

**JOÃO PAULO MENDES FERREIRA**

**OH SUNG KEUM**

**PEDRO LUDOVICO BOZZINI**

**AVALIAÇÃO DE RESTRIÇÕES OPERATIVAS NA PRODUÇÃO DE  
ENERGIA EM UM SISTEMA DE USINAS HIDRELÉTRICAS**

**Projeto de Formatura apresentado à  
Escola Politécnica da Universidade  
de São Paulo, no âmbito do Curso  
de Engenharia Ambiental.**

**São Paulo**

**2012**

**JOÃO PAULO MENDES FERREIRA**

**OH SUNG KEUM**

**PEDRO LUDOVICO BOZZINI**

**AVALIAÇÃO DE RESTRIÇÕES OPERATIVAS NA PRODUÇÃO DE  
ENERGIA EM UM SISTEMA DE USINAS HIDRELÉTRICAS**

**Projeto de Formatura apresentado à  
Escola Politécnica da Universidade  
de São Paulo.**

**Área de Concentração:  
Engenharia Ambiental**

**Orientador: Prof. Dr.  
Renato Carlos Zambon**

**São Paulo**

**2012**

## FICHA CATALOGRÁFICA

**Ferreira, João Paulo Mendes**

**Avaliação de restrições operativas na produção de energia em um sistema de usinas hidrelétricas / J.P.M. Ferreira, O.S. Keum, P.L. Bozzini. -- São Paulo, 2012.**

**121 p.**

**Trabalho de Formatura - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia Hidráulica e Ambiental.**

**1. Hidrologia 2. Barragens 3. Geração de energia elétrica I. Keum, Oh Sung II. Bozzini, Pedro Ludovico III. Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia Hidráulica e Ambiental IV. t.**

## AGRADECIMENTOS

Agradecemos aos nossos entes queridos que nos apoiaram na jornada de estudos dentro da faculdade para chegarmos a este projeto de conclusão da graduação.

Ao Prof. Dr. Renato Carlos Zambon pela disposição em nos orientar neste projeto.

À Prof. Dra. Dione Mari Morita que, como coordenadora dos Trabalhos de Formatura, auxiliou-nos em diversas etapas.

Ao Prof. Dr. Mario Thadeu Leme de Barros pela disposição em fazer parte da banca avaliadora, pela avaliação realizada no primeiro semestre de 2012 e orientação dada durante esta avaliação para a continuidade do projeto.

À empresa CESP, pela prestatividade em nos conceder os dados para estudo de caso, com especial menção aos senhores Paulo Ricardo Laudanna, Julio Cesar Ferreira, Edson da Silva Ramalho e Fabiano Alves de Lima.

## ÍNDICE

<b>1 INTRODUÇÃO E OBJETIVO .....</b>	<b>12</b>
1.1 JUSTIFICATIVA DO PROJETO .....	14
1.2 DIMINUIÇÃO DA CAPACIDADE DE REGULARIZAÇÃO DOS RESERVATÓRIOS .....	19
1.3 COMPLEMENTARIDADE DA ENERGIA A PARTIR DO BAGAÇO DE CANA21	
<b>2 LEVANTAMENTO DOS DADOS.....</b>	<b>24</b>
2.1 O MODELO HIDROTERM .....	27
2.2 VOLUME DE ESPERA.....	31
2.3 RESTRIÇÕES OPERATIVAS HIDRÁULICAS DAS USINAS DE ESTUDO ....	35
2.4 HISTÓRICO DO PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DAS DIFERENÇAS (PLD).....	41
2.4.1 PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DAS DIFERENÇAS (PLD).....	41
2.4.2 METODOLOGIA.....	41
2.4.3 RESULTADOS.....	42
2.5 SÉRIES HISTÓRICAS DE VAZÃO .....	45
<b>3 ANÁLISE DOS DADOS.....</b>	<b>46</b>
3.1 METODOLOGIA.....	46
3.2 RESULTADOS .....	47
<b>4 ESTUDO DE CASO .....</b>	<b>57</b>
<b>5 AVALIAÇÃO DA SOLUÇÃO.....</b>	<b>62</b>
5.1 CRITÉRIOS.....	62
5.2 RESULTADOS .....	66
5.3 IMPACTOS AMBIENTAIS E BENEFÍCIOS DO CONTROLE DE CHEIAS.....	70
<b>6 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES.....</b>	<b>73</b>
<b>7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....</b>	<b>75</b>
<b>8 ANEXO I - HIDROGRAMA ECOLÓGICO .....</b>	<b>78</b>
<b>9 ANEXO II - ESTACIONARIEDADE DA SÉRIE .....</b>	<b>82</b>
<b>10ANEXO III - GRÁFICOS DE VOLUMES DE ESPERA.....</b>	<b>85</b>
<b>11ANEXO IV - SÉRIE DE VAZÕES AFLUENTES .....</b>	<b>95</b>

## RESUMO EXECUTIVO

Embora a água seja um recurso natural que se renova através do ciclo hidrológico, ela vem se tornando um bem cada vez mais escasso e mais valioso, tanto na sua componente quantitativa quanto no seu aspecto qualitativo, sendo necessárias a reutilização e a otimização de seu uso.

No Brasil, devido ao grande potencial que possui, a maior parte da energia elétrica produzida é oriunda das usinas hidrelétricas que representam 72% da capacidade instalada do sistema (ANEEL, 2012) e, em média nos últimos 10 anos, 90% da geração. Há outras fontes de energia, como parques eólicos e usinas nucleares, que representam uma porcentagem menor do total produzido, e termelétricas movidas a biomassa, gás, petróleo e carvão. Apesar da grande capacidade instalada nas usinas hidrelétricas, a geração efetiva não é capaz de atender a demanda por completo, principalmente no período seco do ano. Então, o sistema de geração de energia elétrica no Brasil encontra nas usinas termelétricas a complementaridade necessária para garantir a segurança do fornecimento contínuo de energia. E a operação destas usinas termelétricas implica em custos econômicos associados ao preço da energia gerada e em impactos ambientais decorrentes da queima de combustíveis fósseis.

O sistema é operado para aproveitar da melhor maneira possível a disponibilidade hídrica, porém lidando com incertezas principalmente das vazões afluentes, restrições impostas por outros usos da água e a necessidade de preservar o atendimento futuro das demandas com o menor custo possível. Pouco mais da metade dos reservatórios do sistema opera a fio d'água, os demais possuem um volume útil que permite a regularização das vazões. Estes reservatórios de acumulação tipicamente enchem durante os meses mais chuvosos do ano e esvaziam nos meses mais secos, permitindo uma produção de energia hidrelétrica e complementação térmica mais constante e com menores custos ao longo do ano. Algumas restrições, porém são necessárias para atender a múltiplos usos da água nos reservatórios, não apenas a geração de energia. Entre as restrições operativas dos reservatórios, existe a utilização de uma fração de seu volume útil para que haja um volume vazio, conhecido como volume de espera, destinado a auxiliar o amortecimento de cheias, principalmente nos períodos chuvosos. No entanto, esse

volume de espera significa uma quantidade menor de água armazenada no reservatório, que por sua vez resulta em menor capacidade de regularização de vazões, menor produtividade nas turbinas e, portanto, menor quantidade de energia gerada na usina.

O presente projeto buscou avaliar os impactos associados ao uso de reservatórios de usinas hidrelétricas para o controle de cheias da bacia do Paraná utilizando-se o modelo HIDROTERM de otimização da operação de sistemas hidrotérmicos a usinas individualizadas. Os estudos realizados permitiram uma quantificação dos custos que o controle de cheia implica para o sistema ao resultar numa menor geração de energia. Ao mesmo tempo foram analisados de forma qualitativa diversos outros aspectos como os impactos provocados a jusante da barragem.

Foram simuladas situações considerando o volume de espera estipulado pela ONS; outra sem nenhum volume de espera; e ainda calculado um novo volume de espera pelo Método das Trajetórias Críticas para auxiliar no caso de estudo, a usina de Jupuí. Estas simulações foram feitas para diferentes períodos do histórico de vazões (1950, 1983 e 1996) representando períodos seco, úmido e médio, respectivamente.

Neste caso estudado, foi constatado que a restrição de defluência da usina pode provocar perdas na produção de energia, pois demanda a existência de volumes de espera nos reservatórios a montante, perdas da ordem de 10 MW representando um custo de R\$10.000.000,00 (dez milhões de reais) anuais. Por outro lado, boa parte da área a jusante de Jupuí pertence à CESP, de modo que o incremento na vazão pouco afetaria a população.

Não foi intenção deste projeto determinar que a restrição estudada fosse alterada. Espera-se, porém, que as informações produzidas aqui auxiliem na tomada de decisão quanto a essas restrições tornando-as mais embasadas. Uma vez que foram quantificados os custos dessas decisões, é possível que os diferentes critérios envolvidos na tomada de decisão sejam avaliados de forma mais objetiva.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Matriz de Energia Elétrica do Brasil (%) (ANEEL, 2012).....	18
Figura 2 – Histórico de operação do SIN (ZAMBON, 2012c) .....	18
Figura 3 - Capacidade de Regularização dos Reservatórios (ONS <i>apud</i> COMERC, 2012) .....	20
Figura 4 - Bagaço de cana: oferta mensal (10 <sup>6</sup> ton) (EPE, 2012) .....	21
Figura 5 - Mapas de agrupamento da área de cana colhida em PI (a) e PII (b) e precipitação total acumulada em PI (c) e PII (d) (DANIEL et al., 2007)) .....	23
Figura 6 – Esquema do posto de Ilha Solteira Equivalente.....	24
Figura 7- Diagrama Esquemático das Usinas Hidrelétricas na Bacia do Paraná (ONS, 2012) .....	26
Figura 8- Mapa da Bacia do Paraná dentro do programa Hidroterm.....	29
Figura 9 - Esquema de uma usina hidrelétrica e grandezas envolvidas (ZAMBON, 2008) .....	30
Figura 10 - Esquema de uma usina de regularização (notas de aula de PHD2308 Hidrologia Ambiental) .....	32
Figura 11 - Histórico de PLD para região Sudeste (R\$/MWh) (baseado na CCEE, 2012) .....	42
Figura 12 - Histórico de PLD para região Sul (R\$/MWh) (baseado na CCEE, 2012)	43
Figura 13 - Histórico de PLD para região Nordeste (R\$/MWh) (baseado na CCEE, 2012) .....	43
Figura 14 - Histórico de PLD para região Norte (R\$/MWh) (baseado na CCEE, 2012) .....	44
Figura 15 - Histórico de PLD Médio para região Sudeste (R\$/MWh) (baseado na CCEE, 2012) .....	44
Figura 16 – Curva de frequência de excedência do PLD Médio Sudeste .....	45
Figura 17 – Plano anual de prevenção de cheias, 2008/2010 (CESP) .....	59
Figura 18 - Plano anual de prevenção de cheias, 2006/2008 (CESP) .....	60
Figura 19 - Plano anual de prevenção de cheias, 1982/1983 (CESP) .....	61
Figura 20 – Exemplo de aplicação do Método das Trajetórias Críticas.....	62
Figura 21 – Variação do volume de espera em Ilha Solteira Equivalente .....	64
Figura 22 - Variação do volume de espera em Água Vermelha.....	64
Figura 23 - Variação do volume de espera em São Simão .....	65

