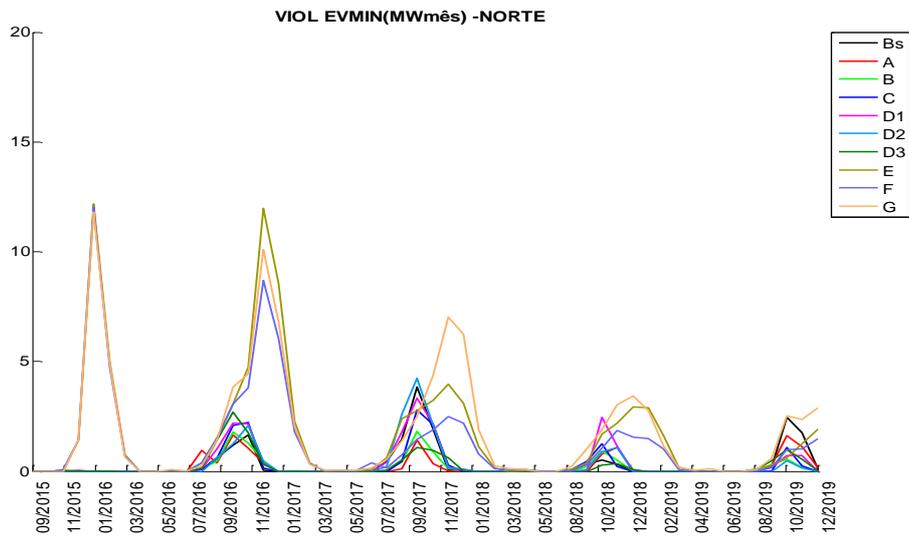
**Figura 5.246**



**Figura 5.247 – Violação meta de vazão mínima Sul – PMO SET/15**



**Figura 5.248 – Violação meta de vazão mínima Nordeste – PMO SET/15**



**Figura 5.249 – Violação meta de vazão mínima Norte – PMO SET/15**

### 5.6.11 Custo marginal de operação

O custo marginal de operação médio anual para cada submercado/subsistema é apresentado na Figura 5.250 a Figura 5.253. Pode-se observar que nos primeiros anos os CMOs apresentam uma maior diferença entre as propostas avaliadas. As variações observadas são compatíveis com o comportamento descrito para o valor esperado do custo total de operação no item 5.6.3.

À medida que se avança no horizonte de planejamento, essas diferenças vão se reduzindo por causa da perda de memória do passado recente. No PMO SET/15 executado sem adoção de tendência hidrológica, os valores de CMO de cada caso analisado são mais parecidos entre si, conforme Figura 5.254 a Figura 5.257.

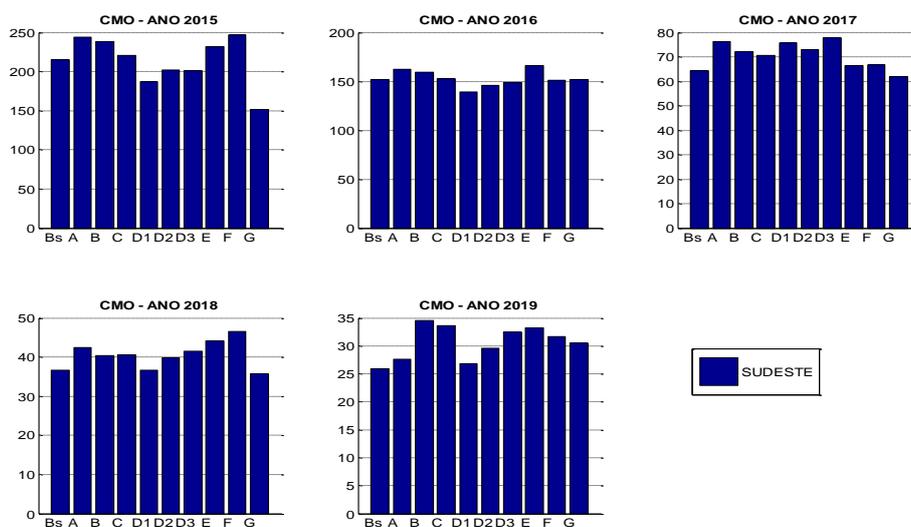
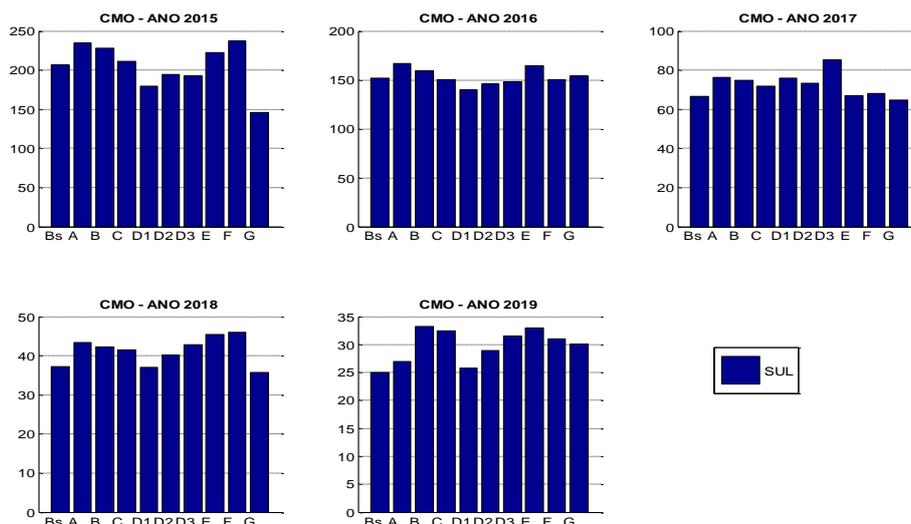
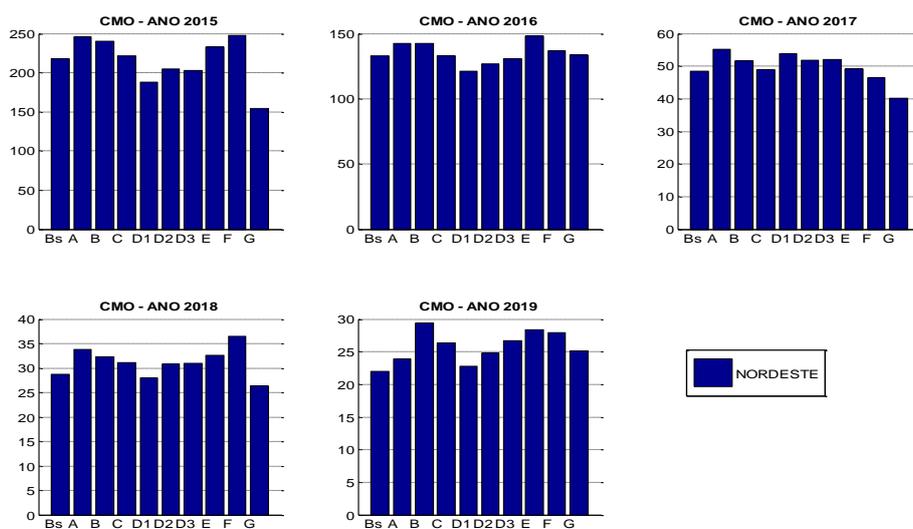


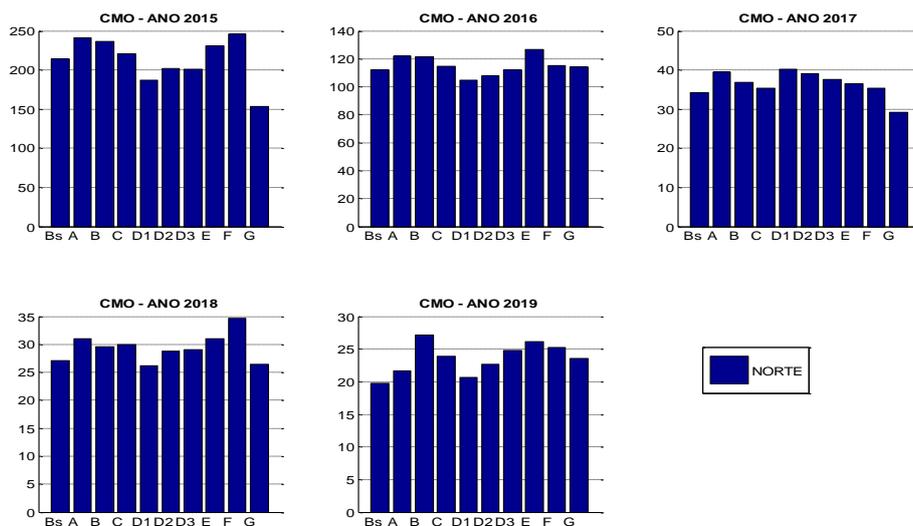
Figura 5.250 – CMO médio anual - Sudeste – PMO SET/15



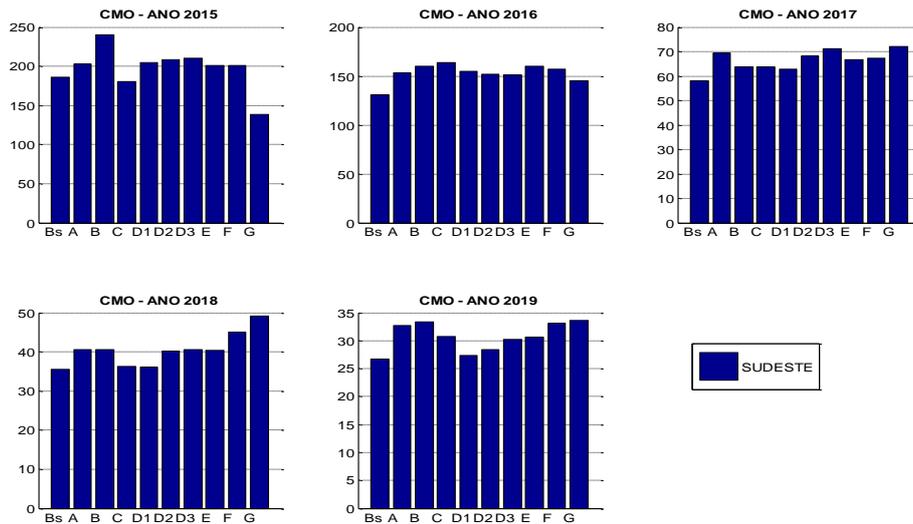
**Figura 5.251 – CMO médio anual - Sul – PMO SET/15**



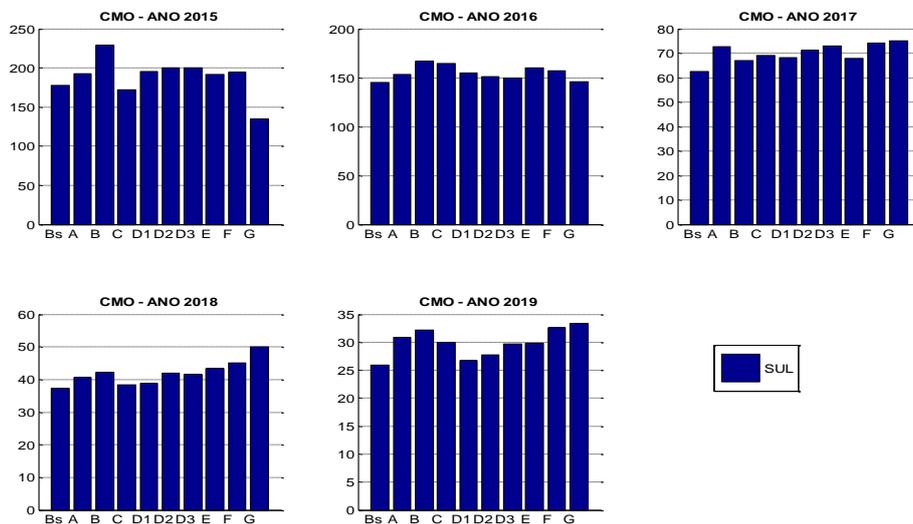
**Figura 5.252 – CMO médio anual - Nordeste – PMO SET/15**



**Figura 5.253 – CMO médio anual - Norte – PMO SET/15**



**Figura 5.254 – CMO médio anual - Sudeste – PMO SET/15 Sem TH**



**Figura 5.255 – CMO médio anual - Sul – PMO SET/15 Sem TH**

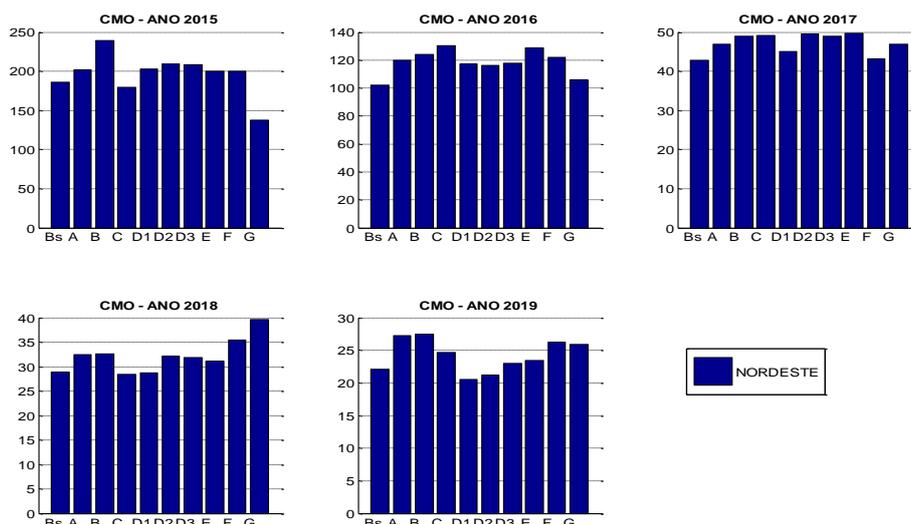


Figura 5.256 – CMO médio anual - Nordeste – PMO SET/15 Sem TH

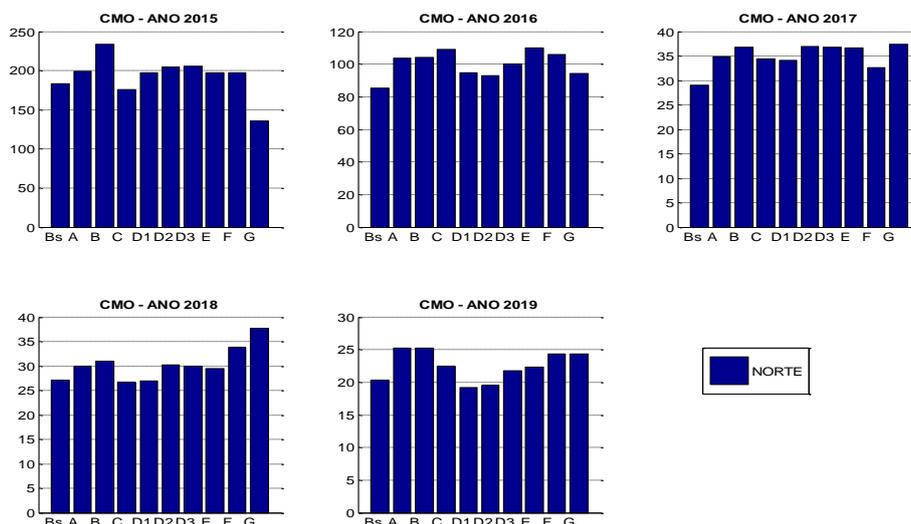
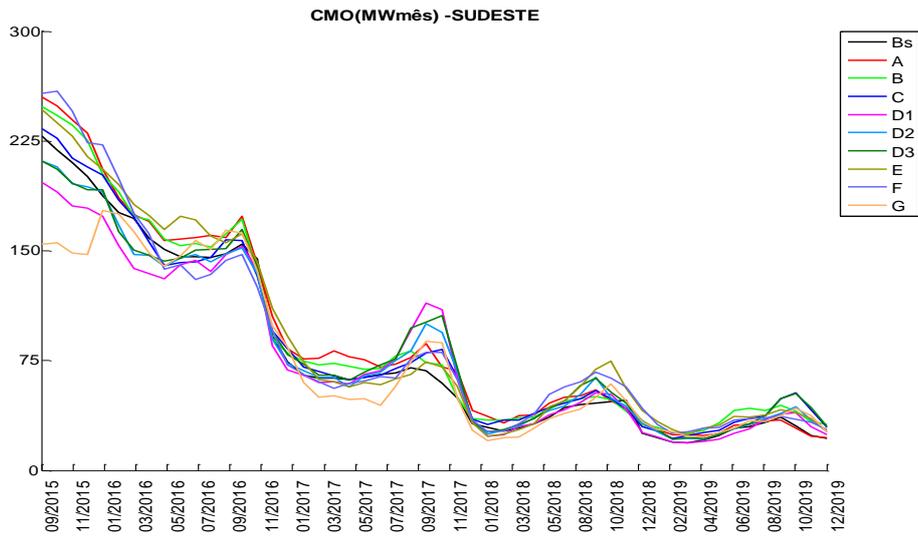


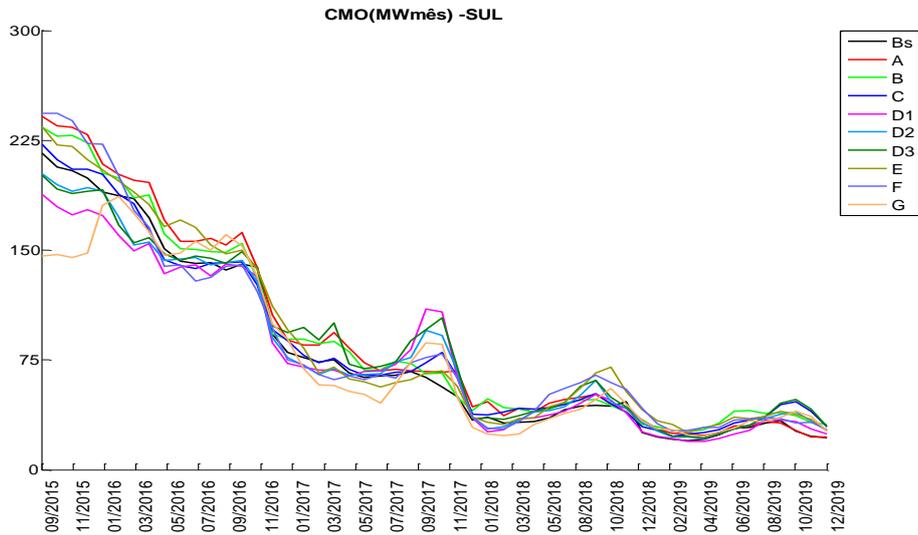
Figura 5.257 – CMO médio anual - Norte – PMO SET/15 Sem TH

Novamente, comportamento semelhante ao observado no custo total de operação pode ser verificado na evolução mensal custo marginal de operação médio, Figura 5.258 a Figura 5.261. Na maioria dos casos, o CMO é superior ao valor observado no Caso Base-REdepois que o efeito da tendência hidrológica se atenua.

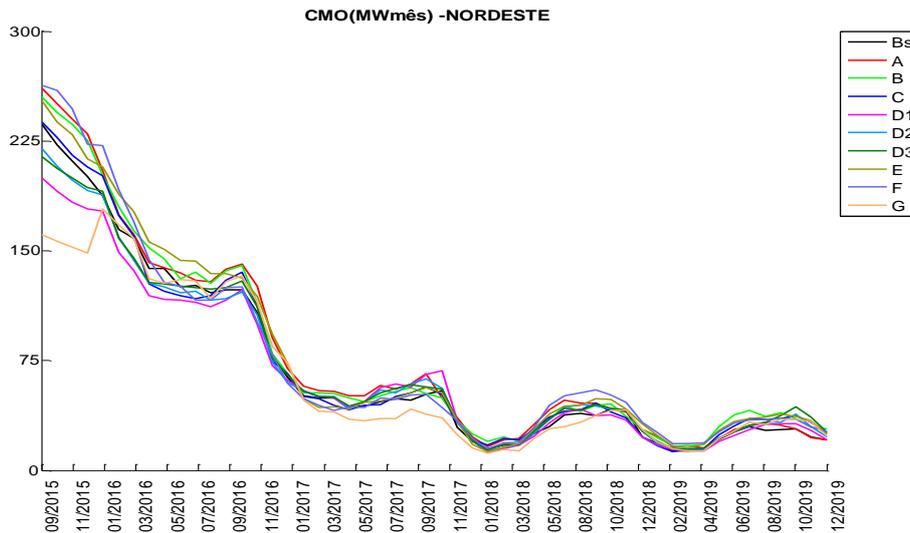
Nos primeiros períodos o CMO dos Casos D1, D2, D3 e G são menores em comparação com o Caso Base-RE, por causa da distribuição diferenciada tendência hidrológica, mas ao longo do horizonte de planejamento estes valores se tornam superiores ao observado no Caso Base-RE.