Figura 24 - Variação do volume de espera em Promissão.....	65
Figura 25 – Comparação entre os ganhos pelas alterações dos VEs.....	69
Figura 26 – Imagem de satélite da região a jusante de Jupιά (Fonte: Google Earth)	71
Figura 27 - Hidrogramas do rio São Francisco a montante (Morpará) e a jusante (Juazeiro) do reservatório de Sobradinho (COLLISCHONN, 2005) .....	80
Figura 28 – Teste de Estacionariedade para a Usina de Jupιά.....	84
Figura 29 – Volumes de espera para Camargos (ciclo 2011/2012) .....	87
Figura 30 – Volumes de espera para Furnas (ciclo 2011/2012).....	87
Figura 31 – Volumes de espera para M. de Moraes (ciclo 2011/2012).....	88
Figura 32 - Volumes de espera para Caconde (ciclo 2011/2012) .....	88
Figura 33 – Volumes de espera para Marimbondo (ciclo 2011/2012).....	89
Figura 34 – Volumes de espera para A. Vermelha (ciclo 2011/2012) .....	89
Figura 35 – Volumes de espera para Emborcação (ciclo 2011/2012).....	90
Figura 36 – Volumes de espera para Nova Ponte (ciclo 2011/2012) .....	90
Figura 37 – Volumes de espera de Itumbiara (ciclo 2011/2012) .....	91
Figura 38 – Volumes de espera de São Simão (ciclo 2011/2012).....	91
Figura 39 – Volumes de espera de Barra Bonita (2011/2012) .....	92
Figura 40 – Volumes de espera de Promissão (ciclo 2011/2012) .....	92
Figura 41 – Volumes de espera de Ilha Solteira Equivalente (ciclo 2011/2012).....	93
Figura 42 – Volumes de espera de A. A. Laydner – (ciclo 2011/2012) .....	93
Figura 43 – Volumes de espera de Chavantes (ciclo 2011/2012).....	94
Figura 44 – Volumes de espera de Capivara (ciclo 2011/2012).....	94
Figura 45 – Série histórica de vazões de Camargos.....	95
Figura 46 – Série histórica de vazões de Itutinga.....	96
Figura 47 – Série histórica de vazões de Funil Grande.....	96
Figura 48 – Série histórica de vazões de Furnas .....	97
Figura 49 – Série histórica de vazões de M. de Moraes .....	97
Figura 50 – Série histórica de vazões de Estreito .....	98
Figura 51 – Série histórica de vazões de Jaguará .....	98
Figura 52 – Série histórica de vazões de Igarapava .....	99
Figura 53 – Série histórica de vazões de Volta Grande .....	99
Figura 54 – Série histórica de vazões de P. Colombia.....	100
Figura 55 – Série histórica de vazões de Caconde .....	100
Figura 56 – Série histórica de vazões de E. da Cunha .....	101

Figura 57 – Série histórica de vazões de A. S. Oliveira .....	101
Figura 58 – Série histórica de vazões de Marimbondó .....	102
Figura 59 – Série histórica de vazões de A. Vermelha.....	102
Figura 60 – Série histórica de vazões de Serra Facão.....	103
Figura 61 – Série histórica de vazões de Emborcação .....	103
Figura 62 – Série histórica de vazões de Nova Ponte.....	104
Figura 63 – Série histórica de vazões de Miranda .....	104
Figura 64 – Série histórica de vazões de Capim Branc1.....	105
Figura 65 – Série histórica de vazões de Capim Branc2.....	105
Figura 66 – Série histórica de vazões de Corumbá IV .....	106
Figura 67 – Série histórica de vazões de Corumbá I.....	106
Figura 68 – Série histórica de vazões de Itumbiara .....	107
Figura 69 – Série histórica de vazões de Cach. Dourada .....	107
Figura 70 – Série histórica de vazões de São Simão.....	108
Figura 71 – Série histórica de vazões de Barra Bonita .....	108
Figura 72 – Série histórica de vazões de A. S. Lima.....	109
Figura 73 – Série histórica de vazões de Ibitinga.....	109
Figura 74 – Série histórica de vazões de Promissão .....	110
Figura 75 – Série histórica de vazões de Navanhandava .....	110
Figura 76 – Série histórica de vazões de Ilha Solteira Eqv. ....	111
Figura 77 – Série histórica de vazões de Jupuí.....	111
Figura 78 – Série histórica de vazões de P. Primavera.....	112
Figura 79 – Série histórica de vazões de A. A. Laydner.....	112
Figura 80 – Série histórica de vazões de Piraju .....	113
Figura 81 – Série histórica de vazões de Chavantes .....	113
Figura 82 – Série histórica de vazões de L. N. Garcez .....	114
Figura 83 – Série histórica de vazões de Canoas II .....	114
Figura 84 – Série histórica de vazões de Canoas I.....	115
Figura 85 – Série histórica de vazões de Capivara .....	115
Figura 86 – Série histórica de vazões de Taquarucu .....	116
Figura 87 – Séria histórica de vazões de Rosana.....	116
Figura 88 – Série histórica de vazões de Itaipu.....	117
Figura 89 – Série histórica de vazões de Fontes A.....	117
Figura 90 – Série histórica de vazões de Curumbá III.....	118

Figura 91 – Série histórica de vazões de Slt Verdinho.....	118
Figura 92 – Série histórica de vazões de Ourinhos.....	119
Figura 93 – Série histórica de vazões de Lajeado.....	119
Figura 94 – Série histórica de vazões de Salto .....	120
Figura 95 – Série histórica de vazões de Espora .....	120
Figura 96 – Série histórica de vazões de Cacu .....	121
Figura 97 – Série histórica de vazões de B. Coqueiros.....	121
Figura 98 – Série histórica de vazões de Foz R. Claro .....	122

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Valor esperado do custo total de operação (10 <sup>6</sup> R\$).....	16
Tabela 2 - Matriz de Energia Elétrica do Brasil (ANEEL, 2012) .....	17
Tabela 3 – Restrições Operativas Hidráulicas das Usinas de Acumulação .....	37
Tabela 4 - Análise da variação de energia por usina para o cenário de 1950.....	48
Tabela 5 - Análise da variação de energia por usina para o cenário de 1983.....	49
Tabela 6 - Análise da variação de energia por usina para o cenário de 1996.....	50
Tabela 7 - Análise das variações de energia para todo o sistema .....	53
Tabela 8 – Variações absolutas de energia para todo o sistema.....	54
Tabela 9 – Análise da energia gerada e correspondente ganho econômico anual do resultado da otimização .....	56
Tabela 10 – Resultado das otimizações – Energia produzida.....	66
Tabela 11 – Resultados das otimizações – Ganhos relativos .....	67
Tabela 12 – Resultados das otimizações – Ganhos absolutos .....	67
Tabela 13 – Resultados da otimização – Ganhos econômicos anuais .....	68
Tabela 14 – Vantagens e Desvantagens dos métodos de determinação de vazão ecológica (LANNA e BENNETTI, 2002 apud COLLISCHONN, 2005).....	79
Tabela 15 – Características ecológicas associadas a componentes do regime hidrológico (COLLISCHONN, 2005).....	81
Tabela 16 – Volumes de espera para o ciclo 2011/2012 (fonte: ONS) .....	86

## 1 INTRODUÇÃO E OBJETIVO

A água é um elemento básico para a sobrevivência dos seres vivos em suas diferentes formas e de maneiras distintas. Essencialmente, a água é o principal elemento constituinte dos organismos, os quais necessitam da água para a manutenção das suas funções vitais, seja em escala micro, a nível celular, como também em escala macro, quando a água pode servir como o meio em que o organismo vive.

Para o ser humano, além das funções vitais, a água acaba tendo sua importância em outro aspecto, o econômico. Embora a água seja um recurso natural que se renova através do ciclo hidrológico, ela vem se tornando um bem cada vez mais escasso e mais valioso, tanto na sua componente quantitativa quanto no seu aspecto qualitativo. Este cenário decorre de diferentes variáveis que, ao longo da história da humanidade, acabaram por culminar nesta condição.

Atualmente, a humanidade tem como um de seus maiores desafios a produção de energia elétrica para atender a crescente demanda, mas esta produção deve ser realizada de maneira tal que sejam minimizados tanto os impactos ambientais negativos que tal produção implica como a utilização de recursos naturais para tal fim. O suprimento de energia elétrica, na conjuntura atual da sociedade, mostra-se como uma questão importante para qualquer país, uma vez que a crescente demanda está relacionada principalmente com o seu desenvolvimento econômico. Visto que as fontes de energia são dependentes essencialmente dos recursos naturais disponíveis, é inquestionável a importância da energia elétrica como setor estratégico da economia brasileira.

Na América Latina, esta questão é de grande importância, pois os países desta região desenvolveram suas matrizes energéticas baseadas principalmente na energia hidrelétrica. No Brasil, as usinas hidrelétricas exercem um papel fundamental no que se refere à capacidade instalada e geração efetiva no país.

O Brasil encontra-se em posição privilegiada em relação aos demais países do continente devido ao seu elevado potencial hidrelétrico, decorrente da grande disponibilidade de recursos naturais, ou seja, presença de inúmeros rios de grandes vazões em seu território. No entanto, a maior parte deste potencial está situada na região norte do país, onde, em muitos casos, a topografia não favorece a instalação

de usinas hidrelétricas, além das severas restrições ambientais e das grandes distâncias das regiões de maior consumo, fatos que dificultam ou impossibilitam a utilização de tais recursos disponíveis.

Os principais sistemas estão localizados nas regiões Sul e Sudeste, exatamente onde as variações climáticas são bastante grandes e onde se concentra a maior parte da população e da demanda de água, sobretudo para uso doméstico, industrial e irrigação. Além disso, são as regiões mais afetadas pelas ações antrópicas e, conseqüentemente, onde se concentram os maiores conflitos ambientais. Portanto, usar a água de forma racional e econômica é fundamental para o setor elétrico. (ZAMBON, 2008)

Em função dos cenários apresentados, a matriz energética no Brasil encontra nas usinas termelétricas, as quais são compostas por usinas que utilizam como combustíveis principalmente recursos não renováveis, a complementaridade necessária para o atendimento à demanda de energia elétrica no país. Por esta razão, o sistema energético no Brasil pode ser chamado como hidrotérmico. Então, o sistema hidrotérmico no Brasil é constituído pelas usinas hidrelétricas, termelétricas e ainda as redes de transmissão que interligam os centros geradores aos centros de consumo. Outros tipos de fontes de energia, como energia eólica e nuclear, representam parcelas de menor expressão.

Em vista destes fatos, à medida que o tempo passa e a demanda continua crescente, torna-se imprescindível que os sistemas hidrotérmicos tenham sua operação otimizada para que sejam minimizados os custos de operação, o consumo de recursos naturais não renováveis, os riscos de falhas no atendimento e os impactos negativos conseqüentes da operação e da expansão de tais sistemas.

A operação de sistemas hidrelétricos deve atender a necessidades intrinsecamente conflitantes, ou seja, por um lado, um reservatório realiza o controle de cheias, mas por outro lado, o mesmo reservatório deve produzir energia elétrica. O controle de cheias consiste em o reservatório destinar uma parte de seu volume útil, conhecida como volume de espera, tendo por finalidade receber vazões afluentes em períodos de cheias de maneira que estas não acarretem em um aumento excessivo nas vazões defluentes e, assim, causem danos e prejuízos diversos a jusante do reservatório. Mas, este volume de espera (uma “perda de volume útil”) implica em menor geração de energia elétrica por causa do menor volume de água disponível, que acarreta em menor vazão turbinada, justamente no

período chuvoso, que é o momento em que se procura armazenar o máximo de água para que a usina possa manter sua produtividade durante o período seco do ano.

As restrições de vazões máximas são definidas em função de um determinado período de retorno, existindo sempre um risco de ocorrência de vazões superiores. A metodologia chamada Proteção Associada ao Tempo de Retorno Implícito para Cheias (PATRICH) foi recentemente apresentada por Barbosa et al. (2010) para caracterizar as situações que exigem maior ou menor proteção contra cheias, considerando de maneira combinada três dimensões de análise: a severidade das consequências; a complexidade para gestão da restrição e a probabilidade de que a cheia natural supere a descarga de restrição no ponto de controle.

O tema deste projeto consiste na avaliação das restrições operativas, particularmente as vazões máximas e o volume de espera, em um sistema de usinas hidrelétricas. Neste estudo serão avaliadas as usinas pertencentes à Bacia do Paraná. Então, o presente estudo tem em seu foco analisar em quanto a manipulação adequada nas restrições operativas, como eliminação ou redução do volume de espera associada a possíveis vazões defluentes maiores em uma ou mais usinas hidrelétricas pertencentes a um sistema integrado, podem ser interessantes para o sistema de produção de energia elétrica como um todo. Para o desenvolvimento deste projeto propõe-se um estudo de caso: a Usina de Jupia (UHE Eng.º Souza Dias).

## **1.1 JUSTIFICATIVA DO PROJETO**

A necessidade de reservar uma parcela do volume útil de um reservatório para o amortecimento de cheias, principalmente por questões de segurança, resulta em redução da produção de energia elétrica por parte da usina hidrelétrica. Desta maneira, para não haver o risco de que a demanda não seja atendida, as usinas termelétricas devem estar em condição de prontidão para suprir possíveis carências. Esta condição implica em custos econômicos e impactos ambientais, uma vez que muitas das usinas termelétricas utilizam recursos não renováveis, entenda-se por

combustíveis fósseis, e a utilização de tais recursos, além dos custos relacionados à sua aquisição, a queima destes acarretam em grandes emissões atmosféricas.

Então, torna-se indispensável a otimização da geração de energia elétrica no Brasil, que tem como principal fonte a energia hidráulica (Tabela 2 e Figura 1). Em termos percentuais, esta fonte de energia representa praticamente 66% de toda capacidade instalada no Brasil. Mas, vale lembrar que o percentual de quase ,5% referente à importação é oriundo da usina de Itaipu, importado do Paraguai, a qual também se refere à energia hidrelétrica, ou seja, na matriz energética do Brasil, a energia hidráulica acaba tendo uma representatividade ainda maior. A Figura 2 mostra, em valores médios mensais, a geração de energia do SIN entre Janeiro de 2000 e Dezembro de 2011. É possível notar que a participação das hidrelétricas é ainda mais expressiva na geração efetiva do que na potência instalada, dada que a geração hidrelétrica é priorizada. Também é possível notar como a geração térmica vem aumentando sua participação na geração.

A análise da possibilidade de eliminar ou diminuir a parcela do volume útil destinada para o controle de cheias tem como foco aumentar a produtividade da usina hidrelétrica, otimizar a geração de energia através da redução de perdas desnecessárias no armazenamento de água no reservatório, sem que a questão da segurança seja negligenciada.

Esta redução de perdas no armazenamento de água no reservatório e o consequente ganho na produção de energia resultam em menores custos econômicos e impactos ambientais associados à operação das usinas termelétricas, além do próprio ganho na geração efetiva em relação à capacidade instalada no país, implicando em maior robustez do sistema hidrelétrico. Pois, mesmo que em valores relativos esta redução em cada usina não seja tão expressiva, cabe ressaltar que as usinas não operam de maneira independente, mas todas elas estão inseridas em uma cascata de usinas, as quais devem ter sua operação considerada como um todo. Assim, a aplicação de tais alterações operacionais naquelas usinas em que é possível que elas sejam aplicadas obterá uma somatória de resultados satisfatórios dentro de uma bacia, por exemplo.

A otimização na geração de energia elétrica contempla: o país, no sentido em que a economia de recursos financeiros e naturais favorece a saúde financeira do país; os consumidores, quando estes continuam tendo sua demanda atendida e ainda com a possibilidade de preços menores pelo consumo de energia; o sistema

de geração de energia, em função da maior confiabilidade pelo aumento na geração efetiva; o meio ambiente, devido à redução da carga sobre a utilização de recursos naturais e dos impactos ambientais pela maior utilização da energia hidrelétrica em detrimento da energia termelétrica.

No Plano Anual de Prevenção de Cheias Ciclo 2007/2008, o ONS faz uma avaliação dos impactos energéticos decorrentes da alocação de volumes de espera para controle de cheias. Esses impactos seriam muito pequenos através da análise abaixo que a ONS realiza.

Para avaliação dos impactos energéticos, foram realizadas simulações a subsistemas equivalentes, empregando o modelo NEWAVE, como base o PMO de agosto de 2007.

Foram analisados, neste ciclo, os impactos de três cenários climáticos para alocação de volumes de espera: Normal, El Niño e La Niña. Os impactos foram avaliados comparativamente a um cenário sem a consideração de volume de espera (ONS, 2007).

**Tabela 1 - Valor esperado do custo total de operação (10<sup>6</sup> R\$)**

Cenário	Valor esperado (R\$ milhões)	Variação		Desvio Padrão (R\$ milhões)
		(R\$ milhões)	(%)	
Sem Volume de Espera	29154,22			1004,82
Normal	29743,28	589,06	2,0	1012,34
El Niño	29732,03	577,81	2,0	1016,13
La Niña	29780,09	625,87	2,1	1015,10

*“Pode-se observar que a consideração de volumes de espera, independentemente do cenário, indica uma tendência de acréscimo no custo total de operação de, no máximo, 2,1%. Tais acréscimos, contudo, são inferiores ao desvio padrão desta grandeza.*

(...)

*Com base nos resultados apresentados, conclui-se que a adoção de volumes de espera associados aos tempos de recorrência sugeridos pelos Agentes de Geração para os reservatórios considerados, indica um pequeno aumento do custo total de operação do SIN e ocorrendo uma variação não significativa na geração térmica quando analisados sobre a ótica do modelo NEWAVE.” (ONS,2007)*

Apesar desta análise realizada pela ONS, utilizando o modelo NEWAVE, dizer do baixo impacto com alocação de volumes de espera vale a pena avaliar a verdadeira necessidade dos volumes de espera adotados pelos Agentes de Geração associados aos tempos de recorrência. Por menores que sejam os valores percentuais, o valor monetário envolvido pode ser muito relevante. Vale destacar que a ONS utilizou para esta análise o custo de déficit calculado pela EPE e não o PLD (Preço Líquido das Diferenças) que será estudado mais a frente no Item 2.4.