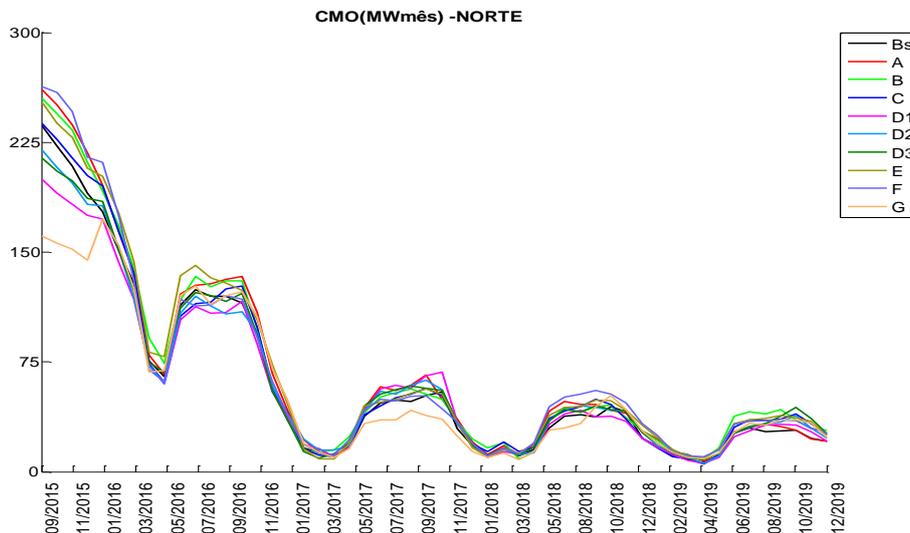
**Figura 5.258 – CMO médio mensal - Sudeste – PMO SET/15**



**Figura 5.259 – CMO médio mensal - Sul – PMO SET/15**



**Figura 5.260 – CMO médio mensal - Nordeste – PMO SET/15**



**Figura 5.261 – CMO médio mensal - Norte – PMO SET/15**

### 5.7 LEN A-3 2014

Foram avaliados 11 casos baseados no caso de cálculo de Garantia Física de Energia do LEN A-3/2014, executados na versão 20.2, a saber:

- Caso base: LEN A-3 2014, considerando Belo Monte no subsistema Norte. Caso sem REEs (4 x 4)
- Caso A: Caso base separando o REE Madeira (4x5)

- Caso B: Caso A separando o REE Teles Pires (4x6)
- Caso B1: Caso B separando o REE Belo Monte (4 x 7)
- Caso C: Caso B separando o REE Paraná e Itaipu (4x8)
- Caso D1: Caso C separando o REE Paranapanema (4x9)
- Caso D2: Caso C separando o REE Iguaçu (4x9)
- Caso D3: Caso C separando o REE Belo Monte (4 x 9)
- Caso E: Caso D3 separando o REE Amazonas (4x10)
- Caso F: Caso E separando o REE Iguaçu (4x11)
- Caso G: Caso F separando o REE Paranapanema (4 x 12).

Vale ressaltar que os casos utilizados nos estudos de cálculo de GF já consideram Belo Monte como um subsistema separado desde o leilão da usina hidrelétrica de Belo Monte, quando análises realizadas pela EPE constataram um ganho na representação do SIN. Portanto, o caso base foi alterado de forma a considerar Belo Monte e as demais bacias do Norte em um único REE e foi incluído o caso B1 às topologias estudadas nesse relatório.

#### 5.7.1 Tempo de Processamento

Na Figura 5.262 é apresentado o tempo de processamento para todos os casos. O caso F apresentou o maior tempo de execução, não ultrapassando 6 horas com o uso de 48 processadores. Para todos os casos foi considerado flag zero nos registros para gerenciamento dos PLs.

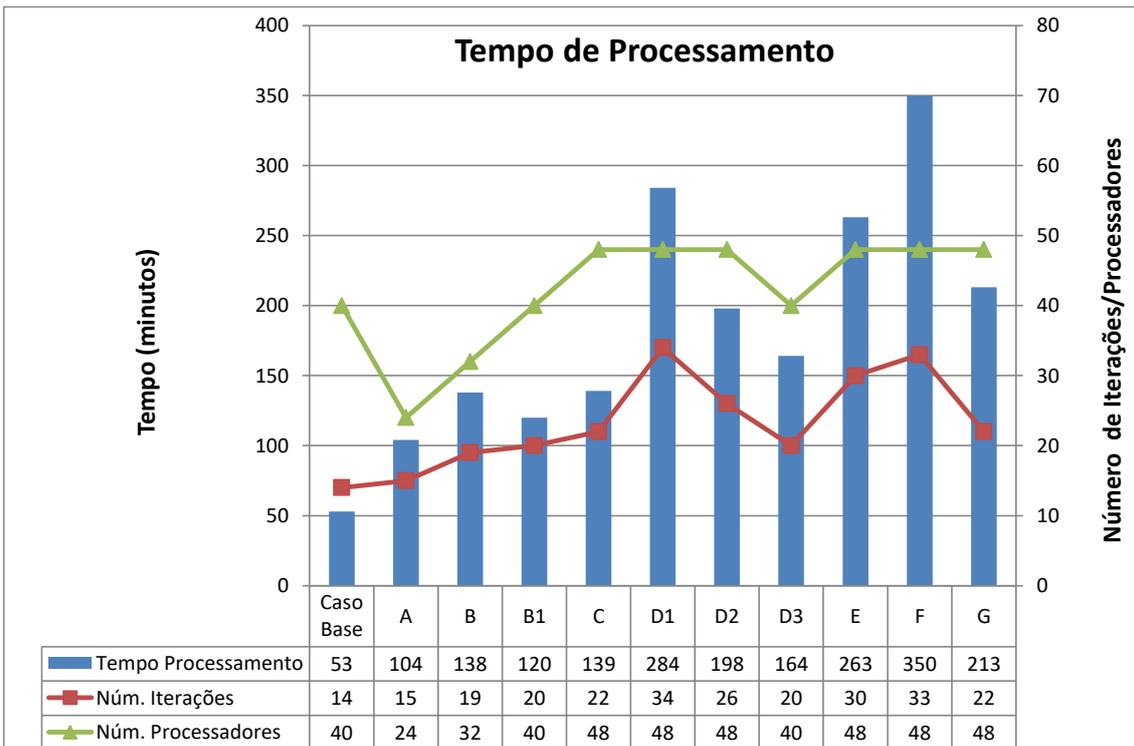
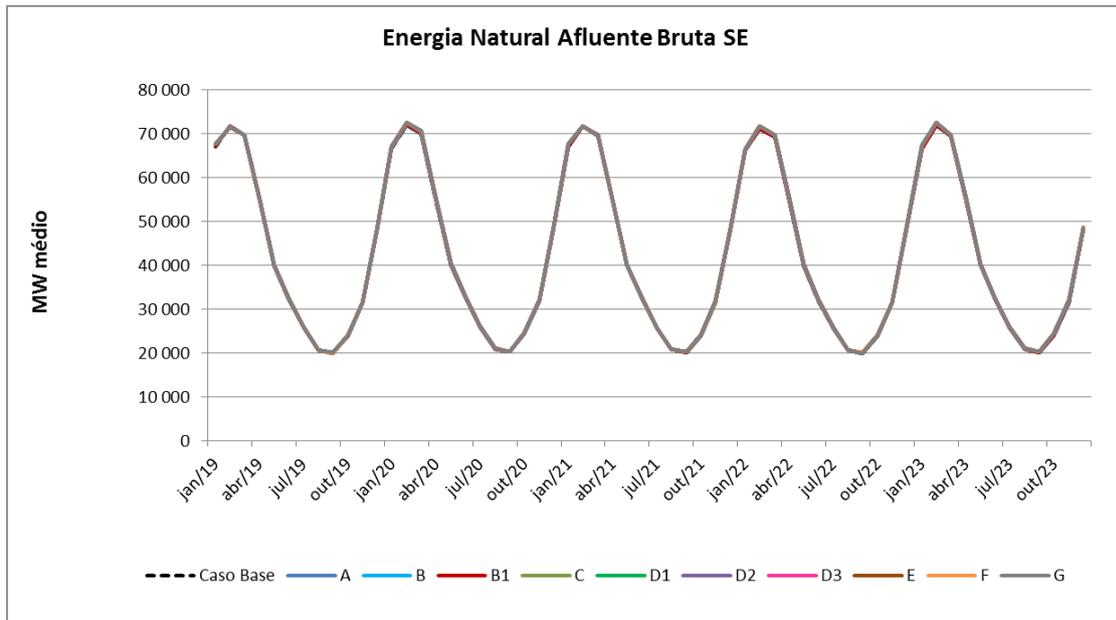
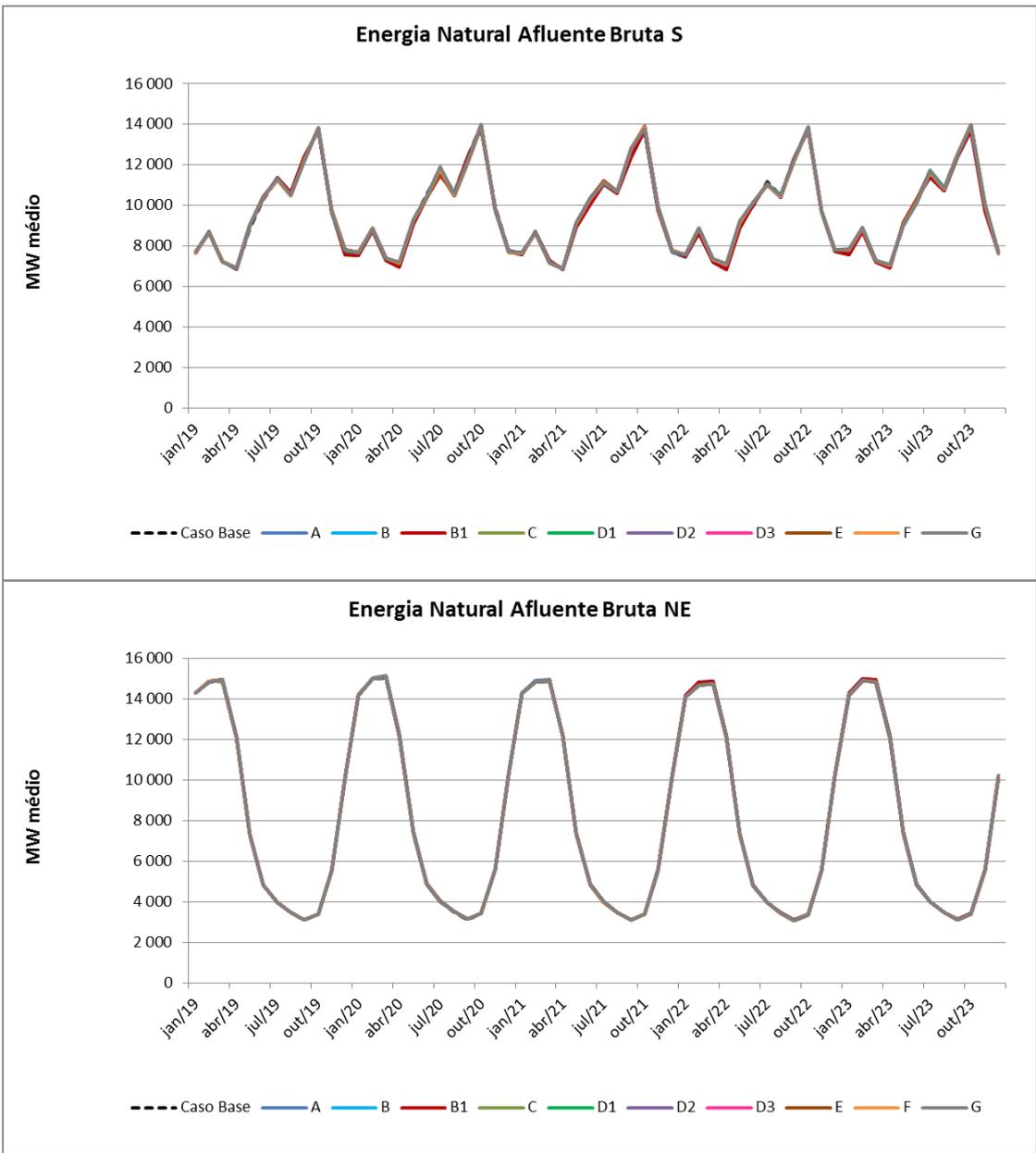
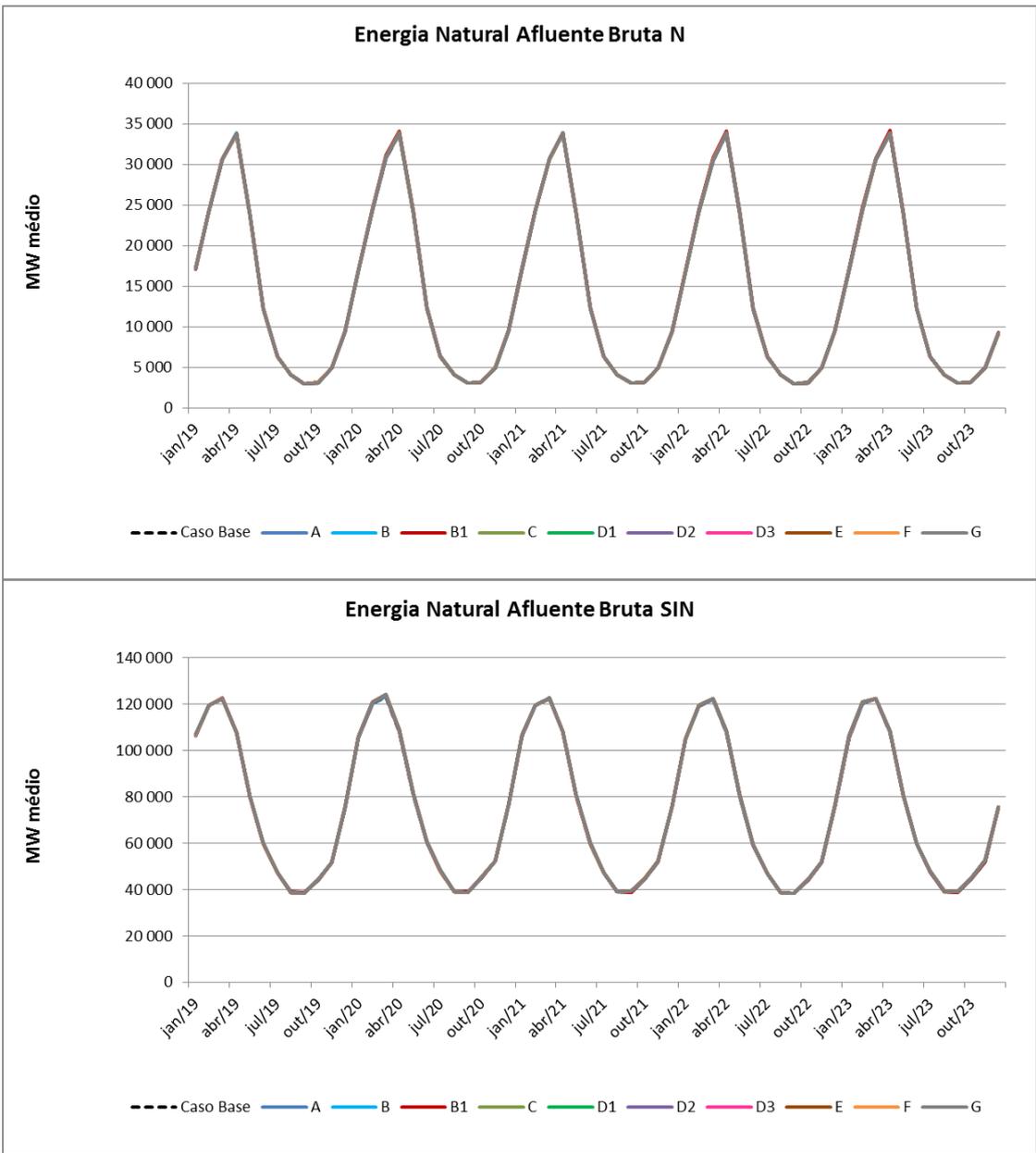


Figura 5.262 – Tempo de processamento

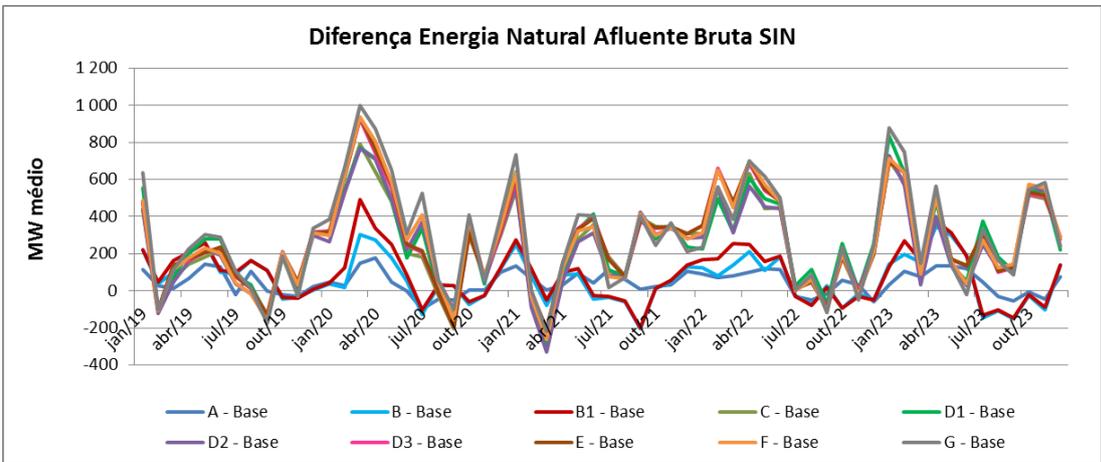
### 5.7.2 Energia Natural Afluenta







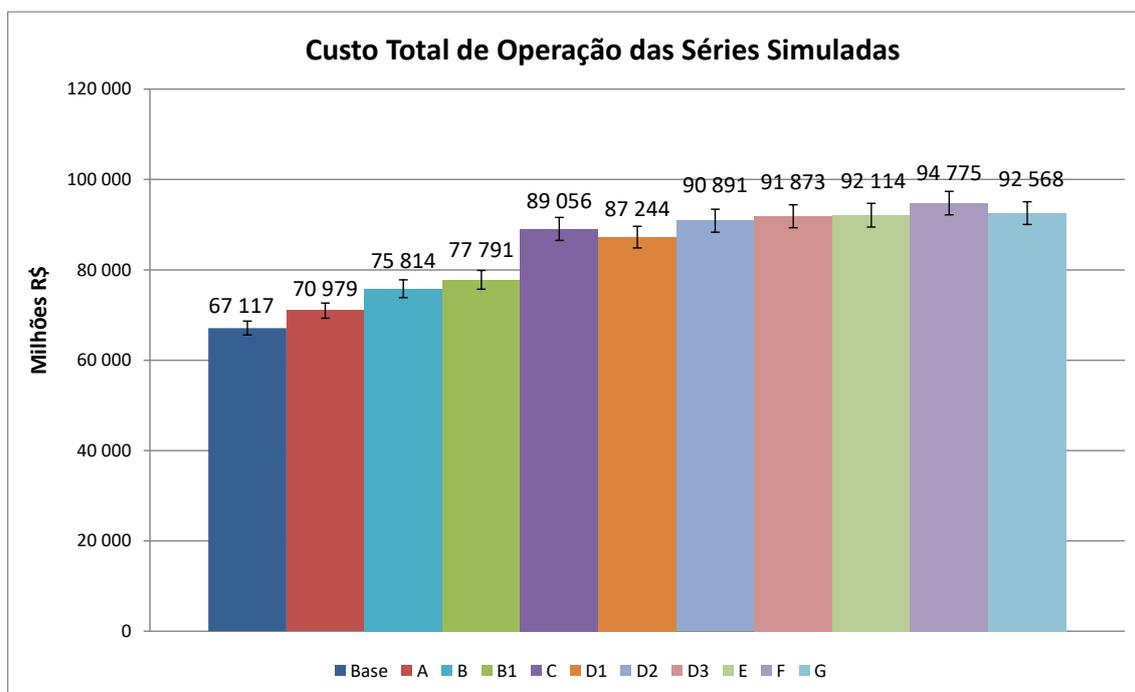
**Figura 5.263 - Energia Natural Afluente SB/SS e SIN**



**Figura 5.264 – Diferença ENA SIN com relação Caso Base**

### 5.7.3 Custo Total da Operação

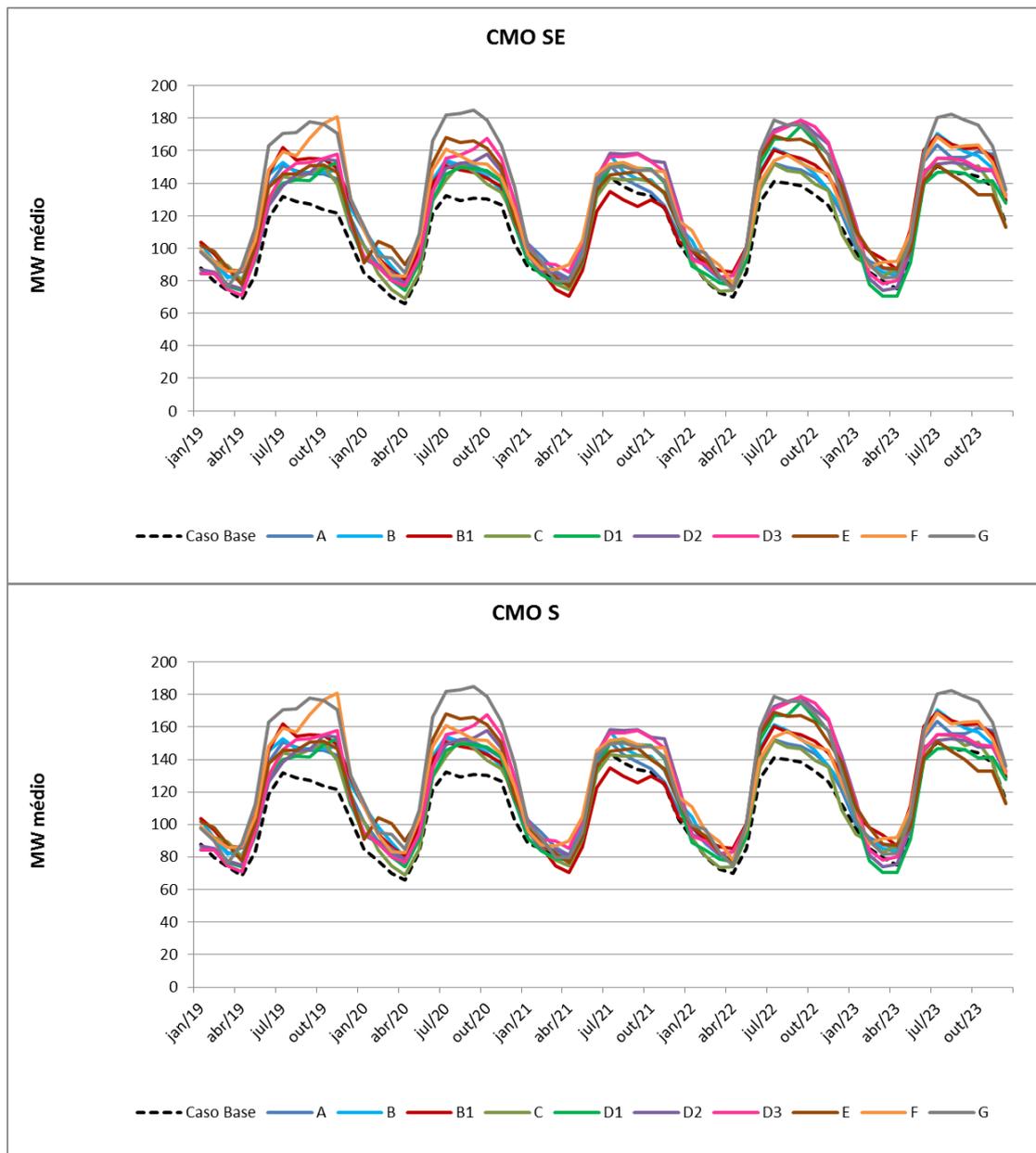
O custo total de operação apresenta uma tendência de crescimento à medida que o SIN é representado em um número maior de REEs, conforme pode ser verificado na Figura 5.265.

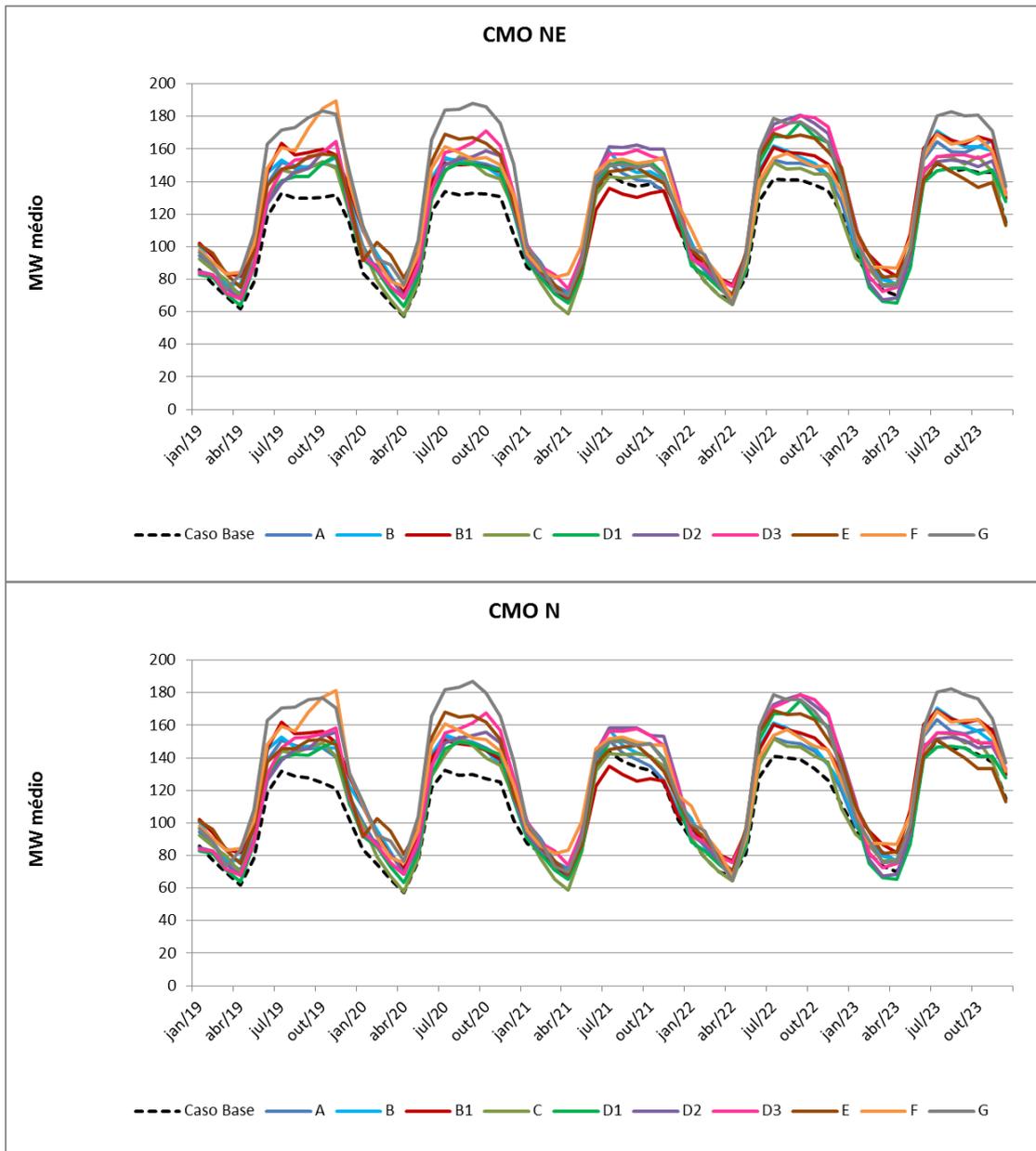


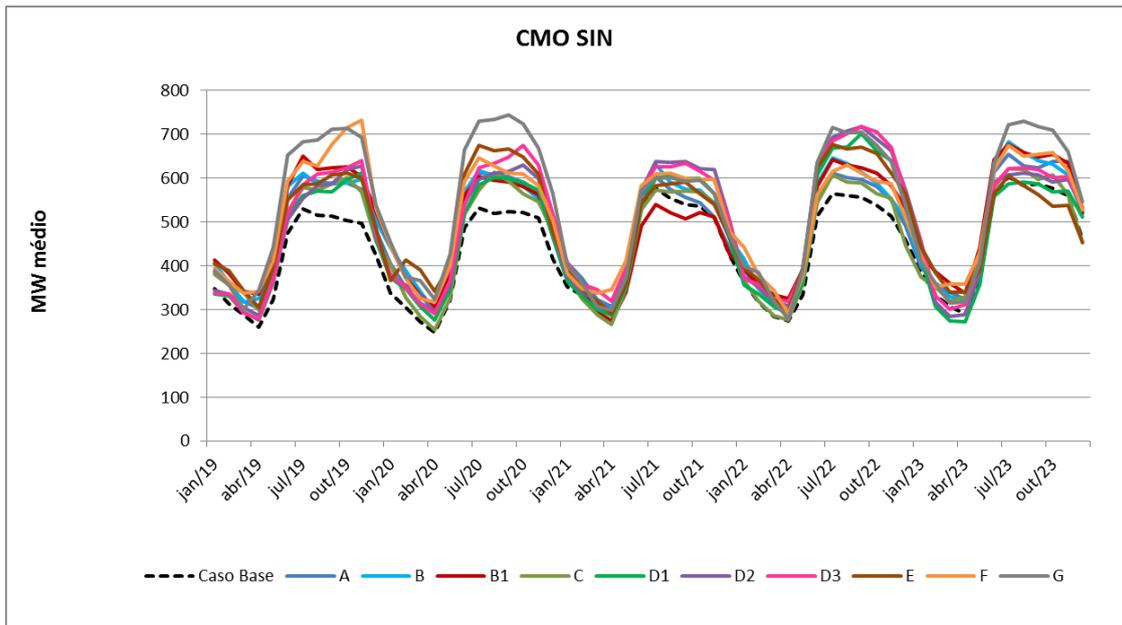
**Figura 5.265 – Custo Total de Operação**

### 5.7.4 Custo marginal de operação

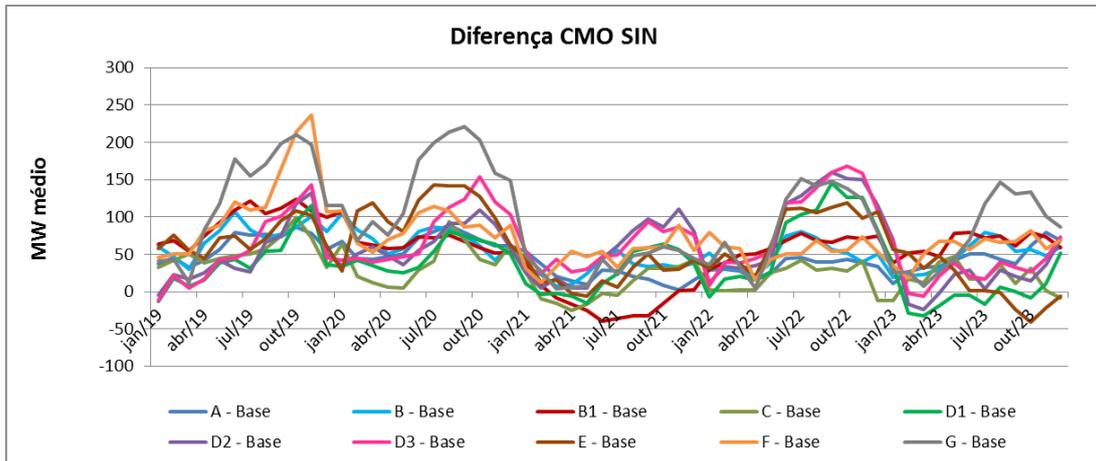
Assim como para o custo total de operação, foi observado um aumento do custo marginal de operação médio anual ao aumentar o detalhamento do SIN.





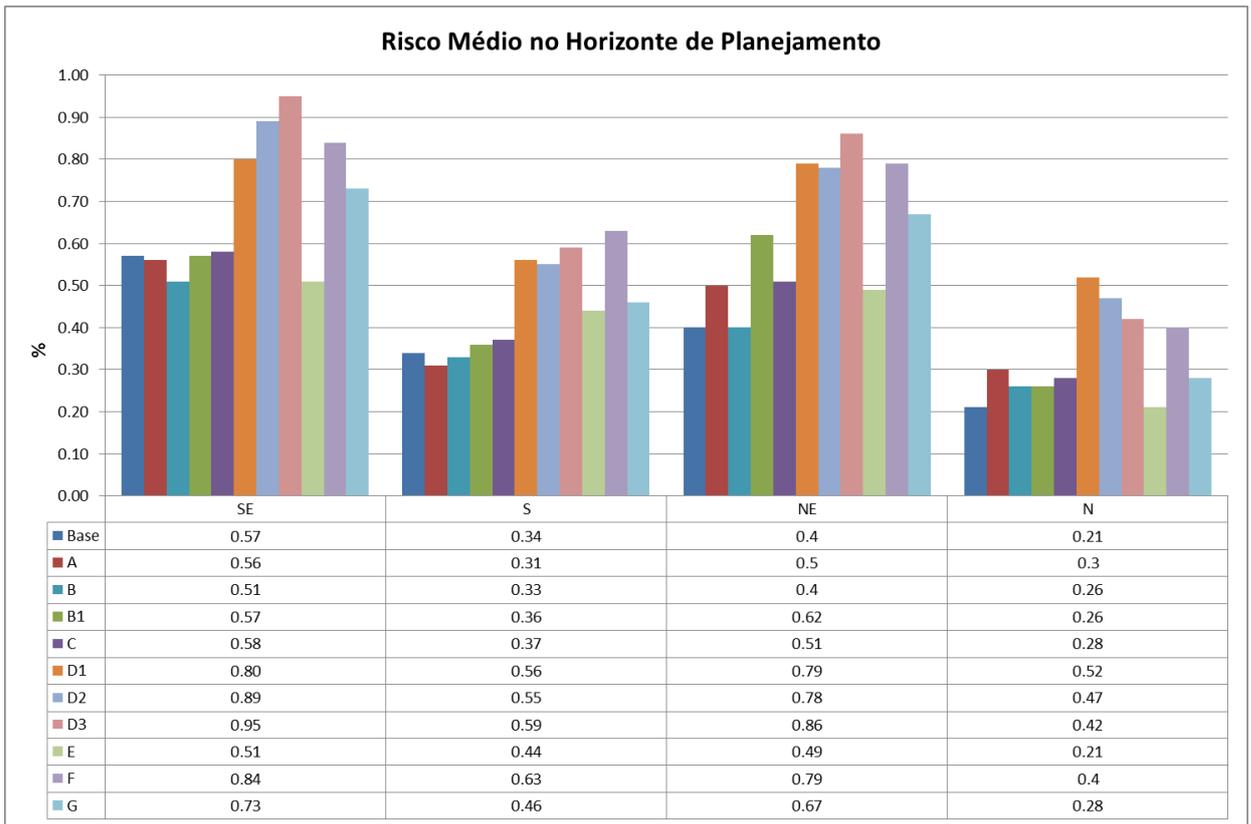


**Figura 5.266 – Custo Marginal de Operação SB/SS e SIN**

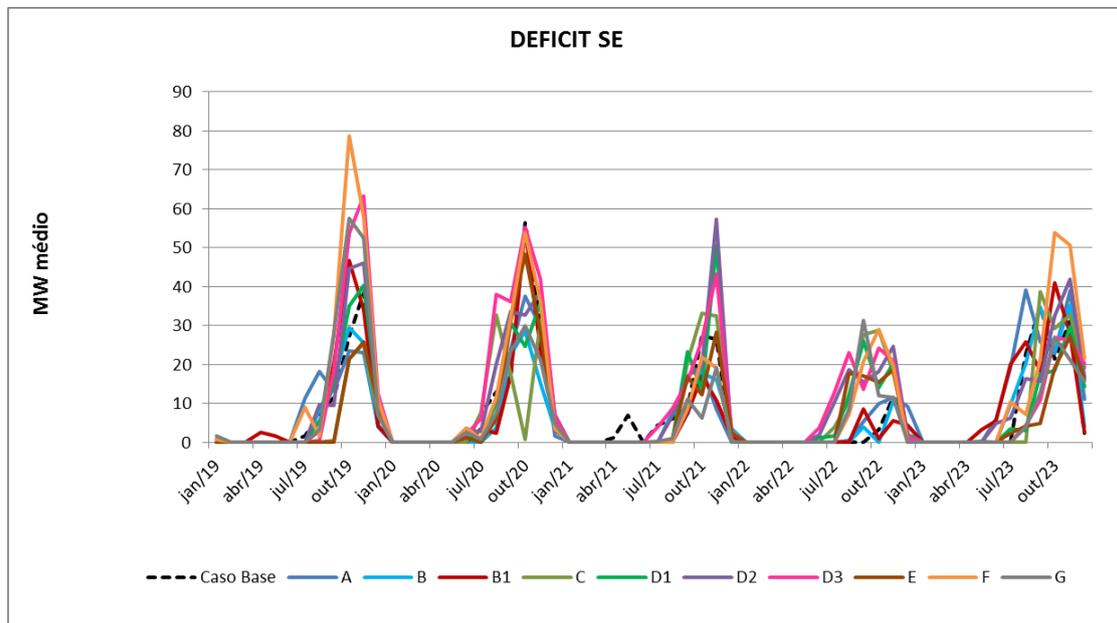


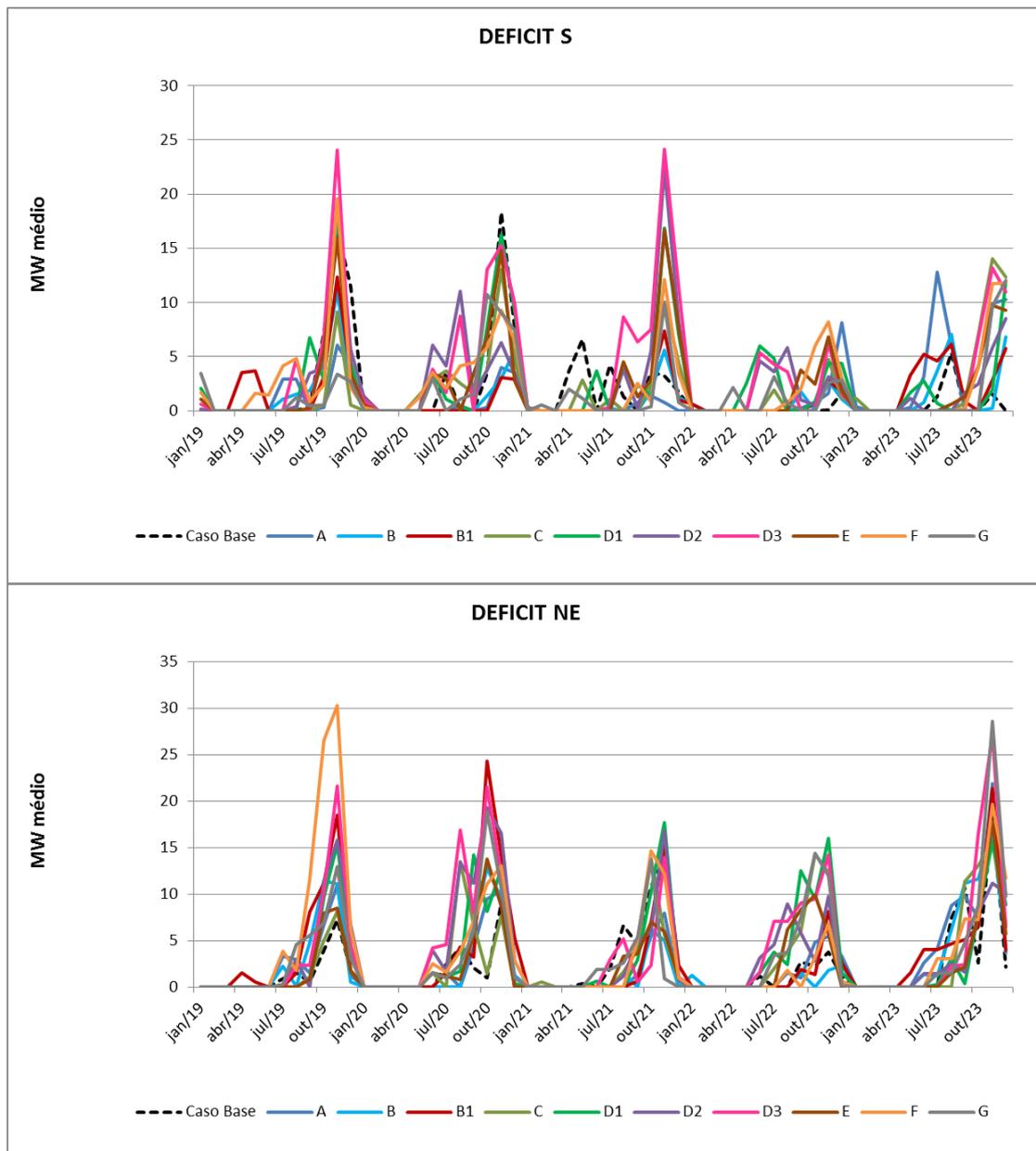
**Figura 5.267 – Diferença CMO SIN com relação Caso Base**