**Tabela 2 - Matriz de Energia Elétrica do Brasil (ANEEL, 2012)**

Empreendimentos em Operação							
Tipo		Capacidade Instalada			Total		
		N.º de Usinas	(kW)	%	N.º de Usinas	(kW)	%
Hidro		989	82.733.500	65,68	989	82.733.500	65,69
Gás	Natural	106	11.496.008	9,13	146	13.304.691	10,56
	Processo	40	1.808.683	1,44			
Petróleo	Óleo Diesel	918	3.228.702	2,56	952	7.165.013	5,69
	Óleo Residual	34	3.936.311	3,13			
Biomassa	Bagaço de Cana	349	7.373.288	5,85	433	9.104.937	7,23
	Licor Negro	14	1.245.198	0,99			
	Madeira	43	376.535	0,30			
	Biogás	19	77.308	0,06			
	Casca de Arroz	8	32.608	0,03			
Nuclear		2	2.007.000	1,59	2	2.007.000	1,59
Carvão Mineral	Carvão Mineral	10	1.944.054	1,54	10	1.944.054	1,54
Eólica		75	1.519.042	1,21	75	1.519.042	1,21
Importação	Paraguai		5.650.000	5,46		8.170.000	6,49
	Argentina		2.250.000	2,17			
	Venezuela		200.000	0,19			
	Uruguai		70.000	0,07			
<b>Total</b>		<b>2617</b>	<b>125.954.082</b>	<b>100</b>	<b>2.617</b>	<b>125.954.082</b>	<b>100</b>

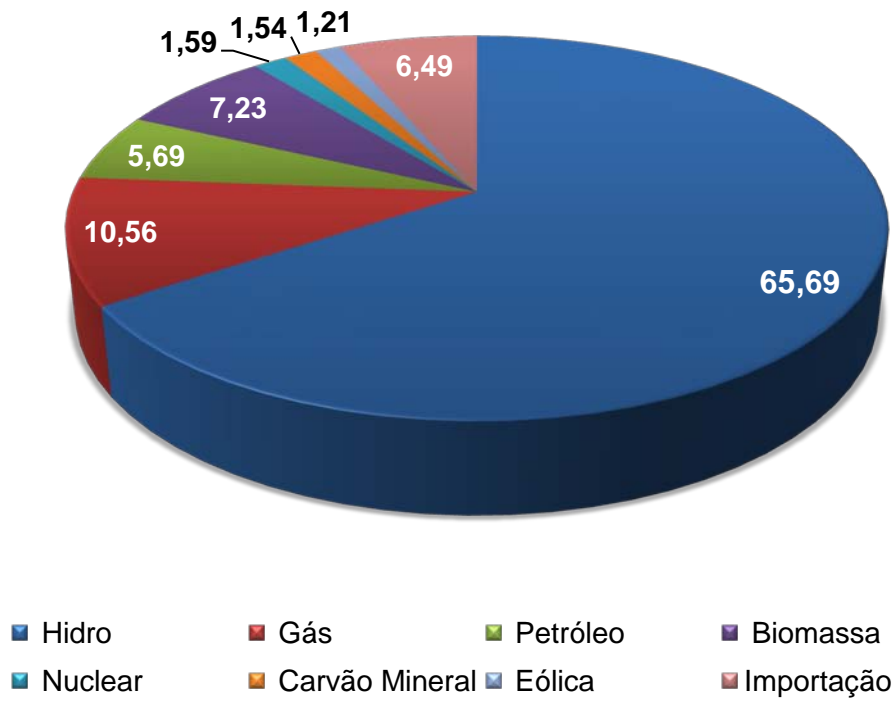


Figura 1 - Matriz de Energia Elétrica do Brasil (%) (ANEEL, 2012)

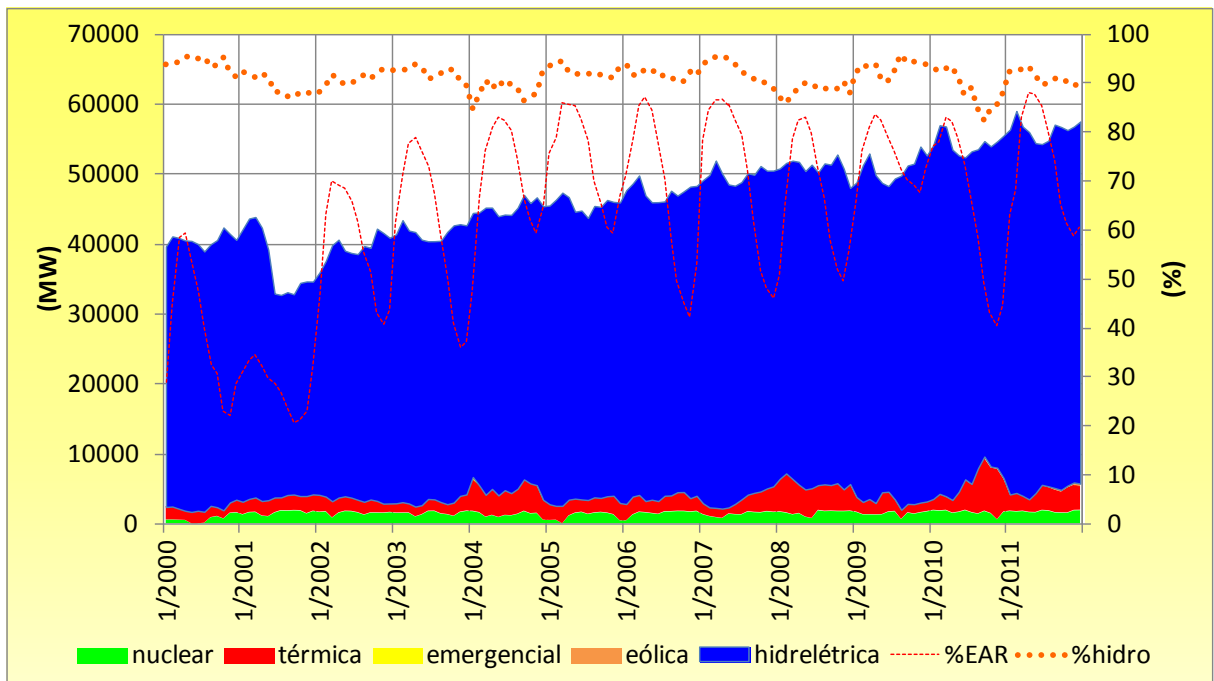


Figura 2 – Histórico de operação do SIN (ZAMBON, 2012c)

## 1.2 Diminuição da capacidade de regularização dos reservatórios

As restrições ambientais e as dificuldades encontradas nos licenciamentos fizeram com que hidrelétricas de grande porte, como as usinas do Rio Madeira (RO, 3.150 MW) e Belo Monte (PA, 11.233 MW), por exemplo, só conseguissem sair do papel sem a capacidade de reservação, ou seja, a fio d'água.

Cabe destacar que as condições iniciais dos armazenamentos vêm assumindo importância crescente nas avaliações das condições de atendimento no SIN (Sistema Interligado Nacional), tendo em vista a perda gradual da capacidade relativa de regularização plurianual dos reservatórios. Esta perda se deve ao crescimento da carga sem a equivalente incorporação de novos projetos de oferta hidrelétrica com reservatórios de regularização de porte significativo.

Considerando a evolução da Matriz Energética, com o perfil de perda paulatina do grau de regularização, torna-se oportuna a avaliação, nos estudos de expansão da oferta para o horizonte pós 2014, que sejam contemplados cenários de uma maior participação da geração térmica com menores custos de operação e menores inflexibilidades, de forma a onerar menos o custo final de produção em decorrência da aplicação sistemática dos Procedimentos Operativos de Curto Prazo para garantia da segurança eletroenergética do SIN (formação de estoque anual de segurança) (ONS, 2010).

Em 2001, a capacidade dos reservatórios era suficiente para atender 6,2 meses de carga de energia do SIN. Segundo projeção do ONS, esse índice será reduzido em 2019 para 3,5 meses (Figura 3).

O PLD (Preço de Liquidação das Diferenças) fica mais influenciado pelo comportamento das aflúências devido a menor regularização. Além disso, haverá maior necessidade de despacho térmico enquanto as aflúências estiverem abaixo da média histórica (ONS, 2010).

De forma a mostrar medidas de minimização de alguns impactos decorrentes da instalação de usinas de reservação, é apresentado no ANEXO I - Hidrograma ecológico, o conceito de Hidrograma Ecológico. Visto que os reservatórios criados por estas usinas amortecem os ciclos de cheias naturais do rio a jusante, cujas características são importantes no aspecto ambiental, o Hidrograma Ecológico propõe a vazão mínima nos ciclos de cheia e vazante variando-se a vazão

defluente da usina. Um estudo avançado do hidrograma ecológico ligado com a correta operação da usina de reservação, para determinada região, pode ser um argumento favorável no momento de conseguir licenças ambientais.

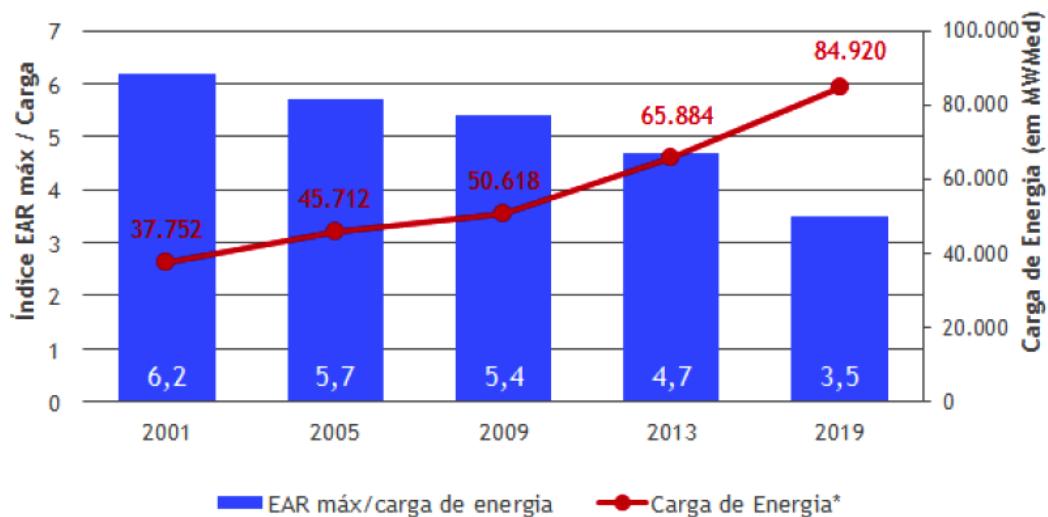


Figura 3 - Capacidade de Regularização dos Reservatórios (ONS *apud* COMERC, 2012)

### 1.3 Complementaridade da energia a partir do bagaço de cana

A partir dos leilões de energia de reserva iniciados no ano de 2008, o bagaço de cana passou a ser utilizado como insumo para geração de eletricidade no Sistema Interligado Nacional. Em decorrência da queda na produção de cana, a produção de bagaço reduziu-se em 21,3% no quarto trimestre de 2011 em comparação ao período em 2010, e em 10,5% entre esses anos (EPE, 2012).