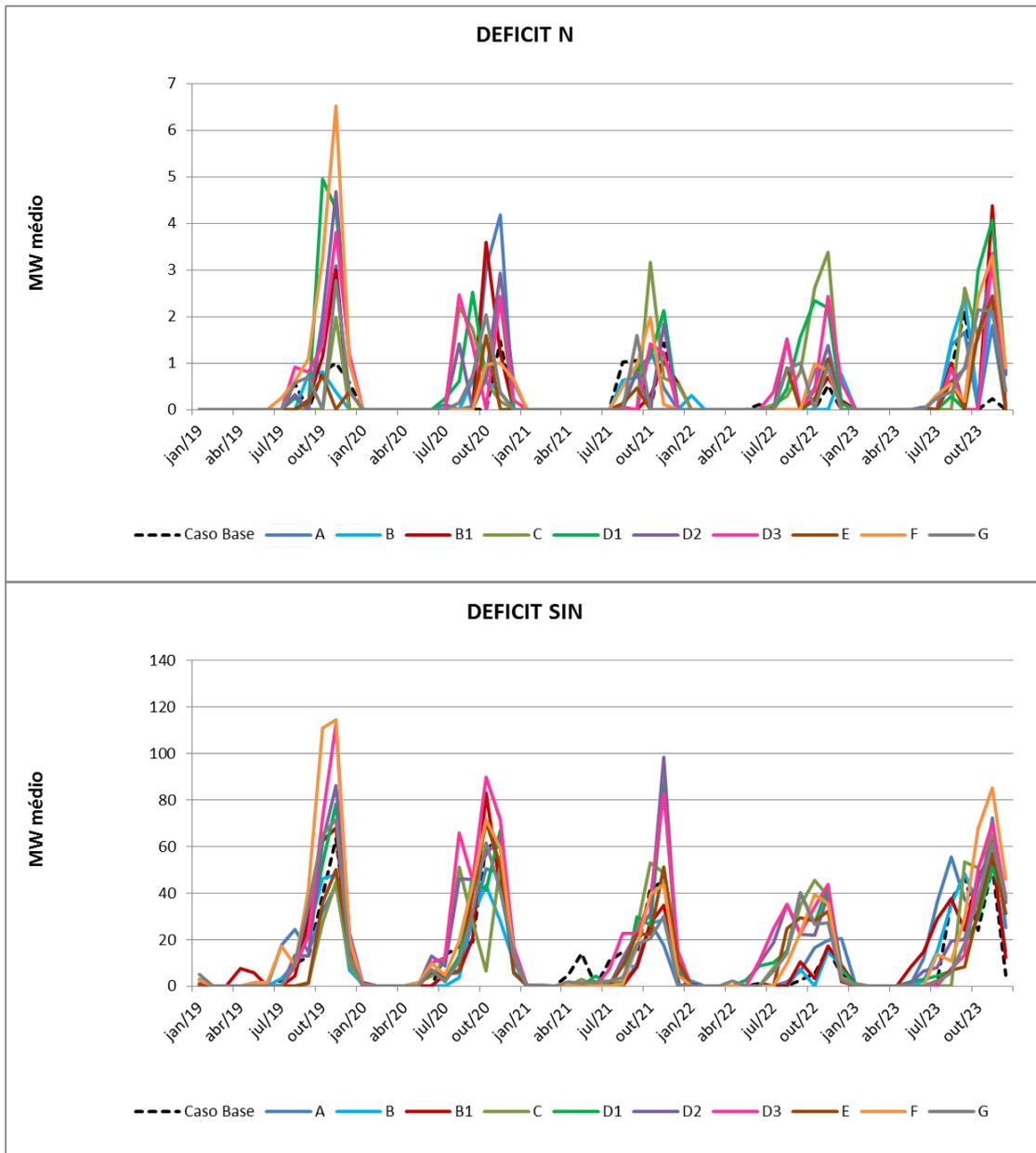
### 5.7.5 Risco de déficit



**Figura 5.268 – Risco de Déficit Médio**







**Figura 5.269 –Déficit SM/SS e SIN**

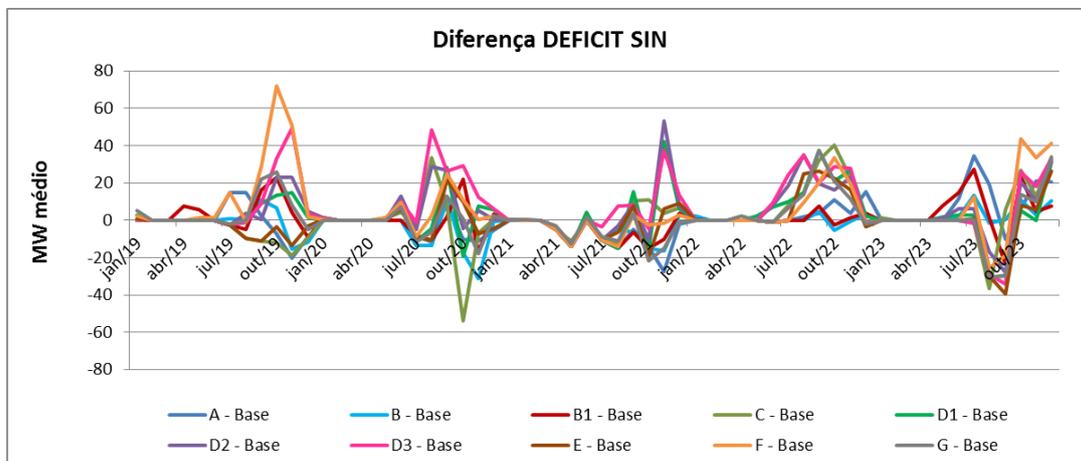
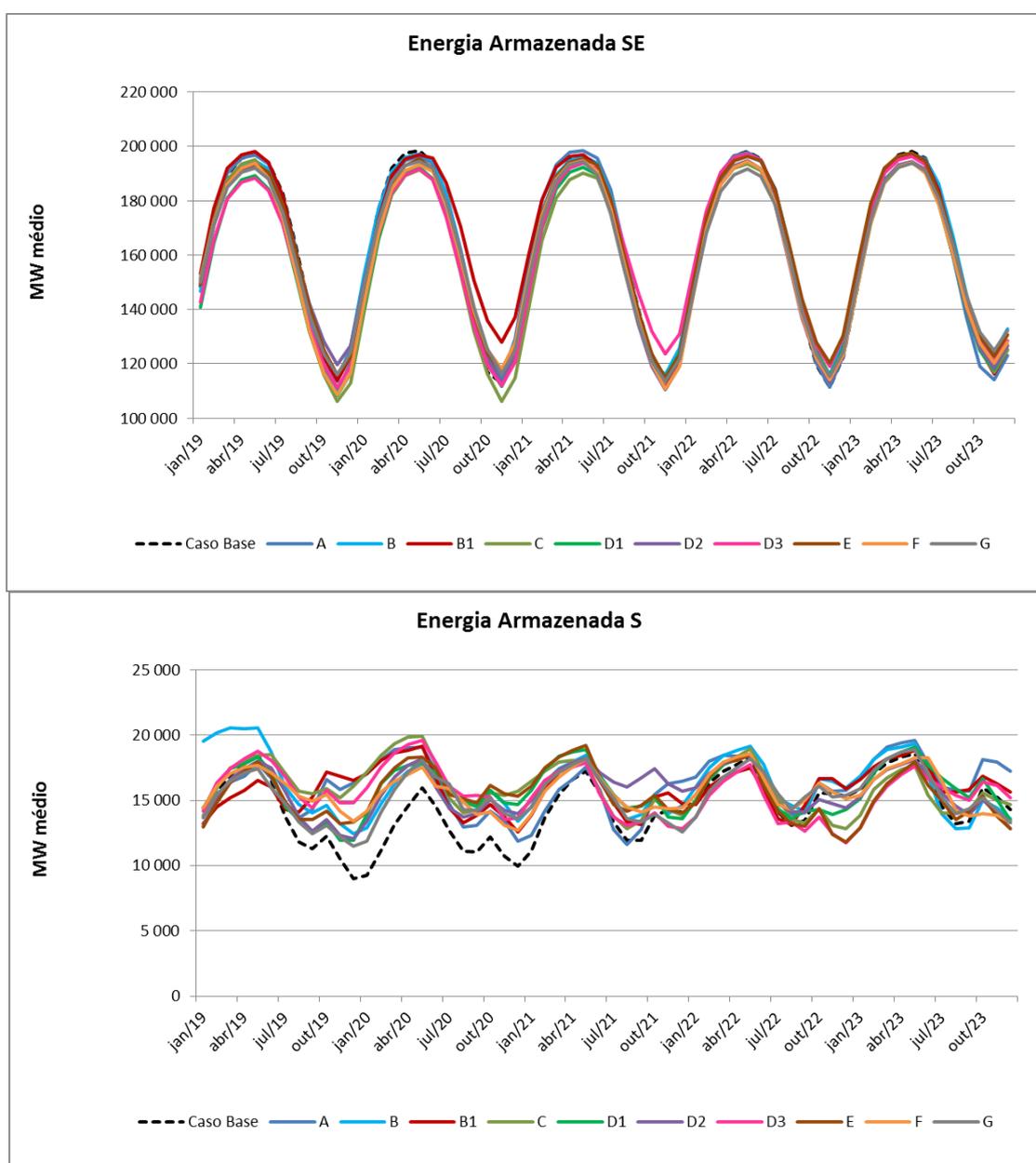


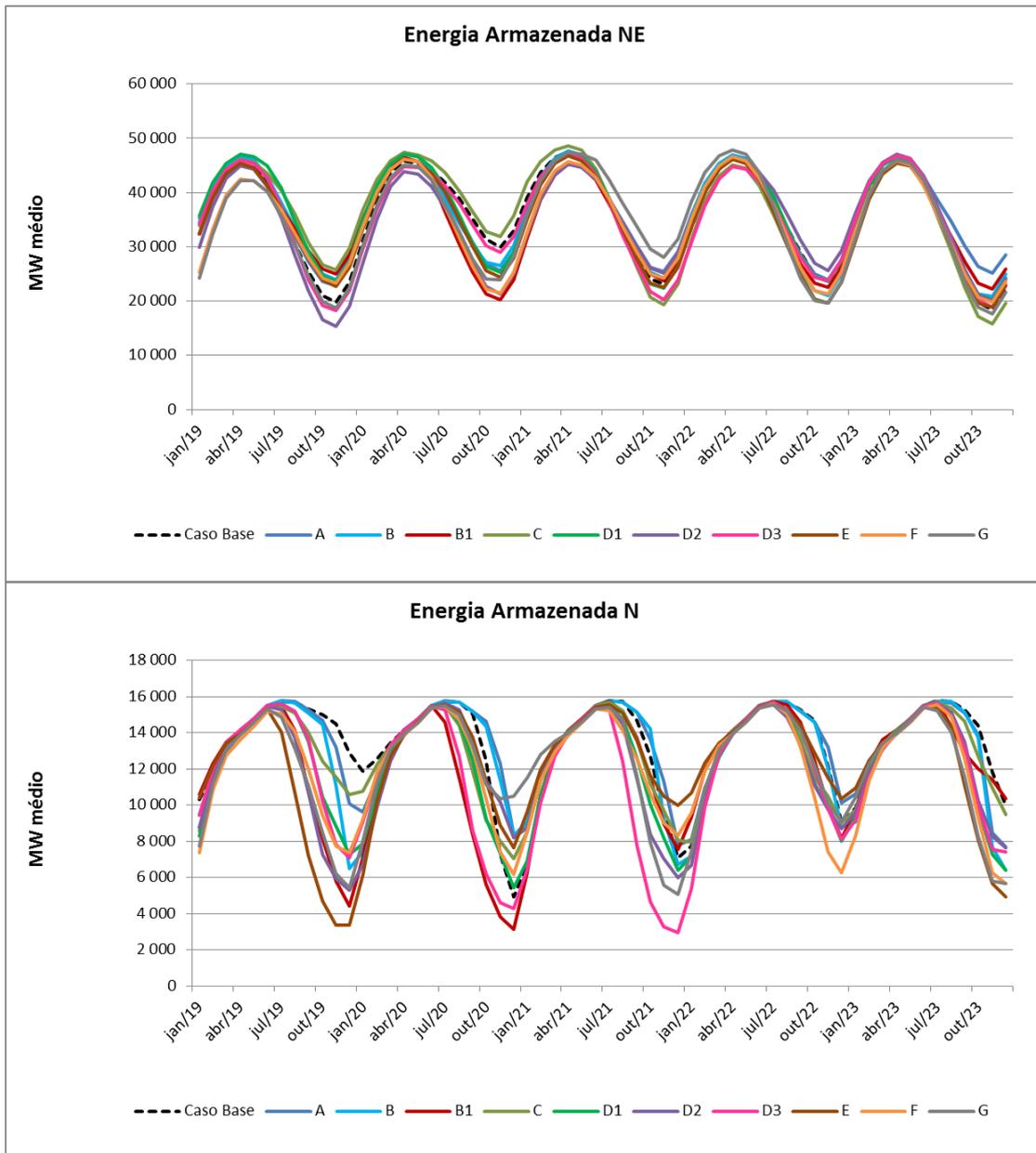
Figura 5.270 – Diferença Déficit SIN com relação Caso Base

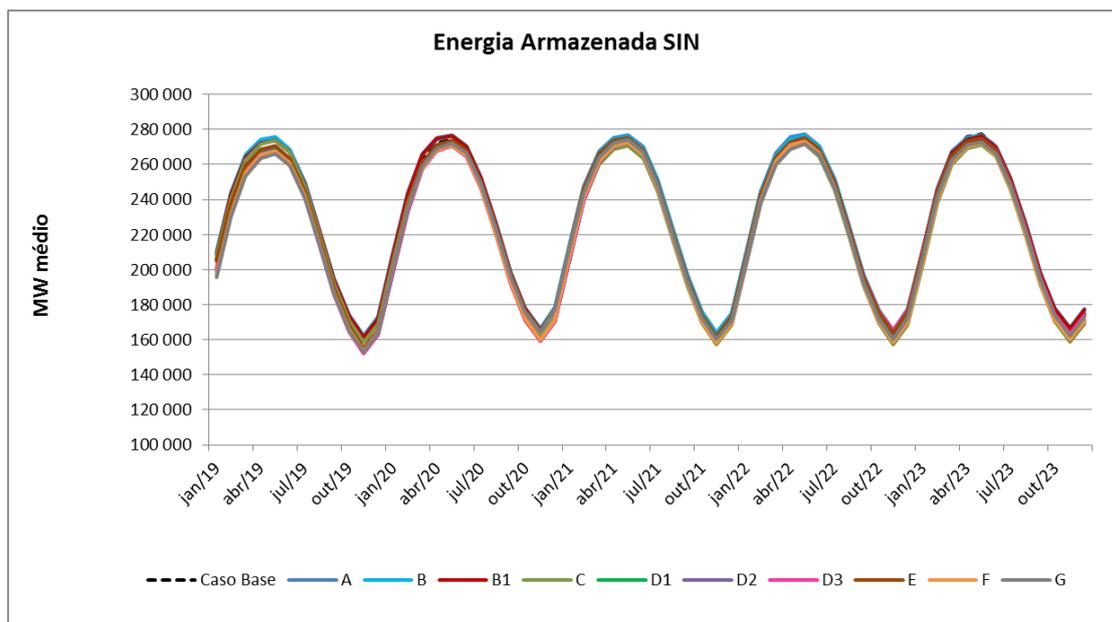
### 5.7.6 Energia Armazenada

Ao considerar as topologias com um maior número de REEs, a representação hidrológica do SIN fica mais detalhada e, portanto, menos otimista. Espera-se, com isso, que a energia armazenada nos reservatórios equivalentes de energia seja menor quanto maior for a desagregação em REEs, o que pode ser visto na Figura 5.271 e Figura 5.272.

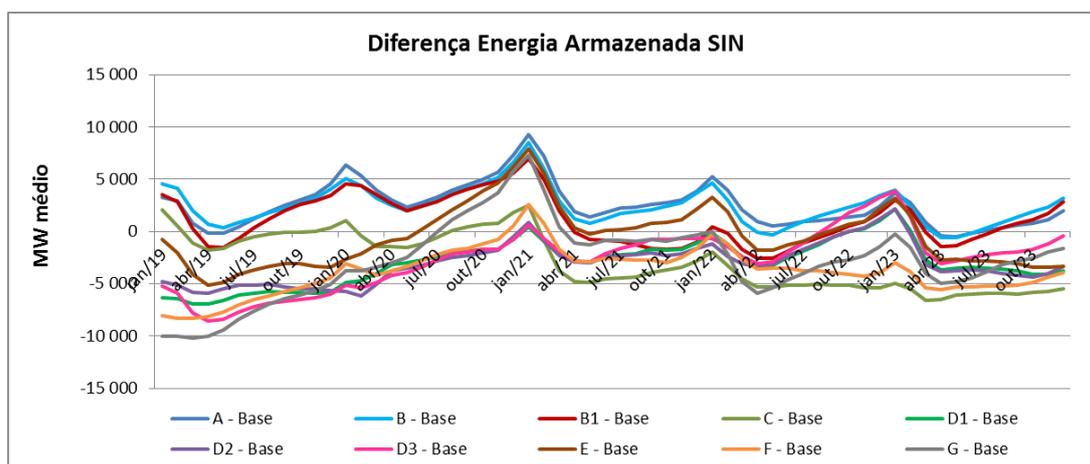
Vale destacar o impacto sobre o armazenamento do subsistema Norte ao considerar Belo Monte como um REE separado já na topologia B1, comprovando a vantagem em representar esta usina em um REE separado.







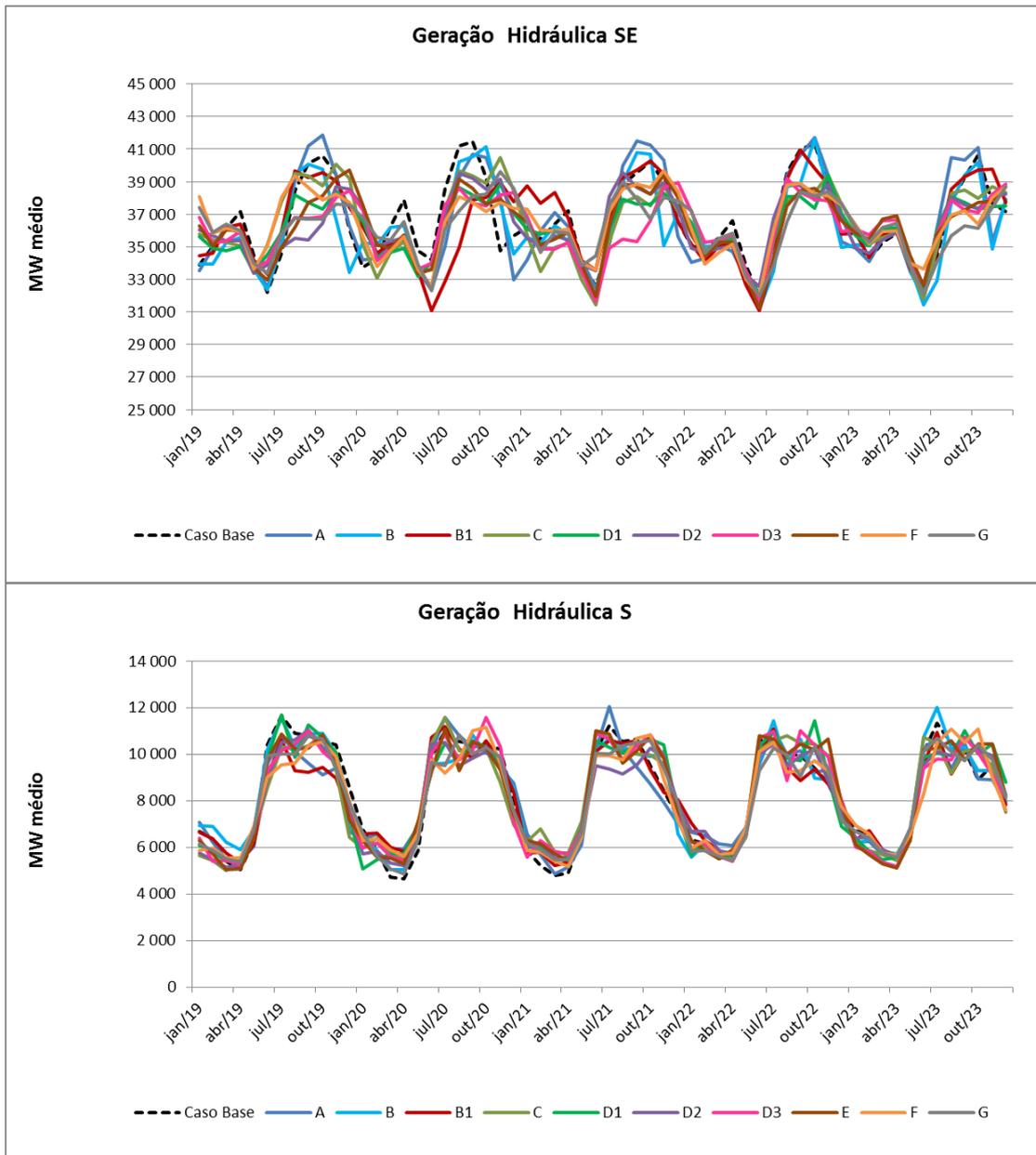
**Figura 5.271 – Energia Armazenada Final SM/SS e SIN**

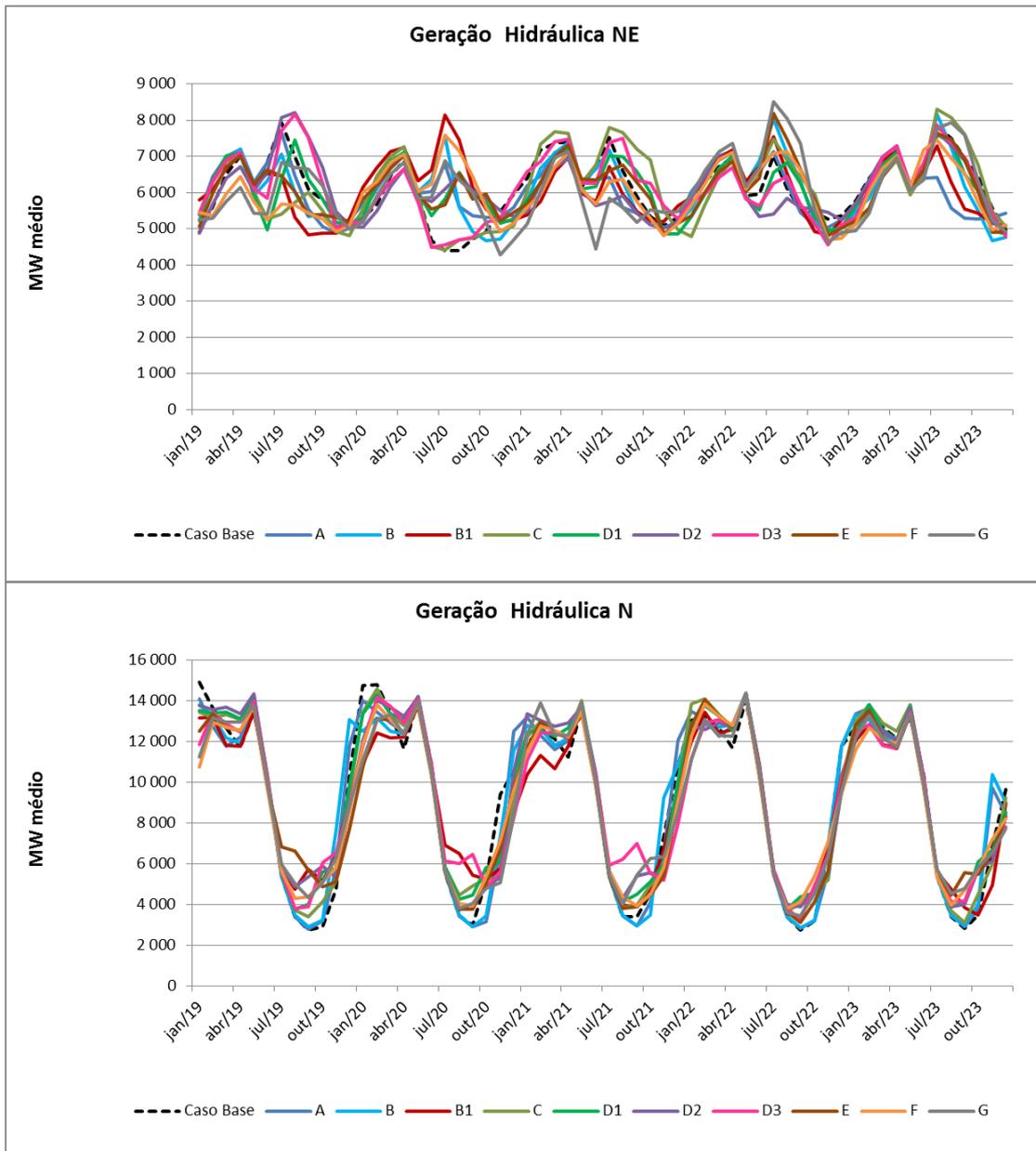


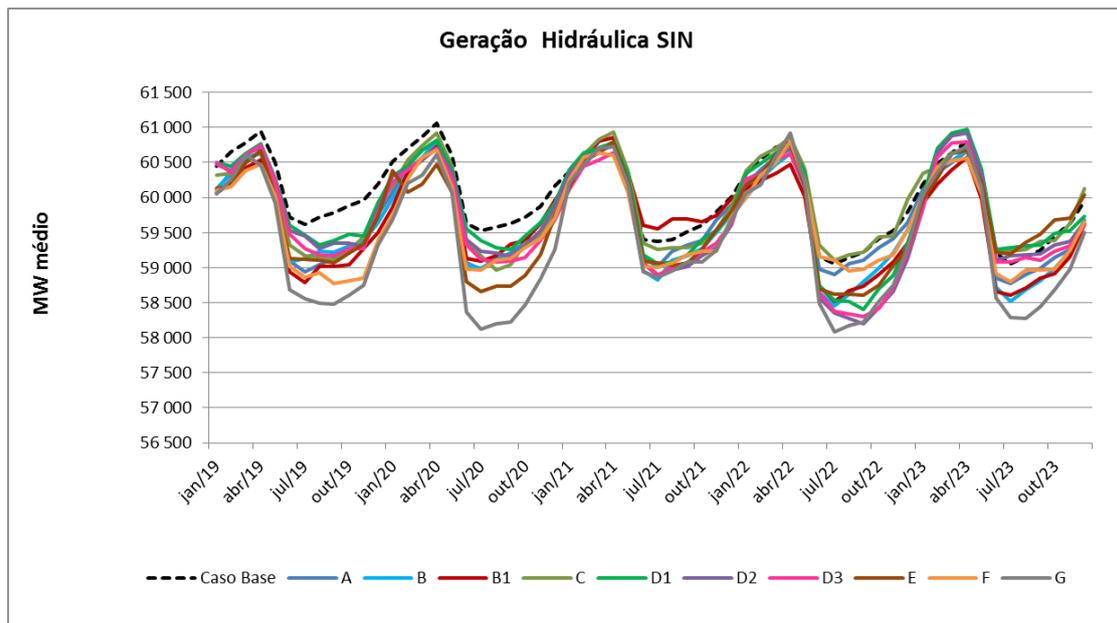
**Figura 5.272 – Diferença EARMf SIN com relação Caso Base**