A Figura 4 ilustra as variações na produção de bagaço, conforme se verifica o ciclo da colheita das safras de cana-de-açúcar, as quais são iniciadas no mês de março. Percebe-se que a oferta do bagaço de cana é maior no período de seca do ano hidrológico, ajudando no balanço anual de oferta de energia da matriz energética brasileira que é, em maior parte, proveniente de energia hidrelétrica.

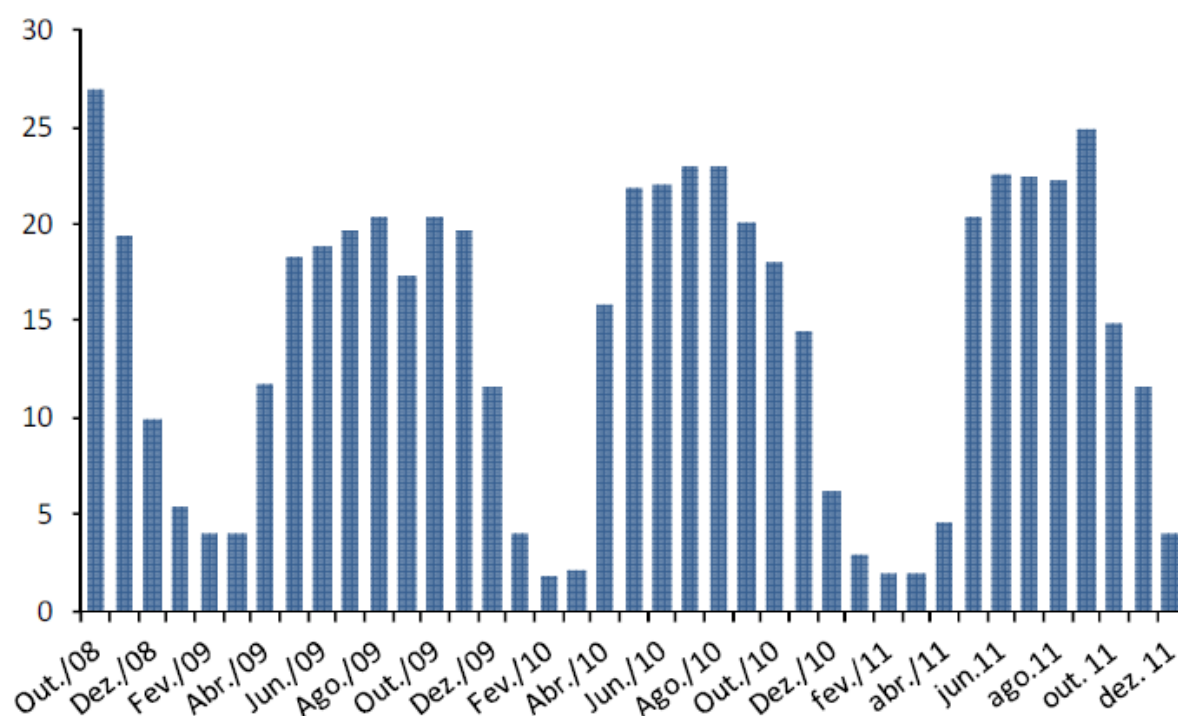


Figura 4 - Bagaço de cana: oferta mensal (10<sup>6</sup> ton) (EPE, 2012)

A informação sobre a variação da quantidade de cana colhida ao longo dos anos é importante dentro de um sistema de estimativa de safra, pois está diretamente ligada à disponibilidade de matéria prima para a produção de açúcar e de álcool e, conseqüentemente, aos estoques destes produtos para comercialização no mercado interno e externo. A pesquisa de Daniel Alves de Aguiar et al. (2007)

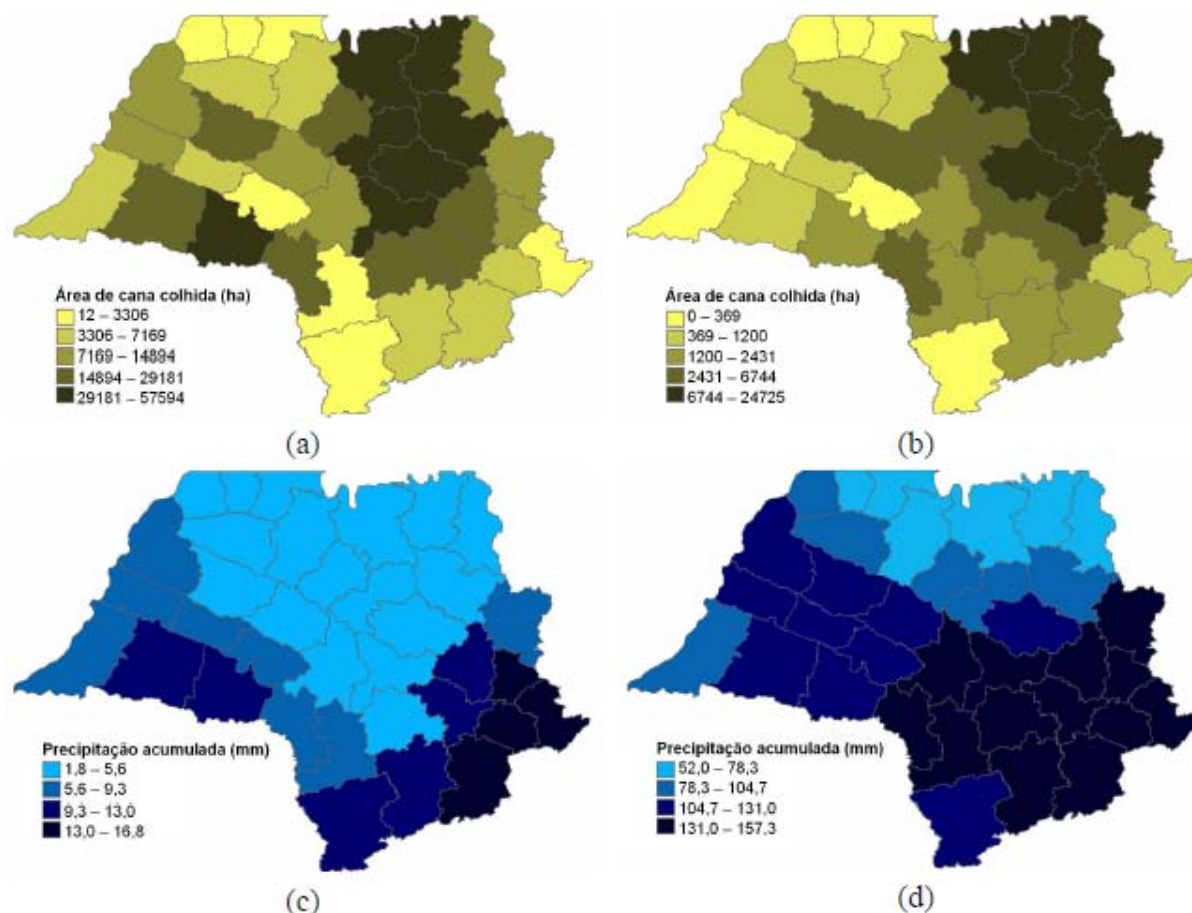
teve como objetivo identificar, por meio de técnicas estatísticas, análise espacial e geoprocessamento, o grau de relação entre a precipitação e a colheita da cana-de-açúcar no estado de São Paulo para safra de 2004, com base na hipótese de que o principal impedimento para o andamento normal do corte da cana é a ocorrência de chuvas de longa duração.

**Dados:**

**Colheita:** um mapa temático com a distribuição espacial da área total de cana colhida em cada Escritório de Desenvolvimento Regional (EDR) foi obtido por meio da metodologia desenvolvida por Aguiar et al. (2006). Este mapa apresenta a área colhida em dois intervalos, a saber: de 13/09 a 28/09/2004 e 29/09 a 14/10/2004, denominados PI e PII.

**Precipitação:** neste estudo foram utilizados dados de previsão de chuva cedidos pelo Centro de Previsão de Tempo e Estudos Climáticos (CPTEC). Os dados são gerados pelo modelo ETA (Black, 1994), que fornece previsão de chuva a cada 6 horas. Seu uso justificou-se pela facilidade de tabulação e ausência de inconsistências. Os dados tem formato de grade regular, com células de 40 por 40 km que cobrem todo o centro-sul do país.

Os valores diários acumulados de precipitação para cada um dos períodos supracitados foram interpolados a fim de ajusta-los aos dados de colheita de cana. O método adotado foi a Krigagem ordinária, que compreende um conjunto de técnicas de estimação e predição de superfícies baseada na modelagem da estrutura de correlação espacial (Bailey e Gatrell, 1995; Druck et al., 2004). As superfícies resultantes foram recortadas, mantendo-se apenas as áreas do estado recobertas com cana-de-açúcar.



**Figura 5 - Mapas de agrupamento da área de cana colhida em PI (a) e PII (b) e precipitação total acumulada em PI (c) e PII (d) (DANIEL et al., 2007)**

Neste estudo, basicamente foi possível verificar que houve correlação inversa entre a precipitação e a colheita da cana-de-açúcar nos períodos analisados; e que a mesma é espacial. A conclusão da pesquisa foi que em períodos com maiores volumes pluviométricos a colheita é menor. Isso é devido aos problemas logísticos causados pelo excesso de chuva na operação de colheita, deslocamento de máquinas, tratores, caminhões, homens para o campo e para as usinas, também porque dificulta a queima da cana-de-açúcar nas áreas onde ela ainda é praticada.

Portanto, para o projeto em questão fica mais claro que a energia de biomassa, especificamente oriunda do bagaço de cana, é complementar ao sistema hidrelétrico brasileiro, visto que o período de chuva ocorre entre os meses de Outubro a Abril.

## 2 LEVANTAMENTO DOS DADOS

Para este projeto foi realizada a análise das usinas de acumulação da Bacia do Paraná (até Itaipu), sendo esta subdividida em outras sub-bacias: Bacia do Grande, Bacia do Tietê, Bacia do Paranapanema (Figura 7).

Há na Bacia do Paraná um total de 54 usinas, 31 a fio d'água e 23 de acumulação. Dentre as usinas de acumulação, apenas 16 possuem volume de espera como restrição para controle de cheias, de acordo com dados do Plano Anual de Prevenção de Cheias, Ciclo 2011/2012, ONS.