### 5.7.7 Geração Hidráulica

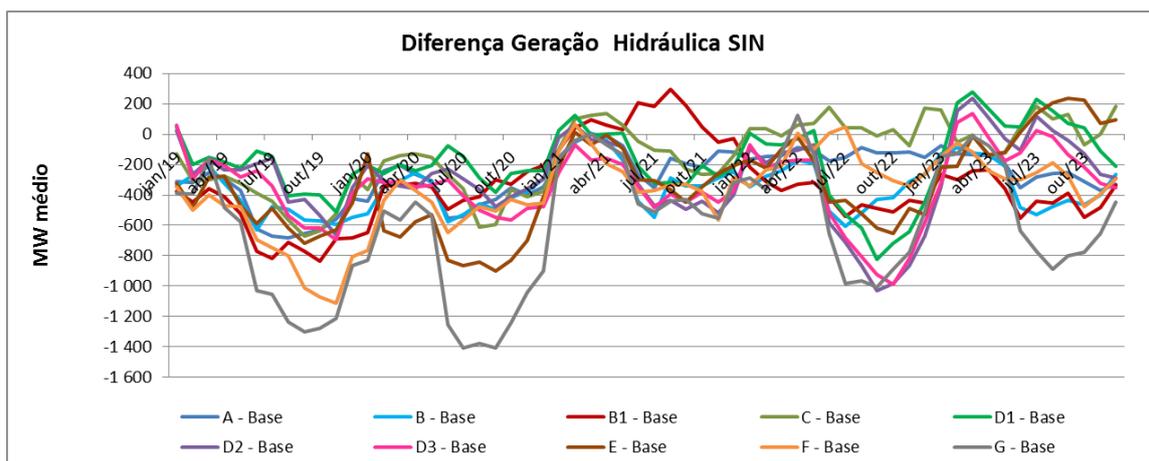
O comportamento verificado com a geração hidráulica deve ser semelhante ao verificado para energia armazenada final, ou seja, quanto mais detalhada a representação do SIN, menor a geração hidráulica. Nota-se, no ano de 2020, uma redução de aproximadamente 1.400 MW médios da geração no SIN ao considerar a topologia G (como maior número de REEs). Mas já é possível observar uma redução significativa em quase todos os meses do período de estudo ao adotar a topologia D3, conforme Figura 5.273 e Figura 5.274.







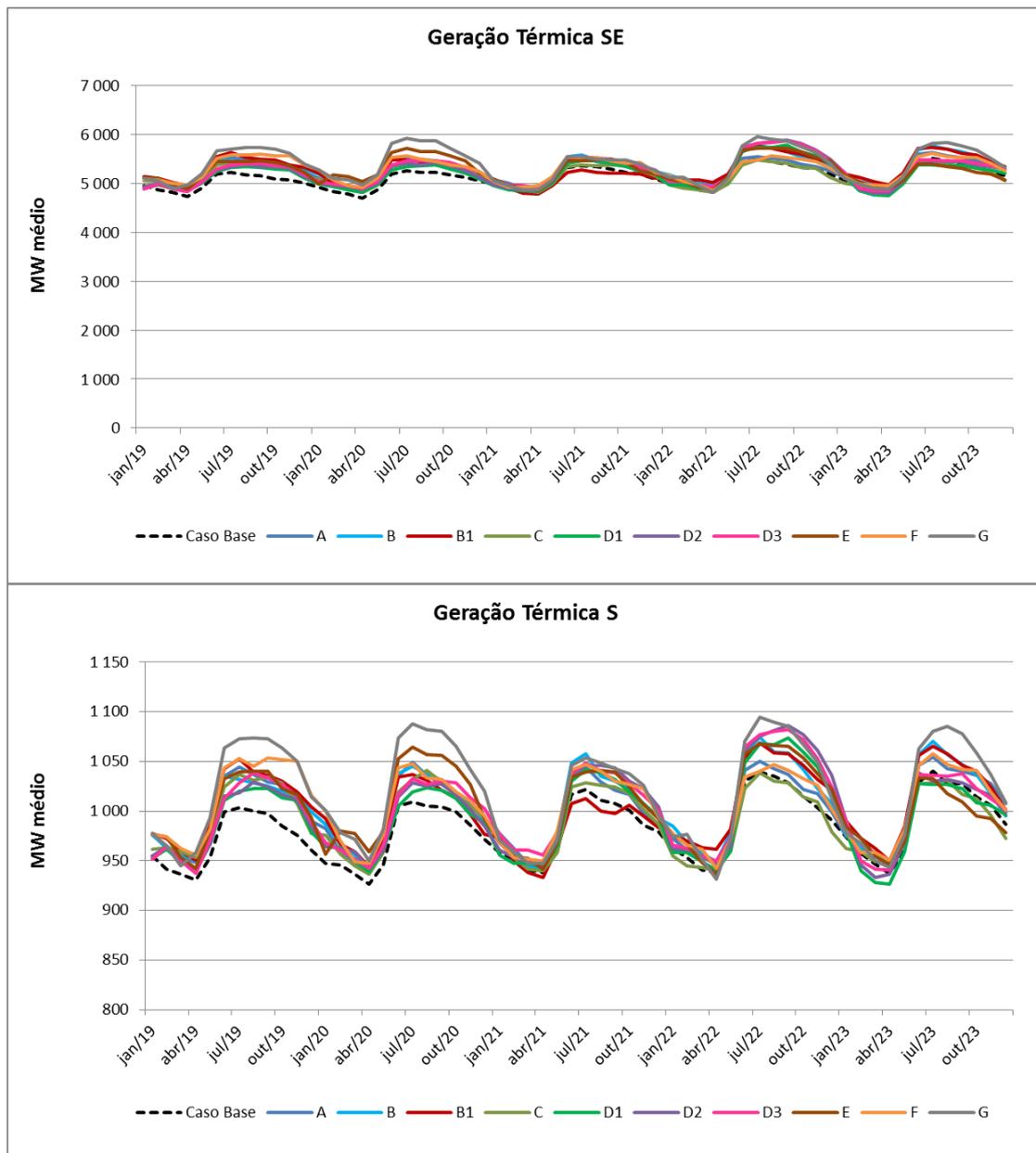
**Figura 5.273 – Geração Hidráulica Total SM/SS e SIN**

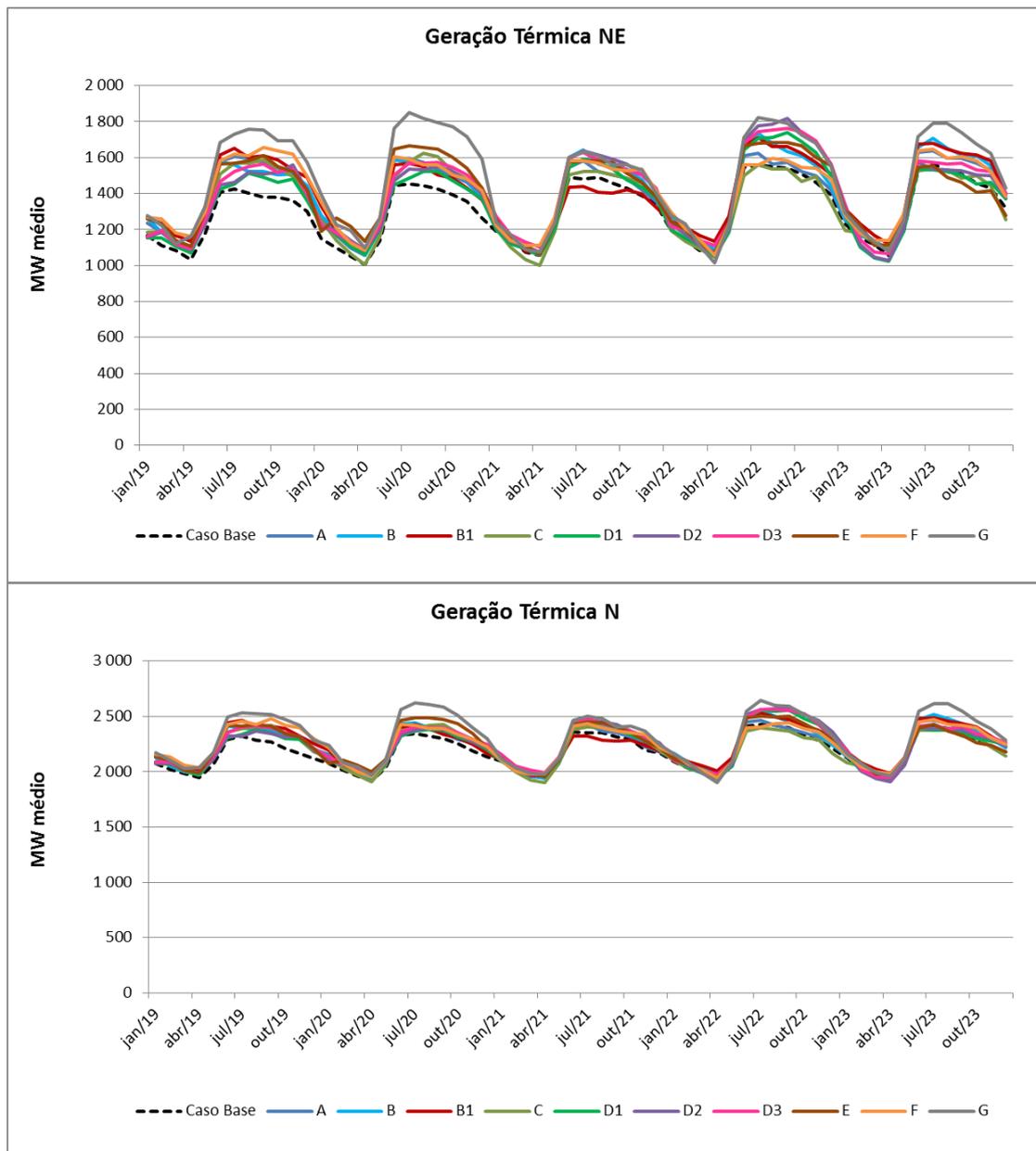


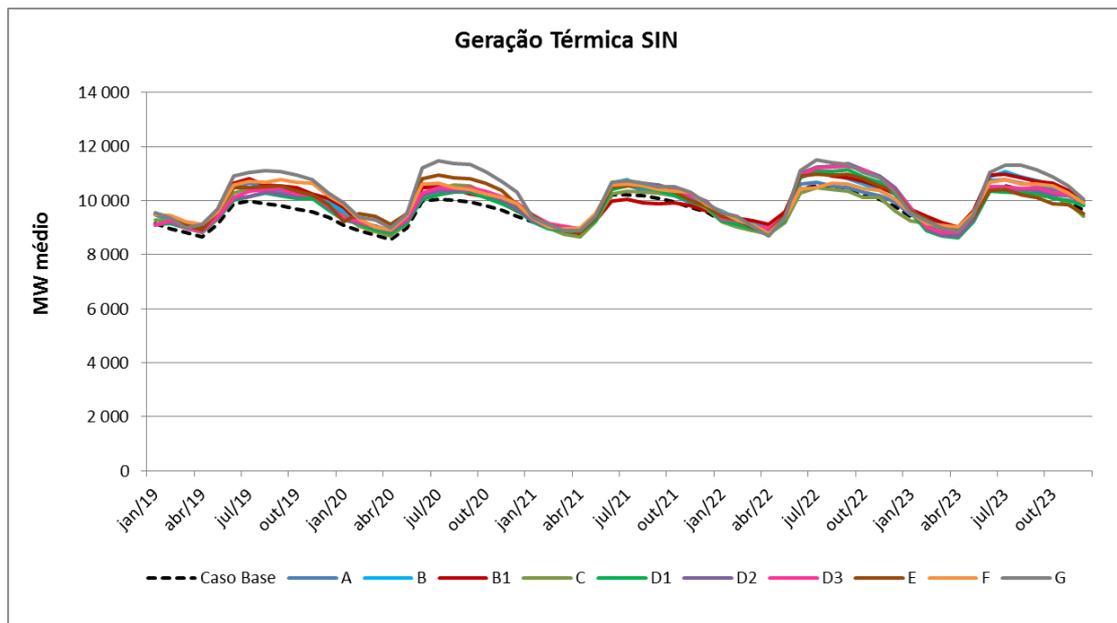
**Figura 5.274 – Diferença GH SIN com relação Caso Base**

### 5.7.8 Geração Térmica

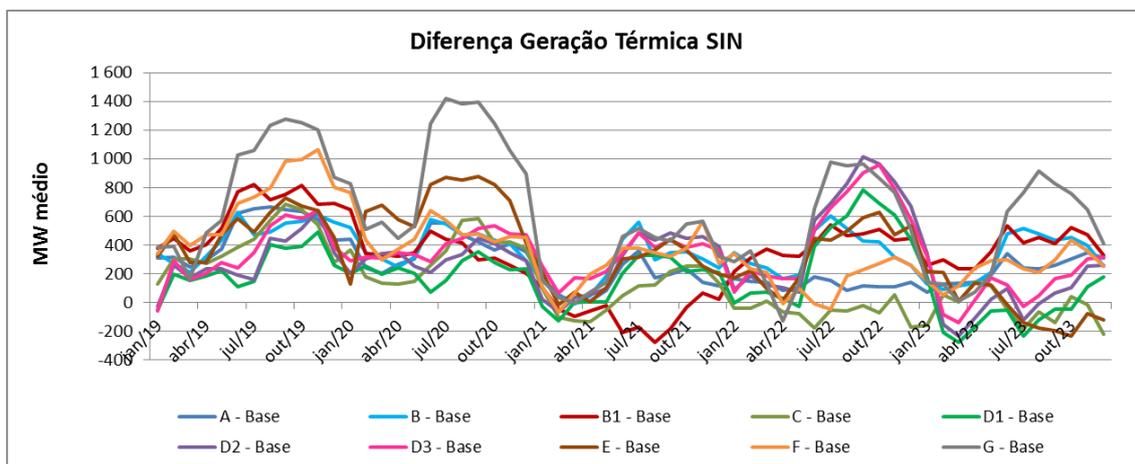
A geração térmica, por sua vez, tende a aumentar à medida que são considerados mais REEs, o que pode ser verificado na Figura 5.275 e Figura 5.276.







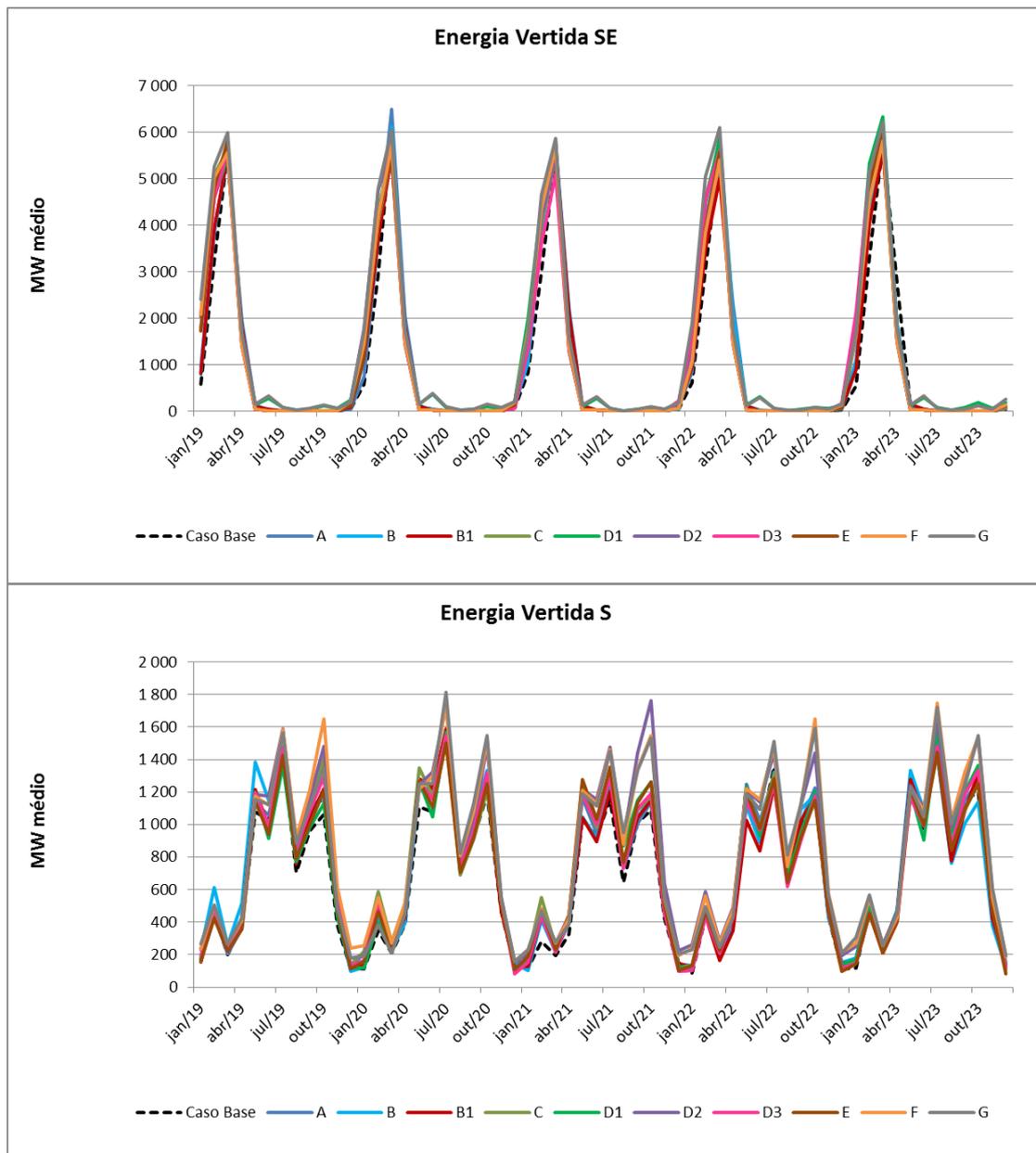
**Figura 5.275 – Geração Térmica SM/SS e SIN**

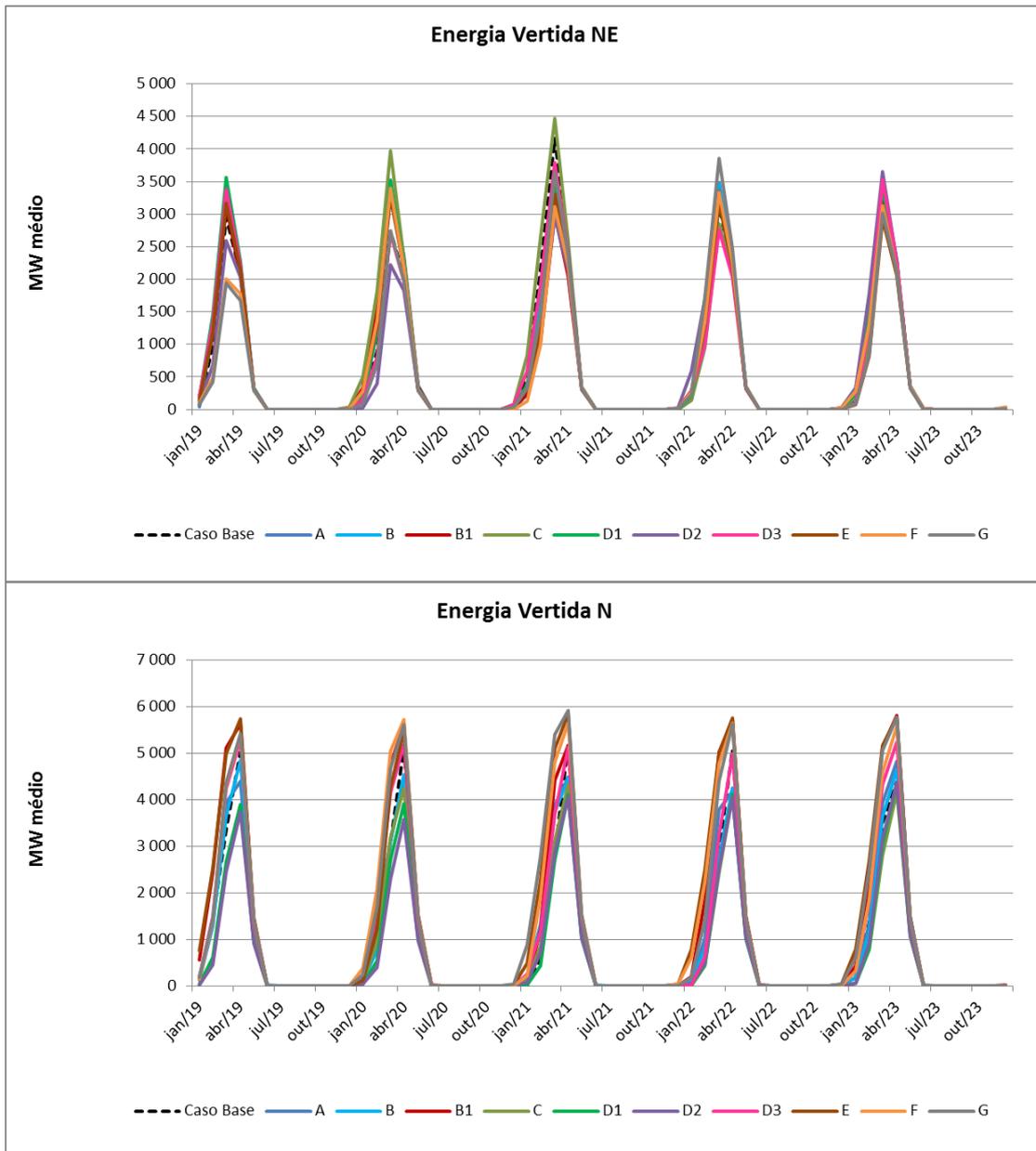


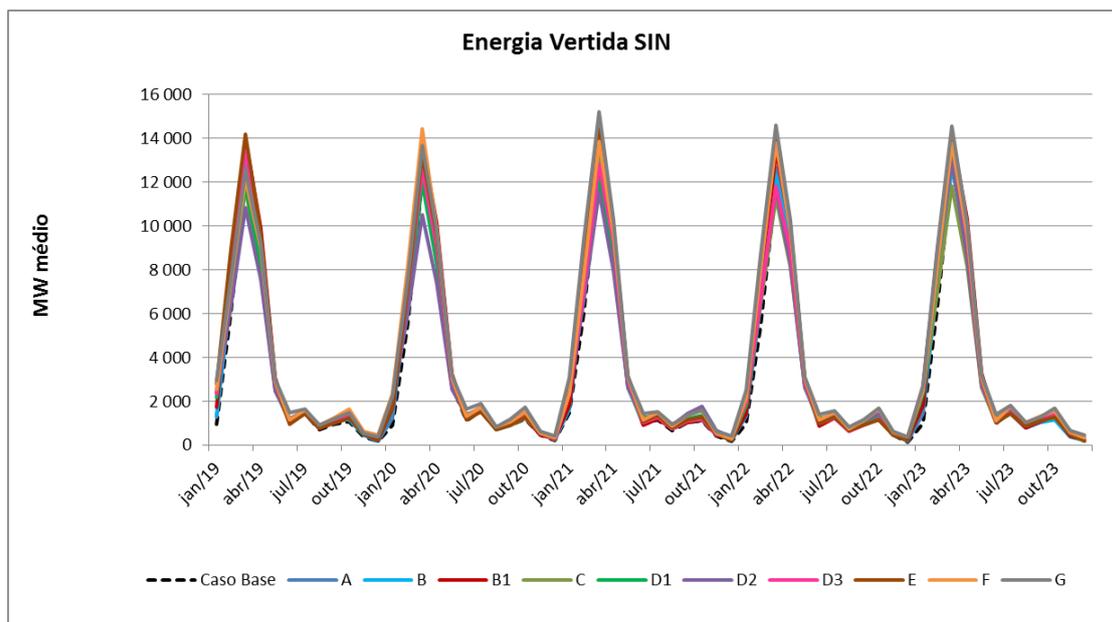
**Figura 5.276 – Diferença GT SIN com relação Caso Base**

### 5.7.9 Energia Vertida

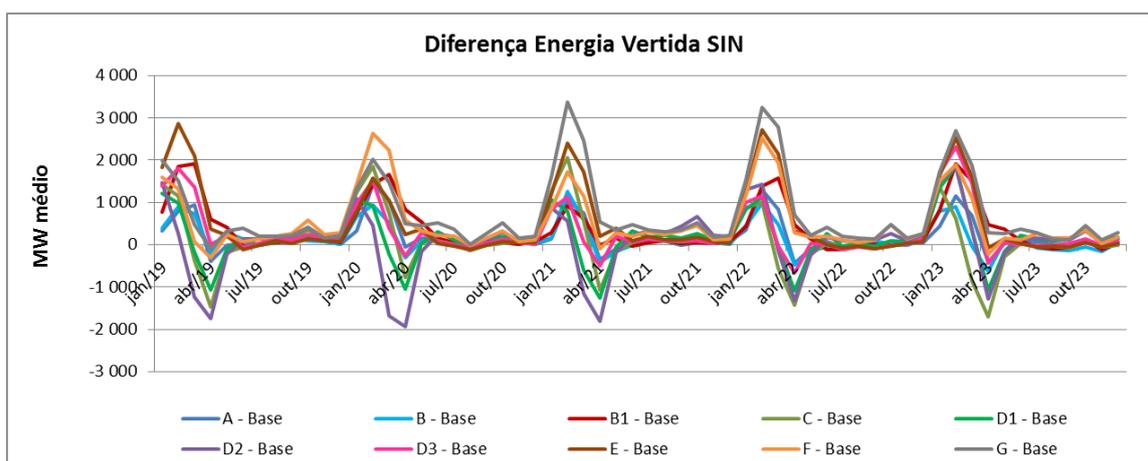
A energia vertida apresenta um comportamento análogo à geração térmica, dado que o modelo passa a visualizar mais vertimentos localizados, conforme Figura 5.277 e Figura 5.278.







**Figura 5.277 – Energia Vertida SM/SS e SIN**



**Figura 5.278 – Diferença Vertimento SIN com relação Caso Base**

## 5.8 PDE 2023

Também foram avaliados casos do Programa Decenal de Expansão, considerando 3 possíveis separação de REEs. Ao todo, foram avaliados 4 casos baseados no PDE 2023, a saber:

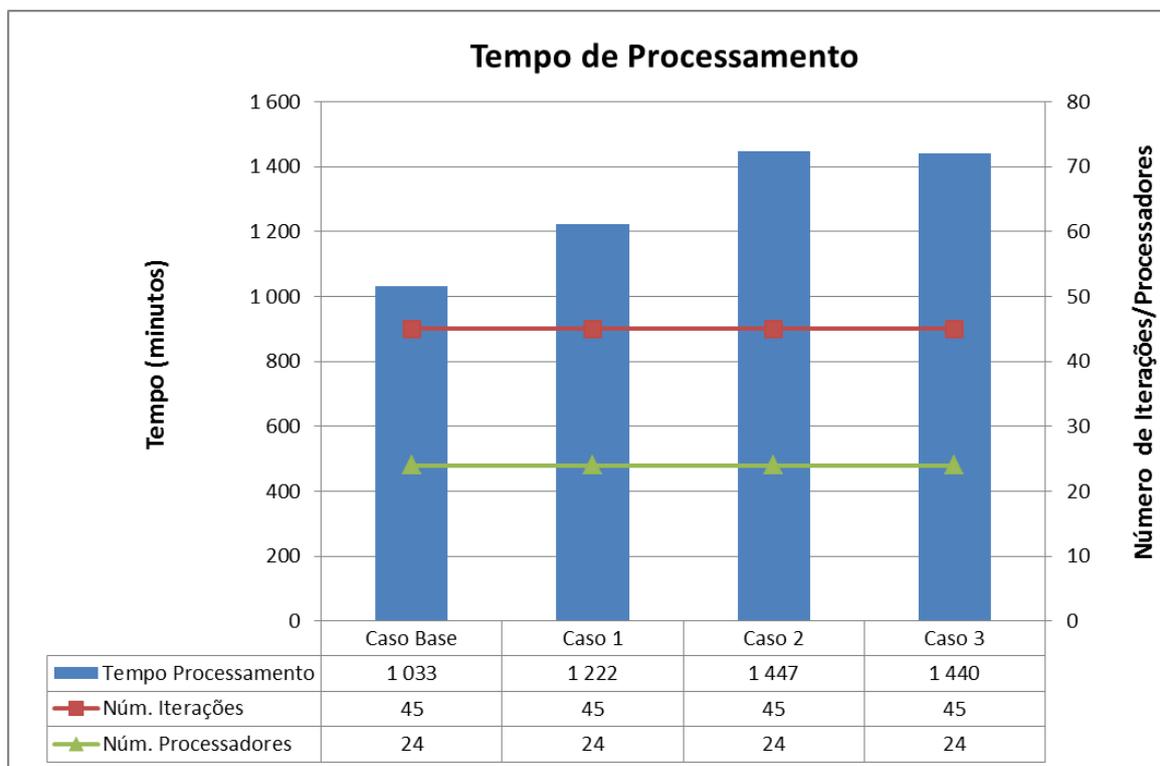
- Caso Base: PDE 2023 publicado, reexecutado na versão 20.02
- Caso 1: Caso Base separando o REE Iguaçu das demais bacias do Sul.
- Caso 2: Caso 1 separando o REE Paranapanema (Sudeste)
- Caso 3: Caso 2 considerando o subsistema Paraná como um REE

Como a variação nas topologias apresentadas nos casos 1, 2 e 3 são basicamente referentes às regiões Sudeste e Sul, os gráficos que envolvem resultado da operação são

apresentados para o subsistema Sudeste (totalizando o resultado dos subsistemas Sudeste e Paraná) e do subsistema Sul. Adicionalmente, também são apresentados os resultados do SIN.

### 5.8.1 Tempo de Processamento

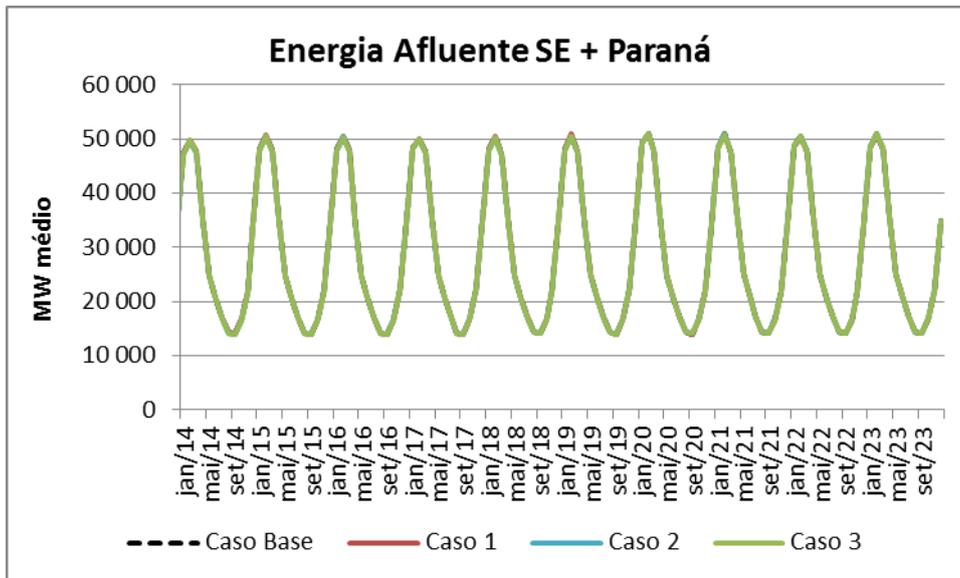
A Figura 5.279 mostra que o tempo de processamento aumenta significativamente na medida em que há uma maior representação de REEs.



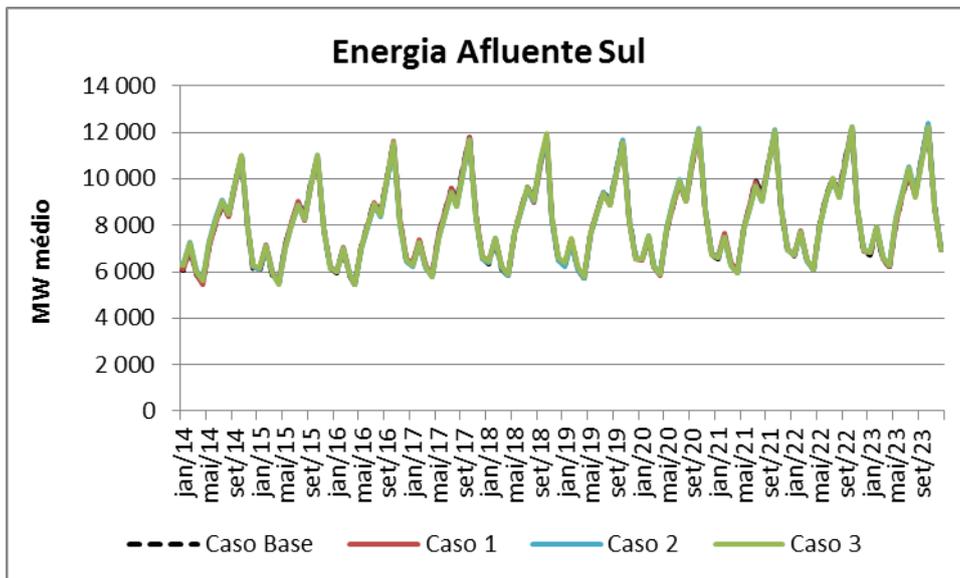
**Figura 5.279 - Tempo de Processamento**

### 5.8.2 Energia Natural Afluyente

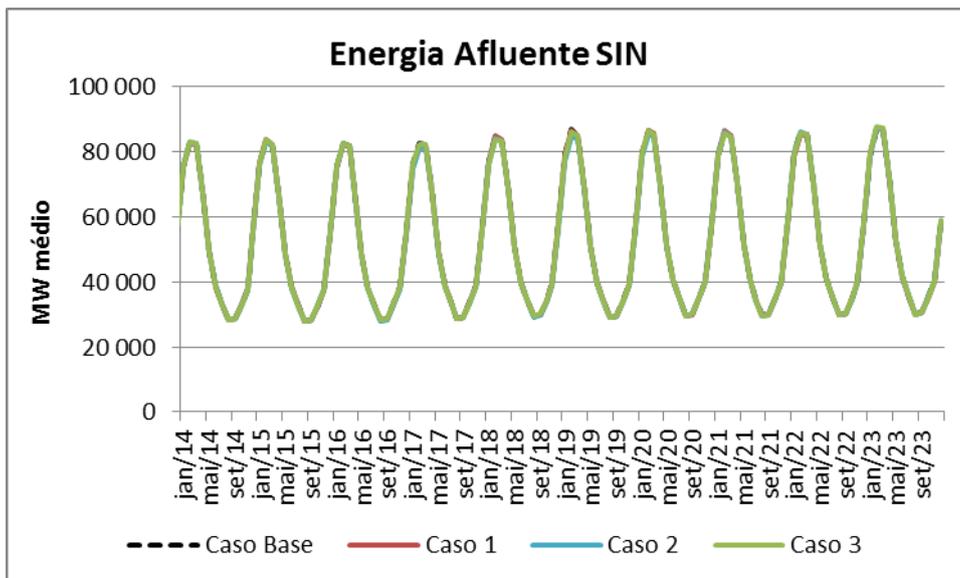
A Figura 5.283 mostra que as maiores variações de energia afluyente do SIN, ao aumentar a representação dos REEs do Sudeste e Sul, ocorrem no mês de janeiro. Nos demais meses, não observou-se variação significativa em relação ao caso Base do PDE 2023.



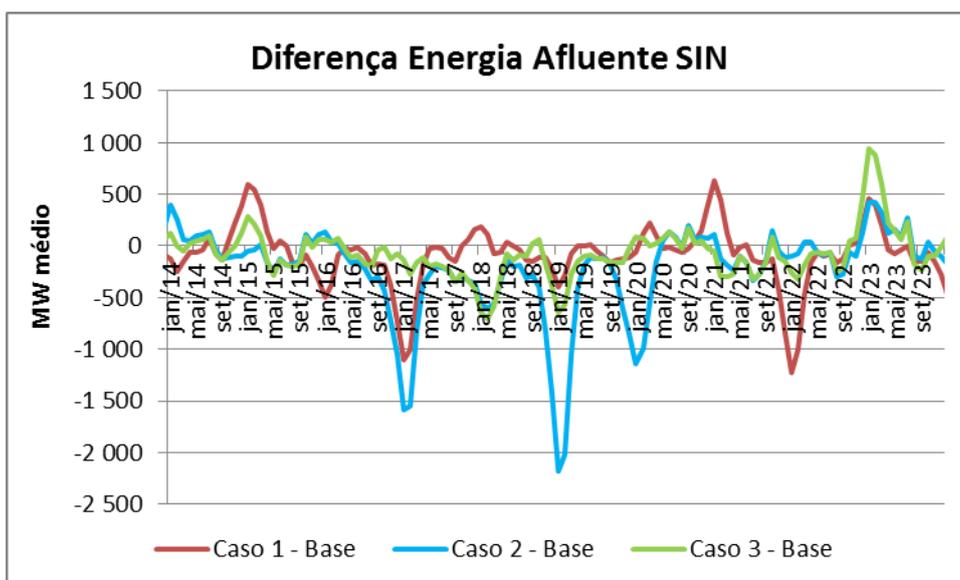
**Figura 5.280 – Energia Afluente SE + Paraná**



**Figura 5.281 – Energia Afluente Sul**



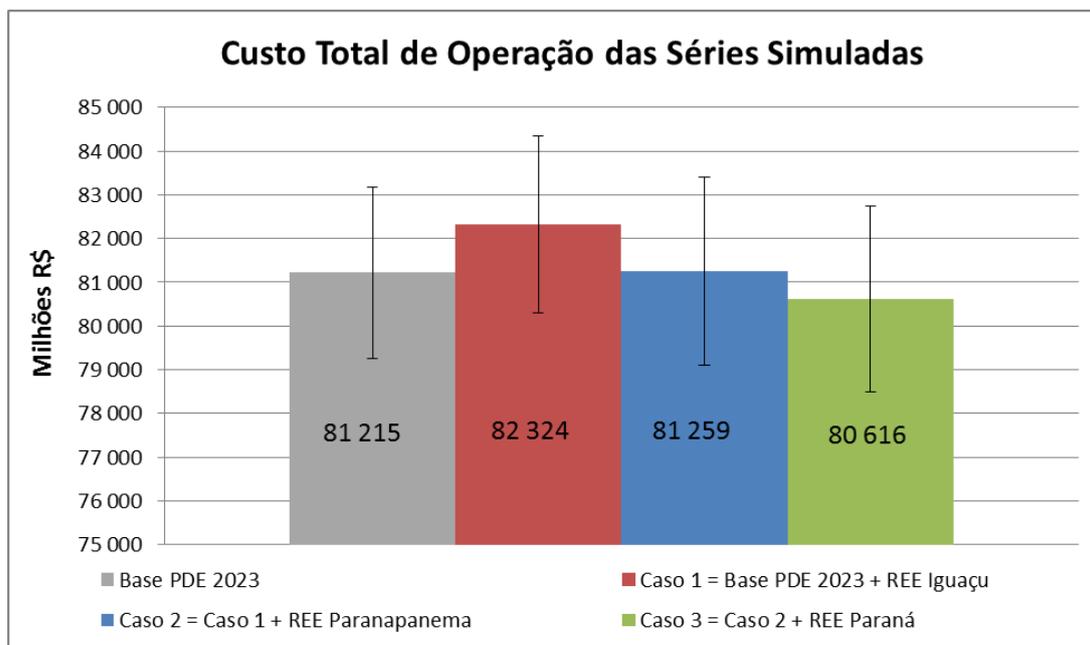
**Figura 5.282 – Energia Afluyente SIN**



**Figura 5.283 – Diferença Energia Afluyente SIN**

### 5.8.3 Custo Total da Operação

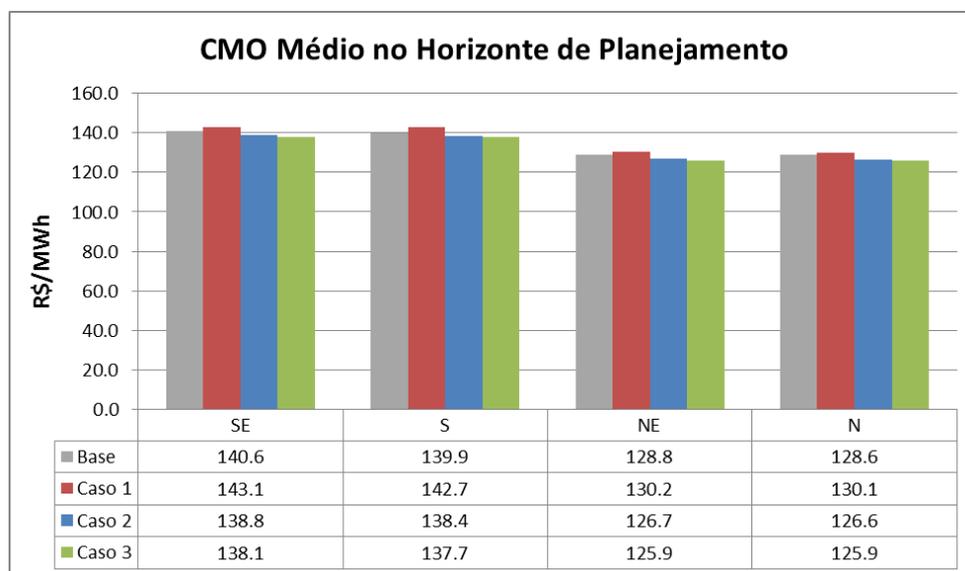
O custo total de operação nas quatro alternativas apresentadas mostra-se equivalentes, Figura 5.284, dado que as alterações realizadas apresentam pouca representatividade no SIN.