É válido ressaltar o caso particular de Ilha Solteira e Três Irmãos. As águas do rio Tietê, afluente do rio Paraná, desembocam a jusante da usina de Ilha Solteira. Porém, a operação do canal Pereira Barreto, que liga os reservatórios de Ilha Solteira, no rio Paraná, e de Três Irmãos, no rio Tietê, possibilita que parte das vazões destes rios possa ser desviada entre os dois reservatórios, com a finalidade de se promover melhor desempenho energético e maior controle de aflúncias nos aproveitamentos.

A transformação de vazões neste caso consiste em criar um posto (Ilha Solteira Equivalente), a jusante da confluência do rio Paraná com o rio Tietê, cujas vazões naturais são obtidas pela soma das vazões naturais dos aproveitamentos de Três Irmãos e Ilha Solteira. (ONS, 2012) Isso está ilustrado na Figura 6.

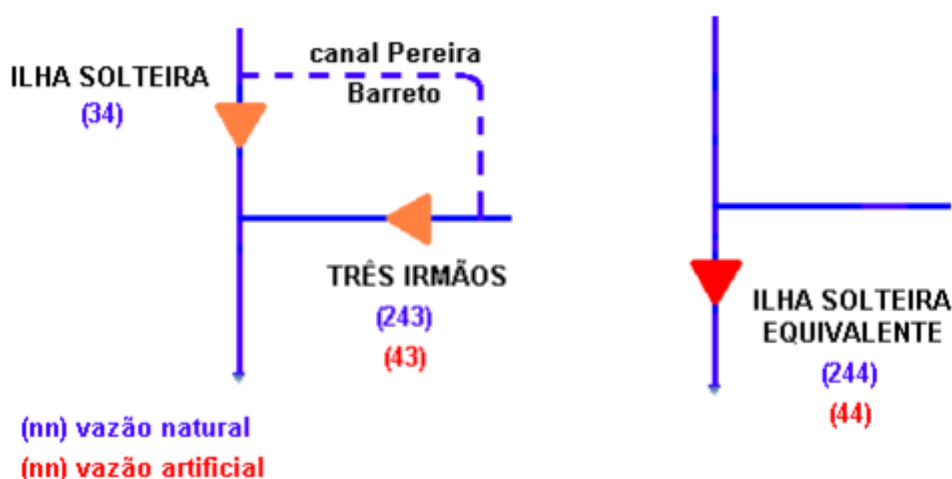


Figura 6 – Esquema do posto de Ilha Solteira Equivalente

Outra peculiaridade do sistema está na Usina de Porto Primavera. Oficialmente, o reservatório admite variações entre a cota 257 m e 259 m. Porém,

segundo informação da CESP, a usina opera hoje praticamente a fio d'água, chegando no máximo à cota 257,3 m. A elevação do nível em Porto Primavera afogaria por remanso o canal de fuga de Jupia, causando perdas na geração.

Para corrigir esse problema no modelo, foi criado um volume de espera fictício durante todo o ano de forma que o nível do reservatório não ultrapassasse a cota máxima praticada.

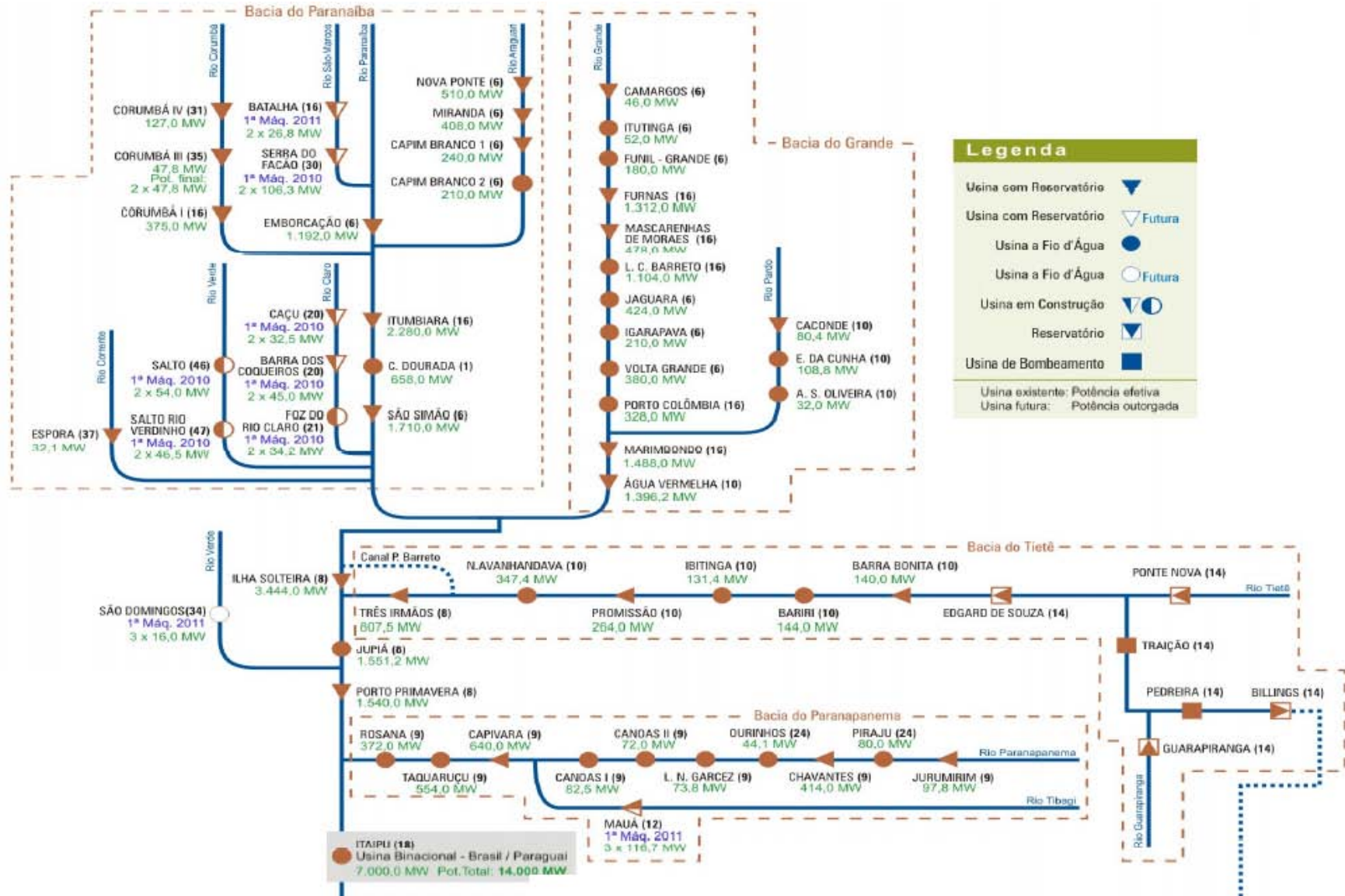


Figura 7- Diagrama Esquemático das Usinas Hidrelétricas na Bacia do Paraná (ONS, 2012)

## 2.1 O modelo HIDROTERM

O modelo HIDROTERM foi desenvolvido para o planejamento e operação de usinas hidrotérmicas de grande porte, incluindo modelos de simulação e de otimização com programação não linear (PNL), implementados na forma de um sistema de suporte a decisão que combina uma interface desenvolvida em Delphi, o banco de dados do sistema hidrotérmico e o pacote de otimização *General Algebraic Modeling System* (GAMS). As usinas hidrelétricas são consideradas individualizadas, enquanto que as demandas, as usinas termelétricas e os intercâmbios são representados em subsistemas. Também são consideradas outras fontes de geração de energia, a expansão do sistema, transposições e restrições ambientais e de outros usos da água. (ZAMBON, 2008)

Considerar as usinas de forma individualizada é um diferencial do HIDROTERM em relação ao NEWAVE, um dos modelos utilizados pela ONS. O NEWAVE é voltado para o planejamento de médio prazo da operação do sistema. Nele as usinas são agregadas em subsistemas, considerando quatro reservatórios equivalentes (Norte, Nordeste, Sul e Sudeste/Centro-Oeste). O resultado do NEWAVE serve como dado de entrada para o DECOMP, modelo utilizado na operação de curto prazo. O DECOMP, por sua vez, trata as usinas de forma individualizada e busca seguir a política ótima determinada pelo NEWAVE. (MORAES, 2007)

Diversas aplicações do modelo HIDROTERM já foram apresentadas, como o seu uso no diagnóstico de um sistema existente para avaliar quanto da produção em Itaipu seria potencialmente devida à regularização promovida pelos reservatórios a montante na bacia do Paraná (BARROS et al, 2009), a avaliação dos impactos econômicos de restrições no armazenamento dos reservatórios (ZAMBON et al, 2010) (GIMENES, 2011), o seu uso no planejamento da operação do SIN (ZAMBON et al, 2011) e, originalmente determinístico, atualmente está em desenvolvimento uma nova versão do modelo utilizando metodologia estocástica. (ZAMBON et al, 2012a)

Como o modelo HIDROTERM utiliza dois modelos integrados, de maneira que primeiramente processa-se o modelo HIDRO, responsável por otimizar o sistema considerando as usinas individualizadas e aproveitando ao máximo a

capacidade hidrelétrica instalada, e em seguida, processa-se o modelo TERM para otimizar o despacho térmico e intercâmbios entre os diversos subsistemas. Podem-se utilizar ambos separadamente ou integrados no chamado modelo HIDROTERM. Mas, neste projeto foi considerado somente o modelo HIDRO, pois o objetivo é analisar as melhores possibilidades de geração hidrelétrica na bacia em estudo e não a operação das térmicas e intercâmbios em cenários específicos de operação.

Com o uso do modelo HIDRO, ao analisar individualmente os reservatórios e suas restrições ocorre ganho de produtividade, já que depleciona primeiro os reservatórios com menor perda de queda por unidade de volume e otimiza o armazenamento nos reservatórios em série para maximizar a produtividade e a geração total.

A Figura 8 mostra o esquema da Bacia do Paraná dentro do HIDROTERM com as usinas ativas tendo suas respectivas numerações na cor verde.