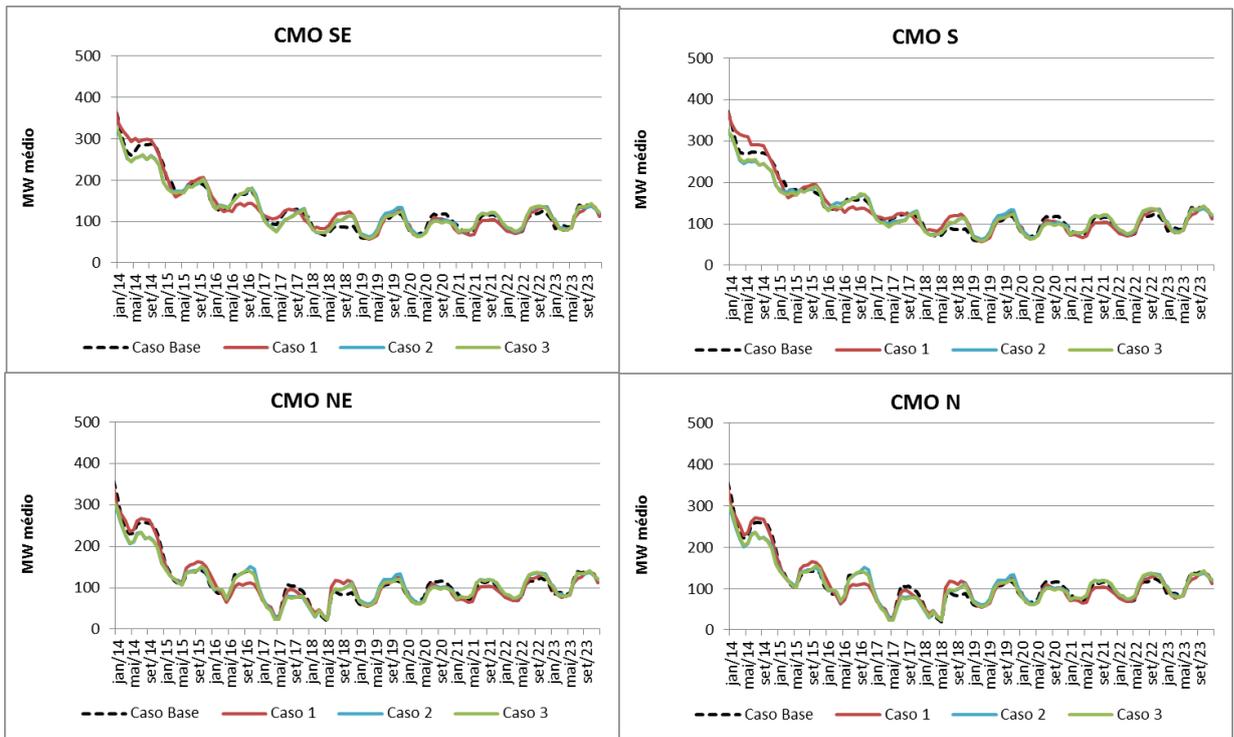
**Figura 5.284 – Custo Total de Operação das Séries Simuladas**

#### 5.8.4 Custo marginal de operação

Os resultados de custo marginal de operação médio anual e mensal para os subsistemas Sudeste, Sul, Nordeste e Norte é apresentado na Figura 5.285 e Figura 5.286. Nota-se que, assim como no custo de operação, há pouca variação de CMO entre os quatro casos.



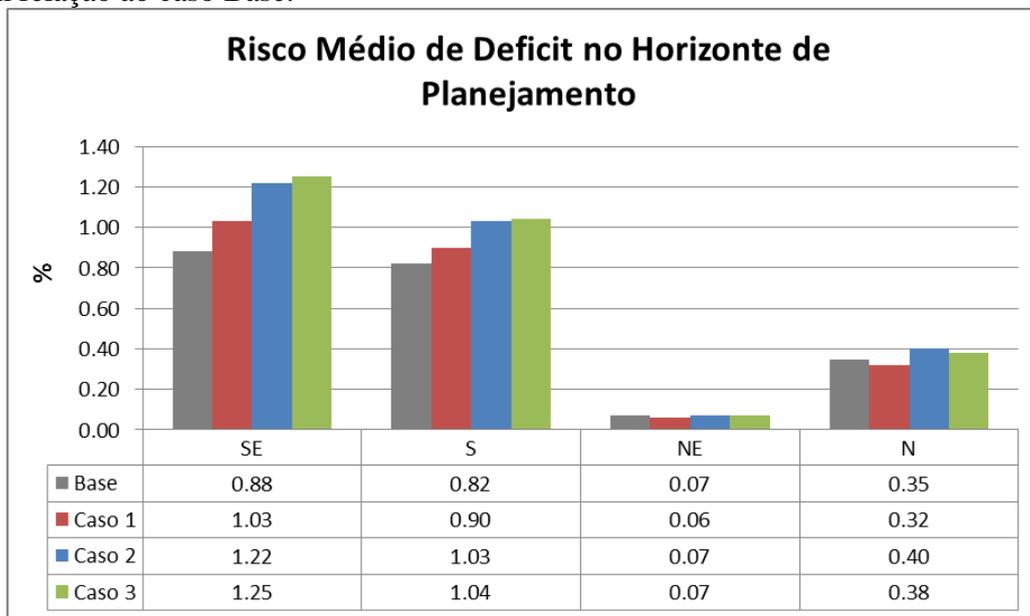
**Figura 5.285 – CMO Médio no Horizonte de Planejamento**



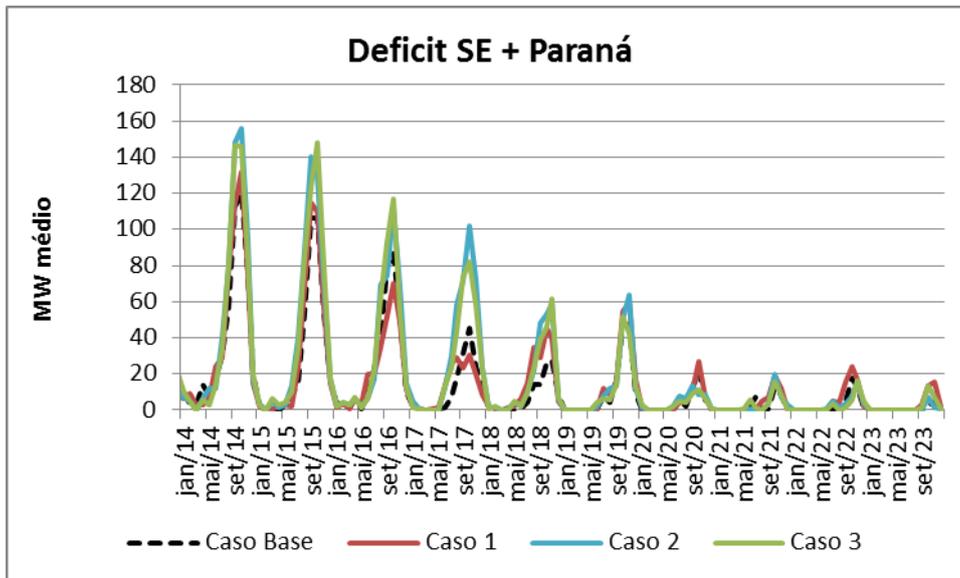
**Figura 5.286 – CMO Médio Mensal no Horizonte de Planejamento**

### 5.8.5 Risco de déficit

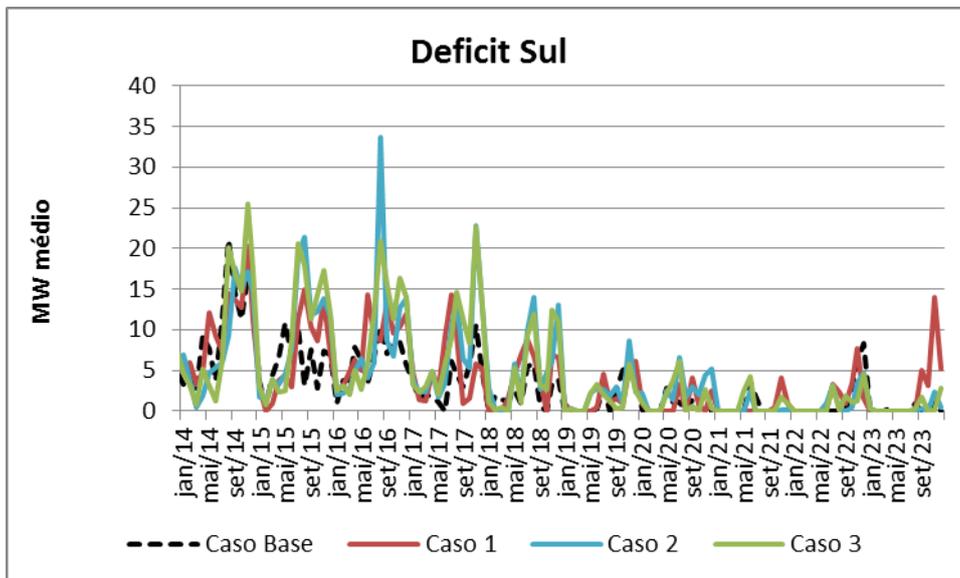
Na Figura 5.287 é apresentado o risco de déficit médio ao longo de todo o horizonte de planejamento e na Figura 5.291 é mostrada a diferença de energia não suprida do SIN com relação ao caso Base.



**Figura 5.287 – Risco Médio de Déficit no Horizonte de Planejamento**



**Figura 5.288 – Déficit SE + Paraná**



**Figura 5.289 - Déficit Sul**

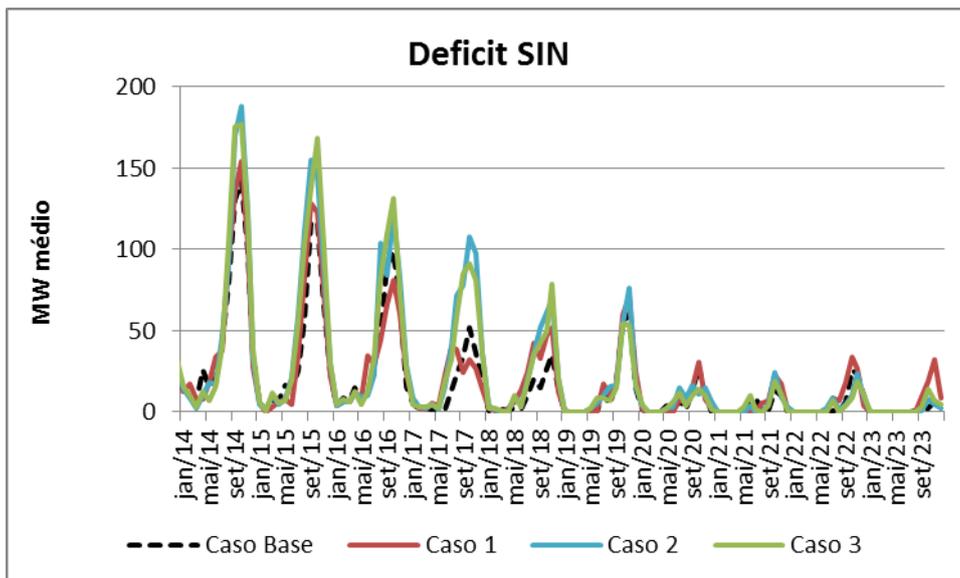


Figura 5.290 – Déficit SIN

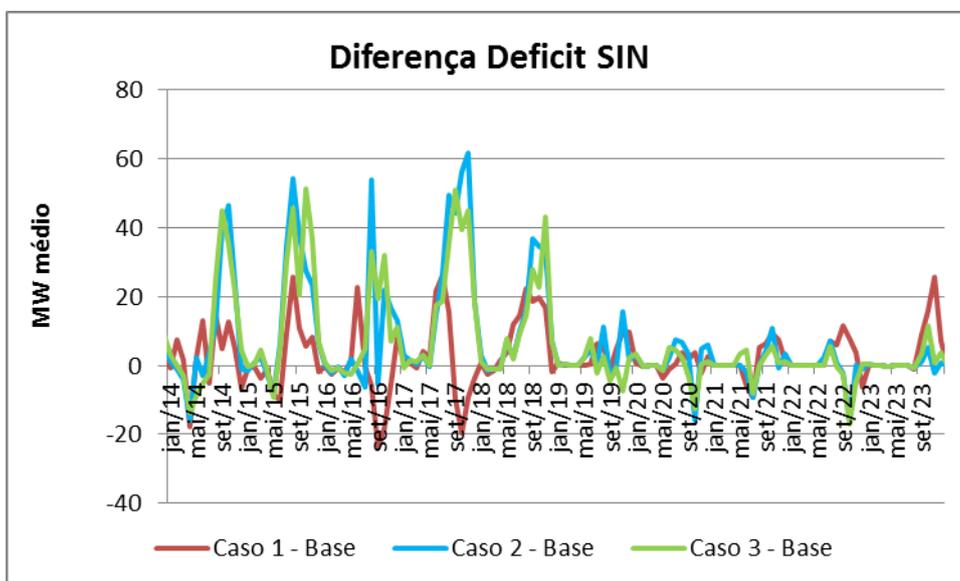
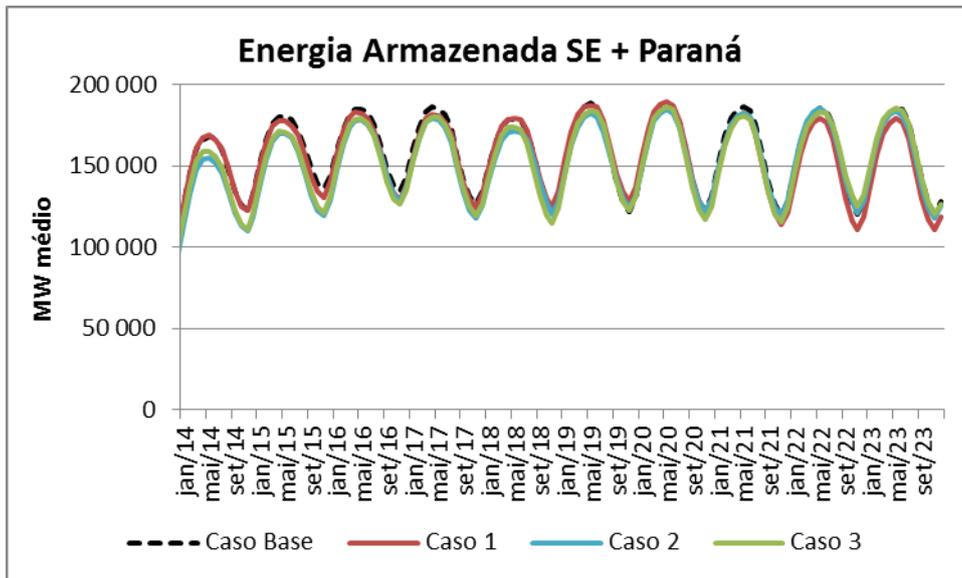


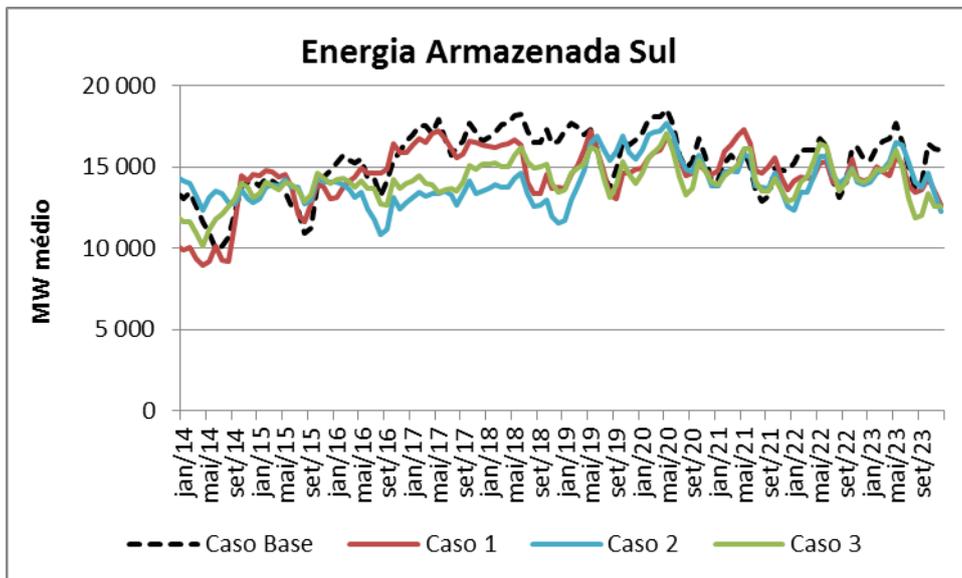
Figura 5.291 - Diferença Déficit SIN

### 5.8.6 Energia Armazenada

Observa-se, da Figura 5.292 à Figura 5.295, que há uma redução no armazenamento do SIN, com a maior desagregação dos REES no Sudeste e no Sul. Nos casos 2 e 3, essa redução em relação ao caso base é maior no início do horizonte, chegando a 15 GW médios, no período úmido.



**Figura 5.292 – Energia Armazenada SE + Paraná**



**Figura 5.293 – Energia Armazenada Sul**

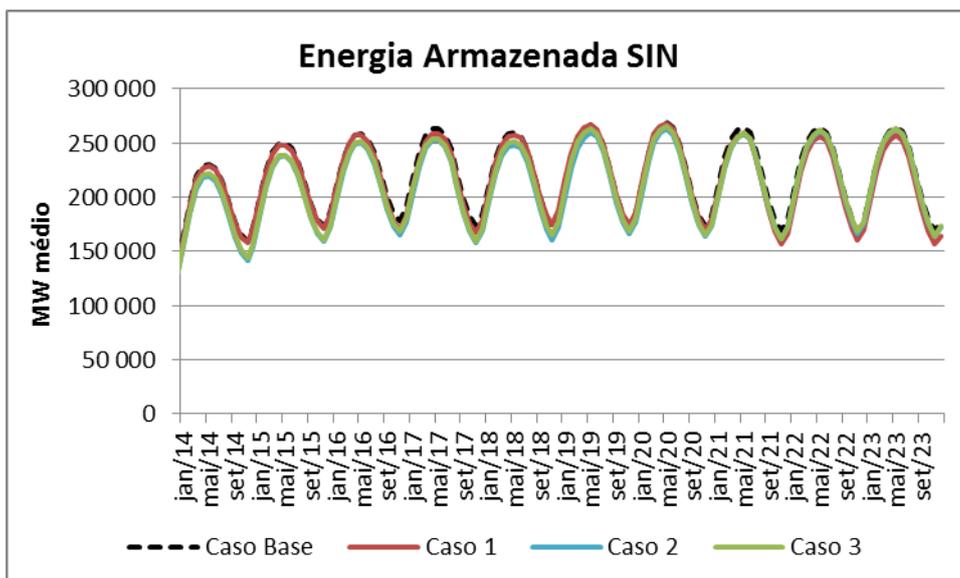


Figura 5.294 – Energia Armazenada SIN

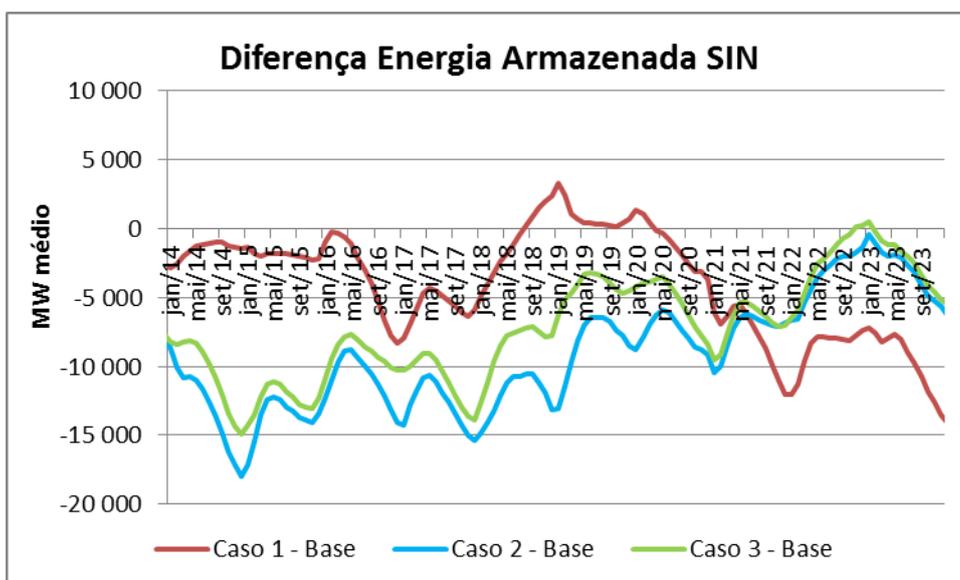
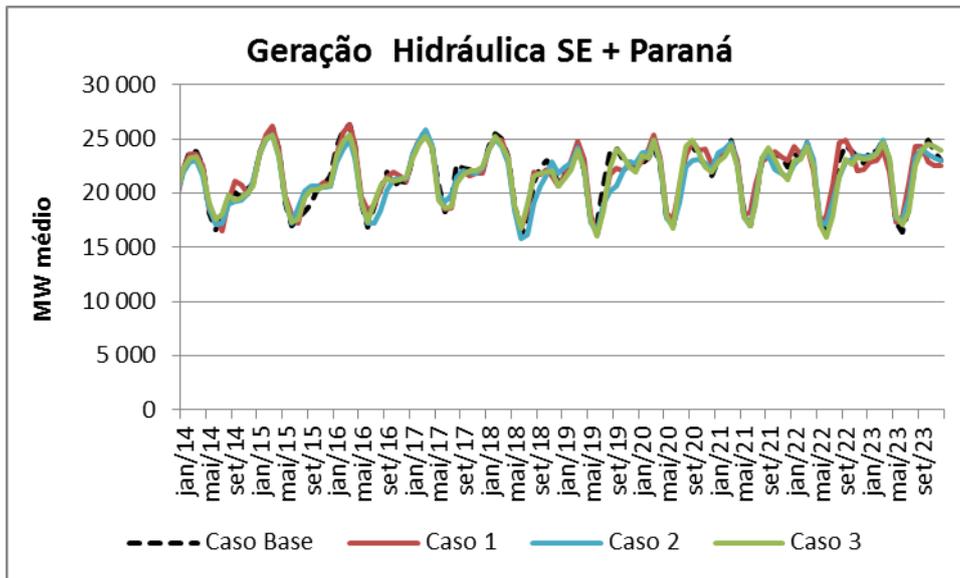