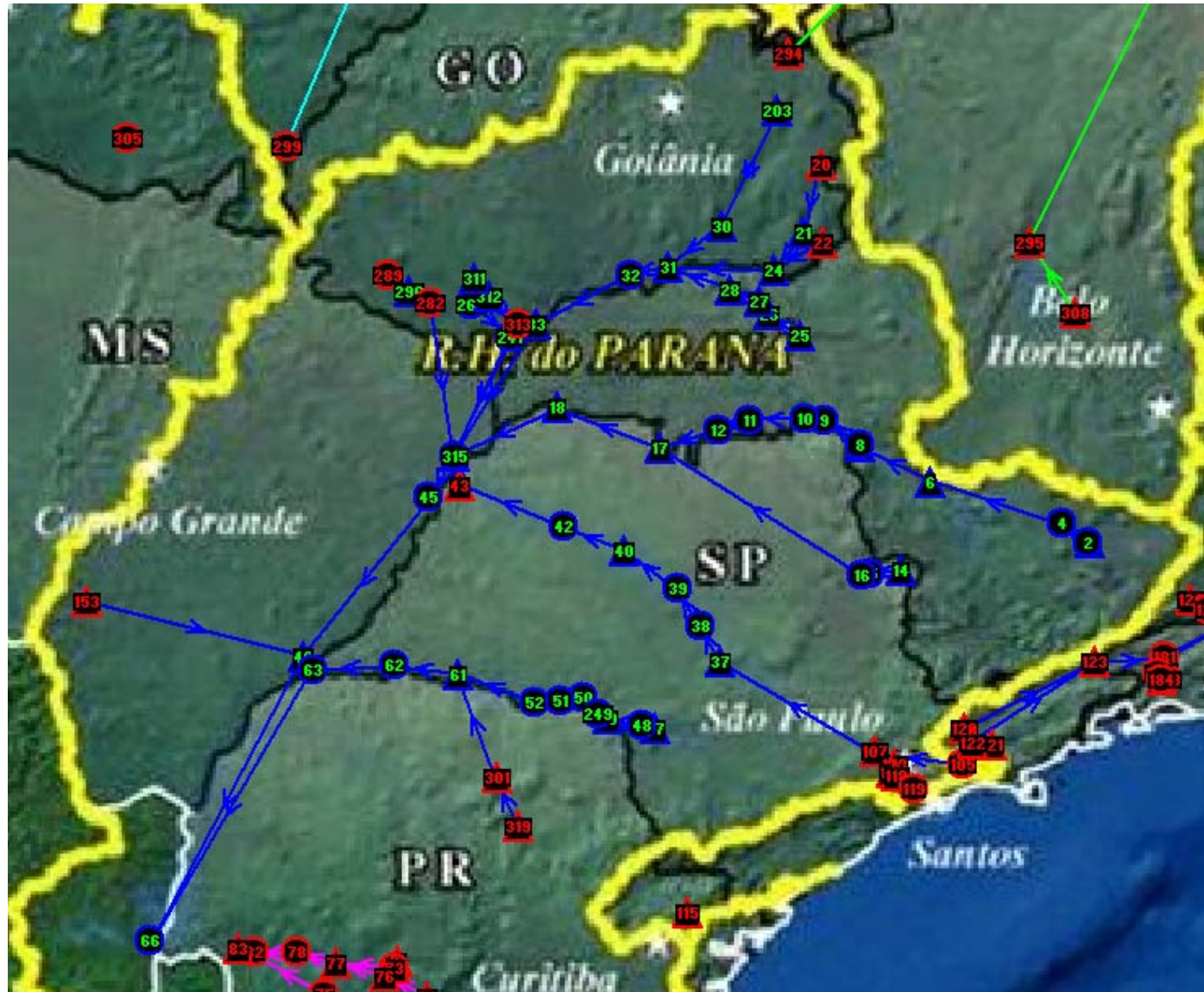


Figura 8- Mapa da Bacia do Paraná dentro do programa Hidroterm

A diferença entre o nível d'água a montante do reservatório ( $H$ ) e o nível no canal de fuga a jusante do reservatório ( $HT$ ) é chamada de queda bruta ( $Hb$ ). O volume de água armazenado ( $S$ ) é alimentado pela vazão afluyente incremental mais as vazões turbinadas e vertidas de reservatórios imediatamente a montante ( $I$ ). Uma parcela do armazenamento será utilizada para geração de energia através da vazão turbinada ( $R'$ ) e um excedente será vertido ou descarregado para atender necessidades a jusante através da vazão vertida ( $R''$ ). O nível no canal de fuga é função da vazão total defluente ( $R'+R''$ ) e a potência gerada ( $P$ ) é função da vazão turbinada e da queda bruta. Também são considerados usos consuntivos e a evaporação que é função da área do reservatório, que é função do nível d'água a montante, que é função do armazenamento ( $E(A(H(S)))$ ). (ZAMBON, 2008)

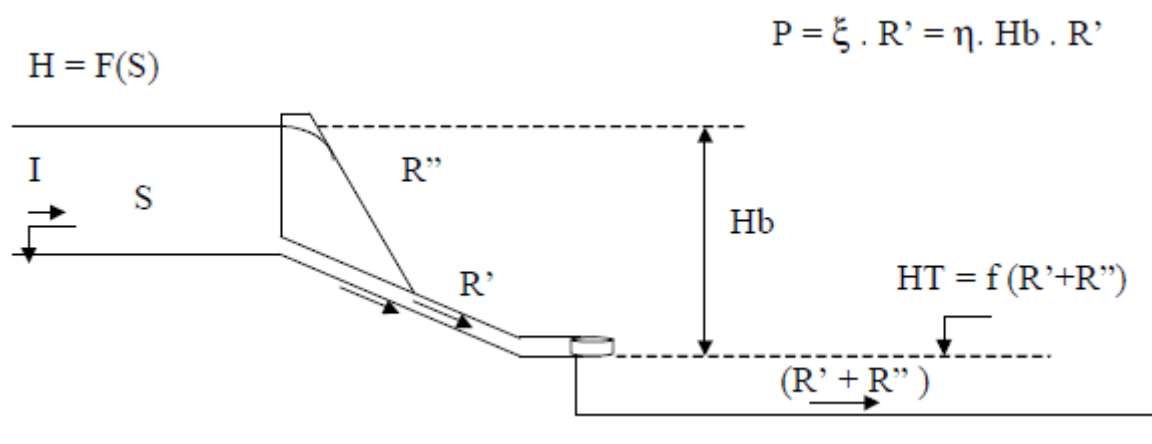


Figura 9 - Esquema de uma usina hidrelétrica e grandezas envolvidas (ZAMBON, 2008)

O modelo HIDRO tem como função agregada maximizar a produção hídrica, de modo a reduzir a necessidade de uma complementação, como a utilização de uma termelétrica convencional. Este modelo está sujeito a algumas restrições: vazão total, turbinada e vertida; equação da continuidade; evaporação; armazenamento mínimo e máximo; limites de vazão ambiental e outros usos, vazões turbinadas e vertidas; capacidade máxima de produção de energia.

A produtividade depende da diferença entre os níveis no reservatório e no canal de fuga. Estes por sua vez dependem do armazenamento e da vazão defluente. Também a evaporação em função da área e o turbinamento máximo são funções não lineares. (ZAMBON, 2008)

O programa utiliza os dados obtidos a partir dos arquivos do *deck* do NEWAVE e DECOMP criados pelo ONS e publicados mensalmente através da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE, 2012). Neste trabalho foram utilizados os dados de novembro de 2011.

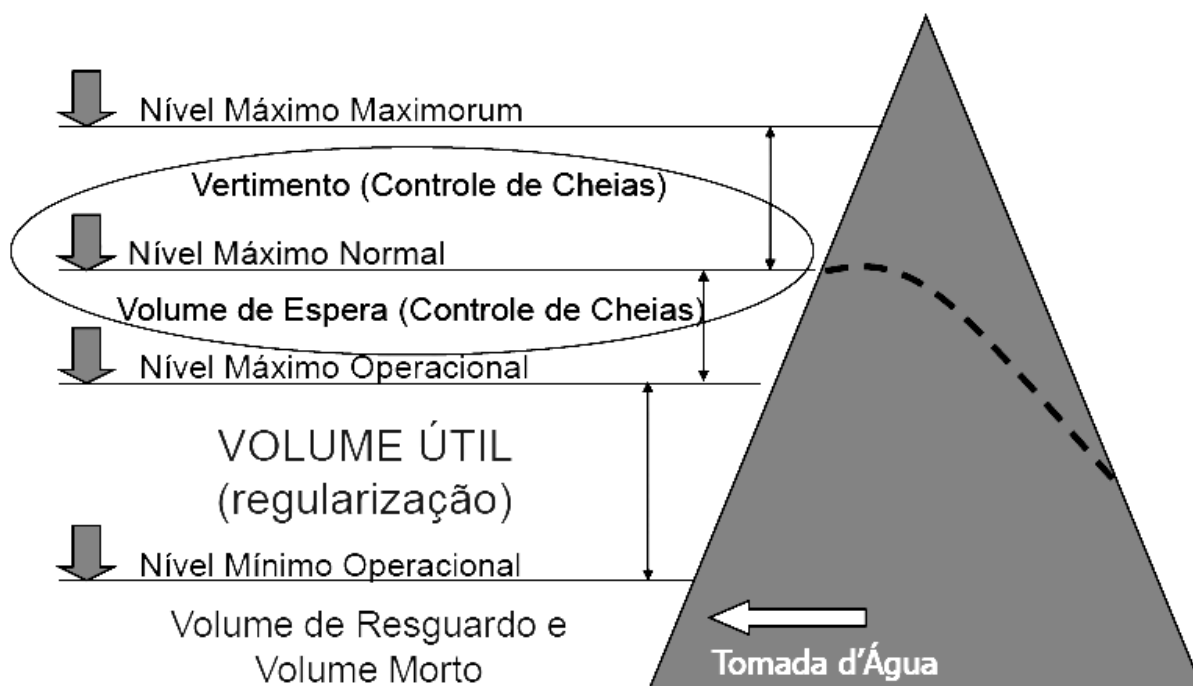
## **2.2 VOLUME DE ESPERA**

O volume de espera corresponde à parcela do volume útil do reservatório destinada ao amortecimento de ondas de cheia, com vistas ao atendimento às restrições de vazão de jusante. Estas restrições são, em geral, ditadas pela capacidade da calha do canal de jusante e pelo não comprometimento da infraestrutura existente, como pontes, rodovias ou áreas urbanas. Portanto, trata-se de uma restrição que visa a proteção do vem a jusante.