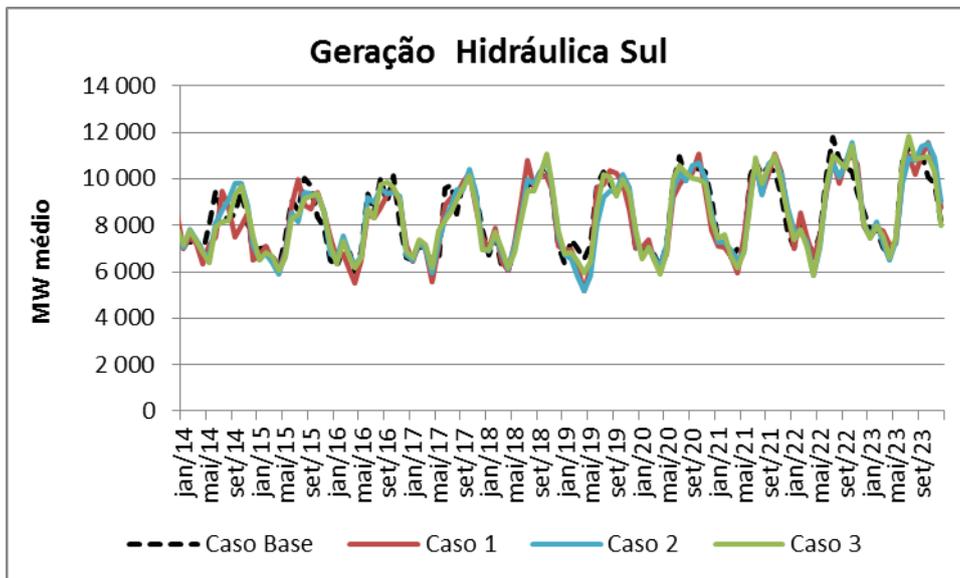
Figura 5.295 – Diferença Energia Armazenada SIN

### 5.8.7 Geração Hidráulica

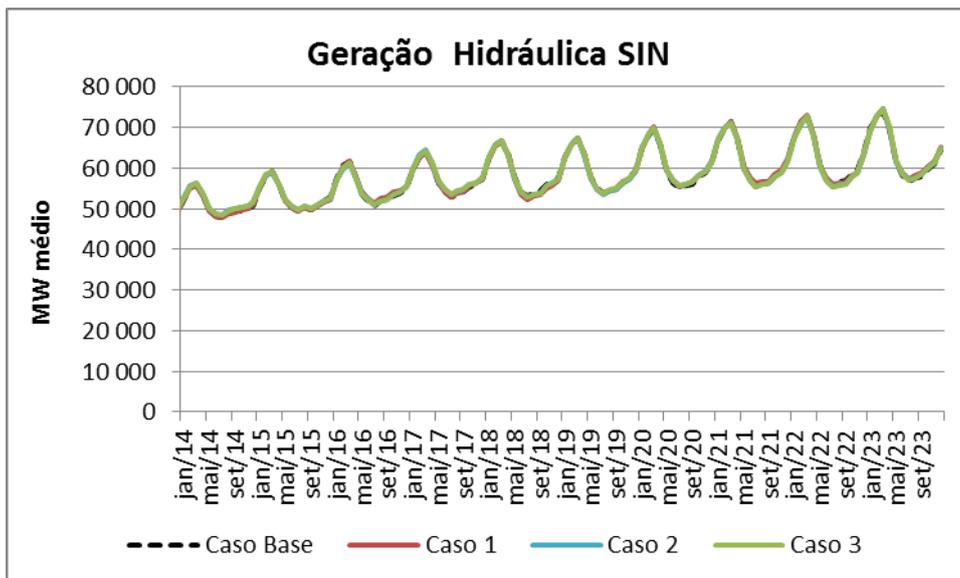
Da Figura 5.296 à Figura 5.298 é apresentada a evolução temporal da geração hidráulica média e na Figura 5.299 é mostrada a diferença de geração hidráulica total do SIN com relação ao caso Base.



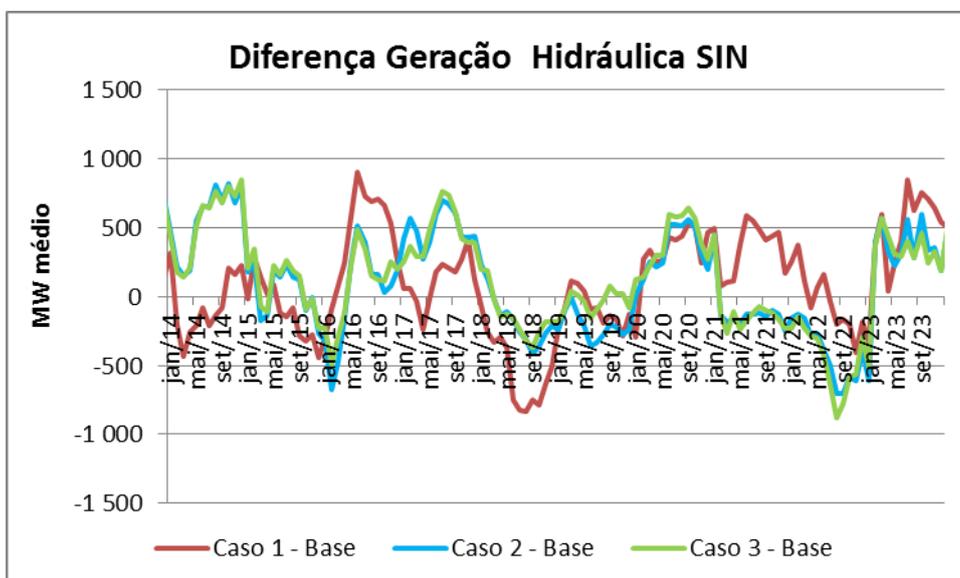
**Figura 5.296 – Geração Hidráulica SE + Paraná**



**Figura 5.297 – Geração Hidráulica Sul**



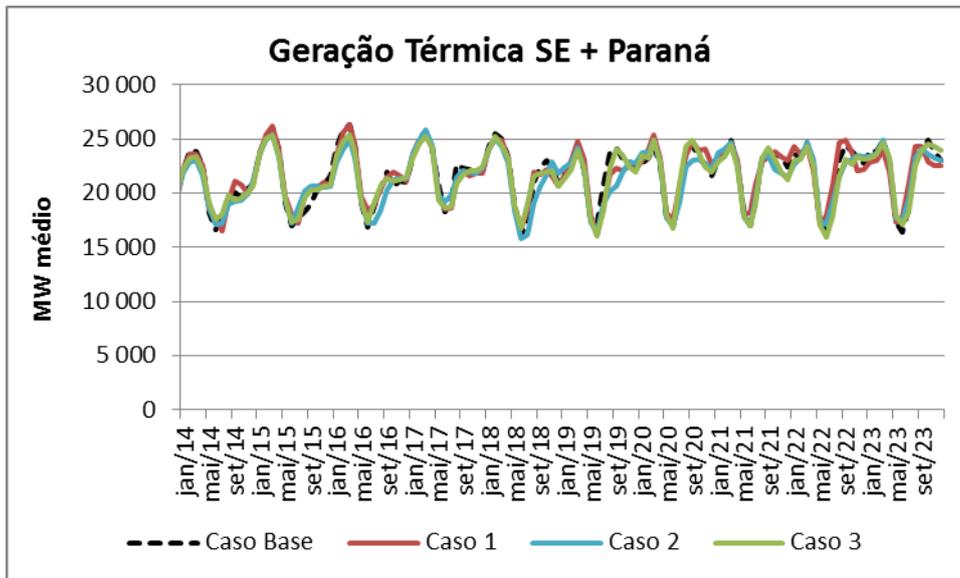
**Figura 5.298 – Geração Hidráulica SIN**



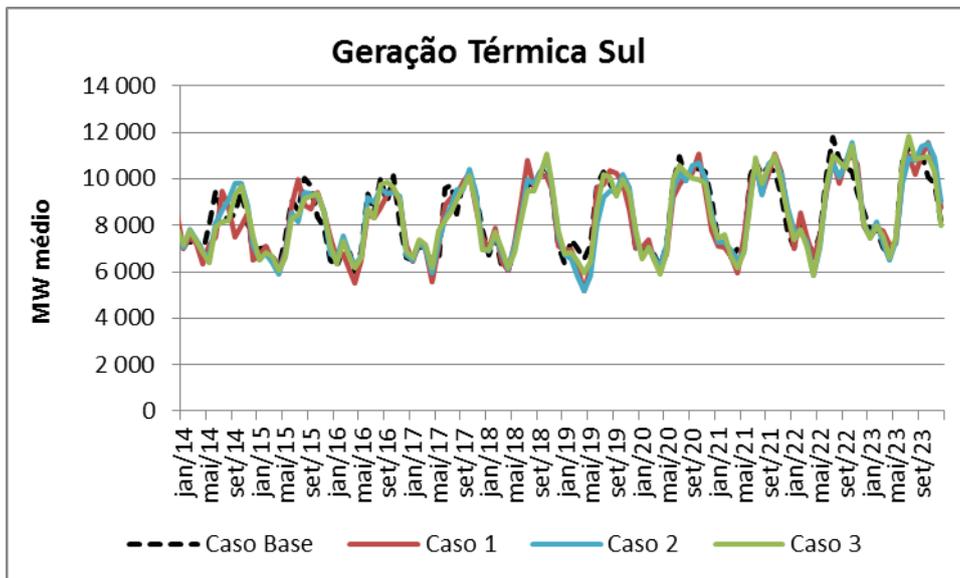
**Figura 5.299 - Diferença Geração Hidráulica SIN**

### 5.8.8 Geração Térmica

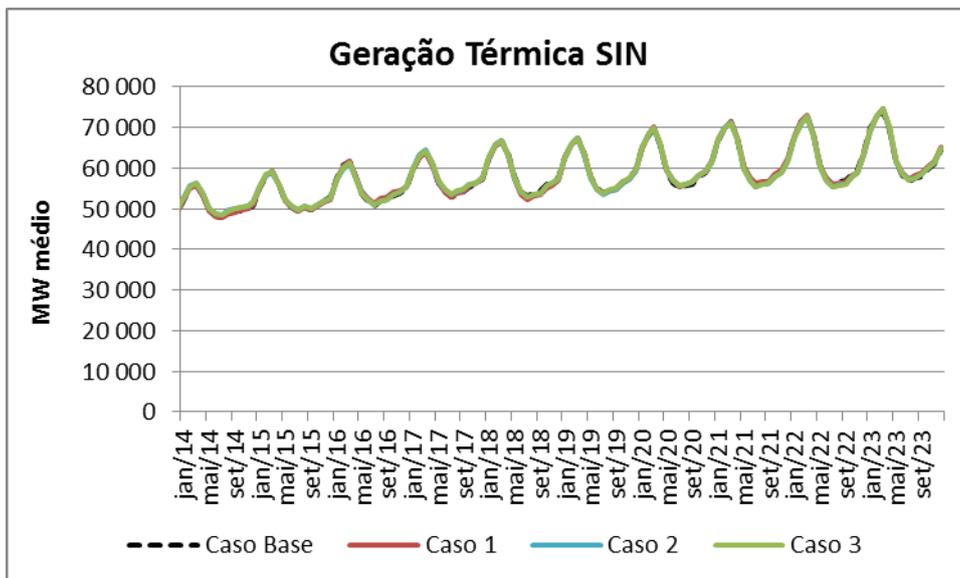
Da Figura 5.300 à Figura 5.302 é apresentada a evolução temporal da geração térmica média e na Figura 5.303 é mostrada a diferença de geração térmica do SIN com relação ao caso Base.



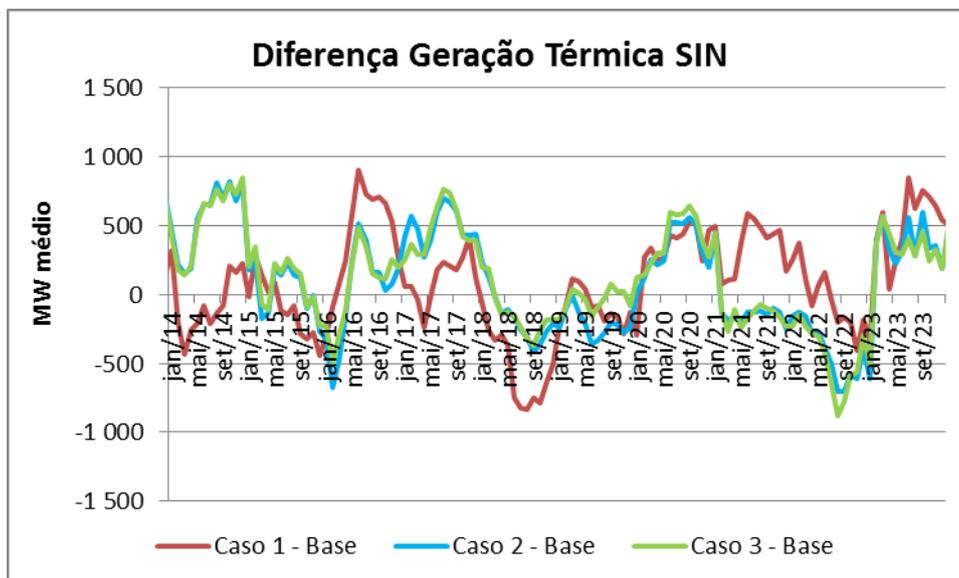
**Figura 5.300 – Geração Térmica SE + Paraná**



**Figura 5.301 – Geração Térmica Sul**



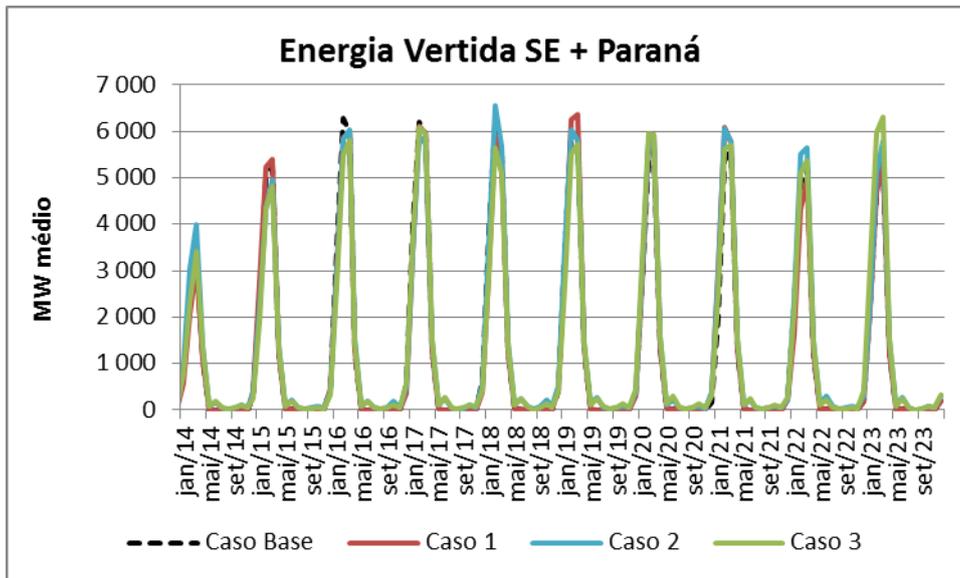
**Figura 5.302 – Geração Térmica SIN**



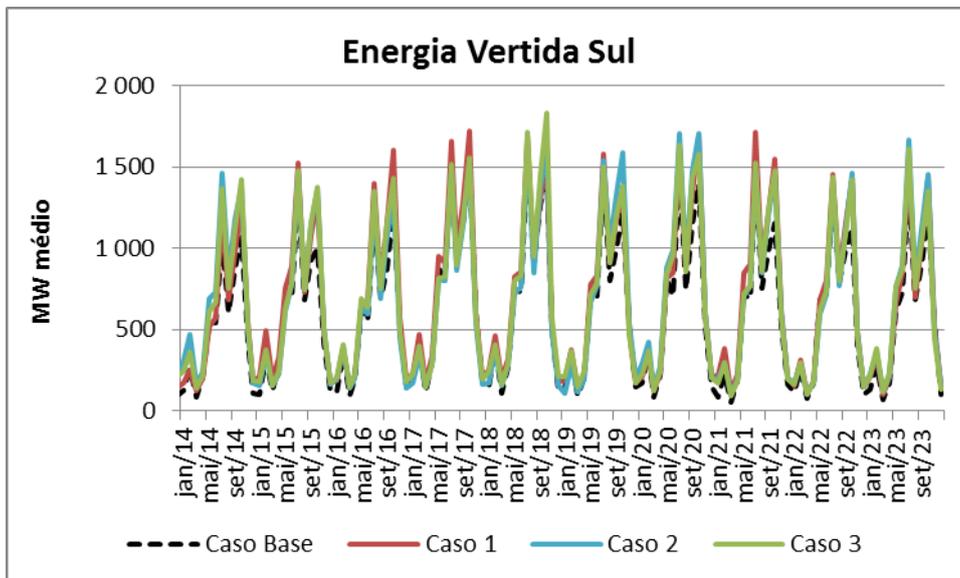
**Figura 5.303 – Diferença Geração Térmica SIN**

### 5.8.9 Energia Vertida

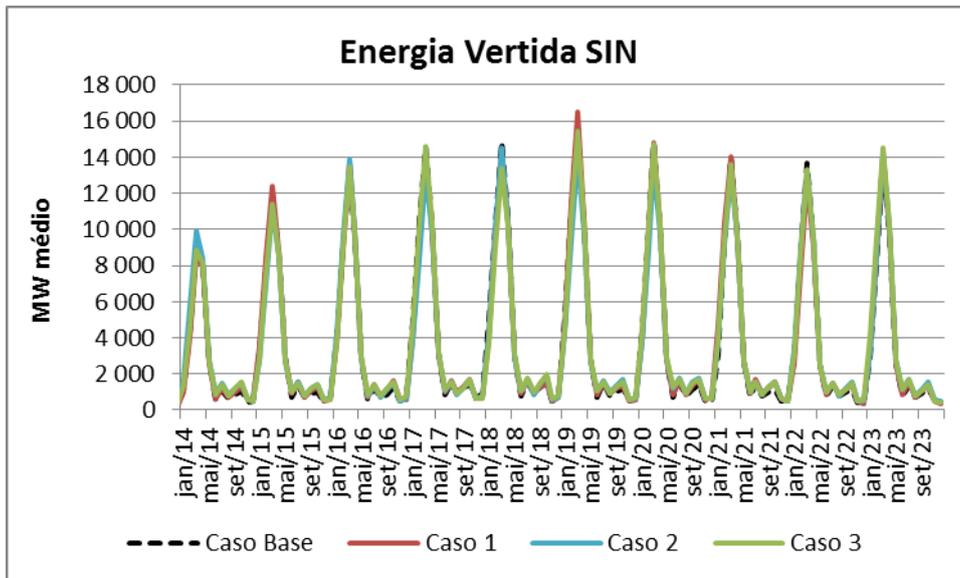
Da Figura 5.304 à Figura 5.306 é apresentada a evolução temporal da energia vertida média e na Figura 5.307 é mostrada a diferença do vertimento do SIN com relação ao caso Base.



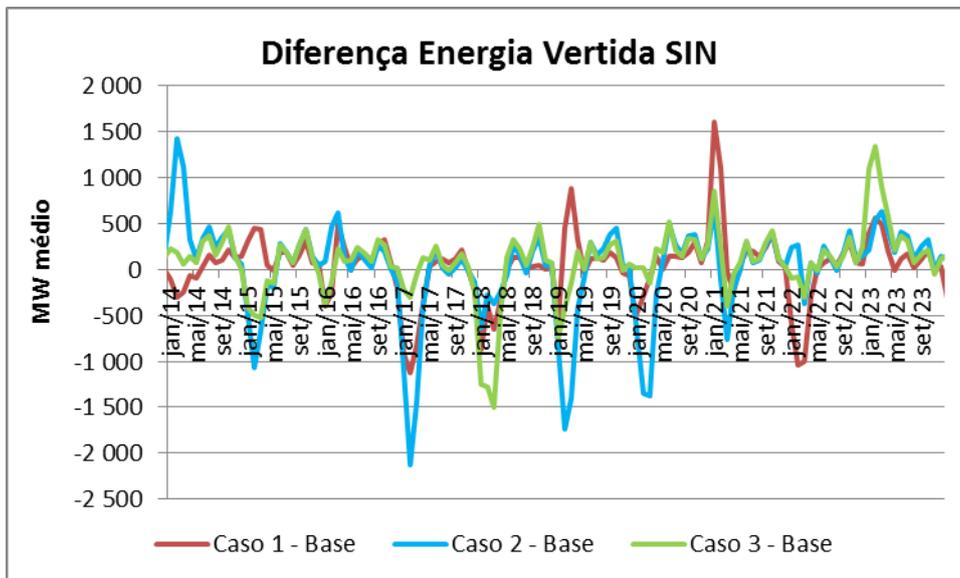
**Figura 5.304 – Energia Vertida SE + Paraná**



**Figura 5.305 – Energia Vertida Sul**



**Figura 5.306 – Energia Vertida SIN**



**Figura 5.307 – Diferença Energia Vertida SIN com relação ao Caso Base**