Este volume é variável de acordo com a época do ano, uma vez que a probabilidade de ocorrência de precipitações intensas varia ao longo do período hidrológico.

Os valores do volume de espera para cada usina foram retirados do Plano Anual de Prevenção de Cheias Ciclo 2011/2012 da ONS e estão apresentados na forma de gráfico no ANEXO III - Gráficos de volumes de espera.

A Figura 10 mostra um esquema de uma usina de regularização onde se observam os níveis: mínimo operacional, máximo operacional, máximo normal e máximo maximorum; assim como os volumes: de resguardo e morto, útil, de espera e vertimento.



**Figura 10 - Esquema de uma usina de regularização (notas de aula de PHD2308 Hidrologia Ambiental)**

De um modo geral, o planejamento da expansão do sistema de aproveitamento do potencial hidroelétrico tem sido feito sem grandes considerações do seu impacto nos outros usos do recurso hídrico. Por outro lado, a operação deste sistema já há muito tempo tem sido feito procurando compatibilizar os requisitos de atendimento da demanda de energia elétrica com demanda de outros setores. O exemplo mais importante é a utilização de parte da capacidade de armazenamento destes reservatórios para a atenuação dos picos de cheia, o que vem sendo feito desde a década de 70. (DAMAZIO, 1988)

A incorporação do controle de cheias cria uma situação de conflito para o planejamento da operação dos reservatórios: para maximizar a geração de energia deve-se manter os reservatórios o mais cheios possível enquanto que o controle de cheias requer exatamente o contrário. Em consequência, o planejamento da operação deve procurar minimizar este conflito evitando o desperdício através de uma coordenação cuidadosa da alocação de volumes de espera em cada reservatório do sistema. Um bom plano de operação de sistemas de reservatórios para controle de cheias deve considerar os seguintes aspectos (COSTA [3] citado por DAMAZIO, 1988):

- a) Definição das restrições do sistema; ou seja, das seções que devem ser protegidas (pontes, fazendas, cidades, etc.) e dos limites de vazões a partir das quais ocorrem prejuízos;
- b) Determinação de risco: A probabilidade de rompimento das restrições do sistema deve ser mantida abaixo de um valor previamente selecionado. A avaliação desta probabilidade deve incorporar a política de operação dos reservatórios bem como a natureza estocástica das vazões afluentes (distribuição marginal de probabilidades, correlação espacial e temporal, sazonalidade), tempo de viagem entre os reservatórios e os locais a serem protegidos, atenuação dos picos de cheia devido à propagação no canal, etc.;
- c) Previsão de Vazões: O conhecimento da onda de cheia que está chegando aos reservatórios permite antecipar ou evitar operações de emergência. Por outro lado os erros de previsão podem levar a decisões equivocadas. A elaboração do plano deve considerar o desempenho do modelo de previsão que será adotado na operação em tempo real do sistema.
- d) Alocação Ótima dos Volumes de Espera: As seleções de quais reservatórios do sistema realizam o controle de cheias e a determinação do volume de espera a ser alocado em cada reservatório deve ser feita considerando a operação interligada do sistema. A otimalidade da solução proposta está relacionada ao uso conservativo da água armazenada.

Segundo Damazio (1988), existem três métodos para o cálculo do volume de espera que parte da equação da continuidade, que escrita de forma discreta é dada por:

$$w(t) = w(t-1) + q(t) - r(t) \quad (1)$$

Onde:

$w(t)$  é o armazenamento no instante  $t$ ;

$q(t)$  é o volume afluente no intervalo de tempo  $(t-1, t)$  e;

$r(t)$  é o volume defluente no intervalo de tempo  $(t-1, t)$ . (DAMAZIO, 1988)

- Métodos Determinísticos: feita supondo-se uma série de volumes afluentes procurando-se descobrir a menor capacidade que deve ser alocada para a laminação da série de volumes afluentes considerada de forma a garantir  $r(t) \leq M$ ,  $t=t_0, \dots, T$ , onde  $M$  é o máximo volume defluente que não causa danos a jusante. (DAMAZIO, 1988)
- Métodos Estocásticos: são aqueles que consideram a incerteza quanto às sequências de afluições que atingirão o projeto durante, digamos, a sua vida útil. Admite-se que o critério de projeto é de limitar a um valor pré-estabelecido a probabilidade de falha num ano, que é o critério usado pelo setor elétrico brasileiro para o cálculo de volumes de espera. (DAMAZIO, 1988)
- Consideração da Sazonalidade: utilizam-se os métodos determinísticos ou estocásticos para bacias onde o regime fluvial apresenta nitidamente uma estação molhada e uma estação seca, mas que torna mais complexa a aplicação dos modelos. PEREIRA et al [20], consideram o problema de definir a curva de volumes de espera  $K(t)$  para um reservatório usando o modelo determinístico.

## 2.3 RESTRIÇÕES OPERATIVAS HIDRÁULICAS DAS USINAS DE ESTUDO

A Tabela 3 mostra o levantamento das restrições operativas hidráulicas das usinas de reservação de estudo, no inventário das restrições da ONS (2011), com exceção da usina de Jupia que é a fio d'água. Nesta tabela percebe-se que existem restrições de montante e de jusante: vazões máximas e mínimas, níveis máximos e mínimos, assim como Taxa de Variação Máxima das Defluências/Níveis.

### Prevenção e controle de cheias no âmbito do SIN - Breve histórico

A partir de 1977 a área de planejamento da operação dos sistemas elétricos interligados brasileiros começou a contemplar sistematicamente o controle de cheias. Para tal, contribuíram as grandes enchentes verificadas na bacia do rio Grande em fevereiro daquele ano, as quais provocaram diversos danos, incluindo o rompimento das barragens de Euclides da Cunha e Armando de Salles Oliveira (Limoeiro), localizadas em um dos seus afluentes, o rio Pardo.

Desta forma, em 1977, o GCOI (Grupo Coordenador para Operação Interligada) constituiu a CECCA (Comissão de Estudos para Controle de Cheias e Armazenamento), com o objetivo de estudar e propor uma metodologia aplicável à operação de controle de cheias do sistema de reservatórios da bacia do rio Grande. No ano seguinte, a metodologia adotada foi estendida para os rios Paranaíba e Paraná.

A partir de 1979, foi constatado que o suporte técnico-hidrológico do GCOI deveria ser mais amplo e de caráter permanente, sendo então dissolvida a CECCA e criado o Grupo de Trabalho de Estudos Hidrológicos - GTEH, no âmbito do Subcomitê de Estudos Energéticos - SCEN do GCOI.

No ano de 1979, após a criação do GTEH, tem início também a participação do CEPEL (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - Grupo ELETROBRÁS) nos trabalhos e pesquisas na área de controle de cheias.

Ao longo dos anos, o GTEH, depois denominado GTHO (Grupo de Trabalho de Hidrologia Operacional), ampliou os estudos de controle de cheias e implementou o acompanhamento e a coordenação da operação de sistemas de reservatórios situados nas bacias dos rios Grande, Paranaíba, Paraná, São Francisco, Paraíba do Sul e Iguaçu, os quais apresentavam a característica comum de possuírem aproveitamentos hidrelétricos pertencentes a diferentes empresas. Com o processo de reestruturação do

setor elétrico brasileiro, iniciado a partir da segunda metade da década de 90, em 1999 extinguiu-se o GCOI e suas atribuições foram absorvidas pelo ONS. Dessa forma, a partir daquele ano, os estudos de prevenção de cheias e a coordenação da operação de controle de cheias passaram a ser atribuição do ONS, com a participação dos Agentes de Geração com aproveitamentos nos sistemas de reservatórios considerados, ampliando para outras bacias como as dos rios Jequitinhonha, Parnaíba e Jacuí. (ONS, 2011c)

Tabela 3 – Restrições Operativas Hidráulicas das Usinas de Acumulação

Cod. Us.	Usinas	Restrições de Montante			Restrições de Jusante			
		Nível Mínimo (m)	Nível Máximo (m)	Nível Mínimo (m)	Nível Máximo (m)	Vazão Mínima (m <sup>3</sup> /s)	Vazão Máxima (m <sup>3</sup> /s)	Taxa de Variação Máxima das Defluências/Níveis
1	CAMARGOS	-	-	-	-	34	1170 (em Itutinga)	IOR
6	FURNAS	-	-	-	-	-	4000	2000 m <sup>3</sup> /s/dia
7	M. DE MORAES	663,5 (75,3% VU), 664,01 (80% VU) para alocação de volume de espera.	-	-	-	-	4400	2000 m <sup>3</sup> /s/dia
14	CACONDE	-	-	-	-	32	600	IOR
17	MARIMBONDO	-	-	-	-	1100 (turbinada mínima entre 01/10 a 30/04)	8000	2000 m <sup>3</sup> /s/dia
18	A. VERMELHA	-	-	-	-	-	-	2000 m <sup>3</sup> /s/dia
24	EMBORCACAO	-	-	-	-	100 fora do período de Piracema e 136 no período de Piracema.	5000	2500 m <sup>3</sup> /s/dia
25	NOVA PONTE	-	-	-	-	55 (vazão mínima média mensal histórica)	2000	2000 m <sup>3</sup> /s/dia

		Restrições de Montante				Restrições de Jusante		
26	MIRANDA	-	-	-	-	64 (vazão mínima média mensal histórica) fora do período de Piracema e 100 se o vertedor estiver aberto.	3600	84 m <sup>3</sup> /s/0,5h e 2500 m <sup>3</sup> /s/dia
30	CORUMBA I	-	-	-	-	120	-	-
31	ITUMBIARA	-	-	-	-	310 (turbinada mínima de 22/12/2006 a 28/02/2007)	7000	2500 m <sup>3</sup> /s/dia
33	SÃO SIMAO	-	-	-	-	450 (vazão mínima média mensal histórica)	16000	2500 m <sup>3</sup> /s/dia
37	BARRA BONITA	446,5	IOR	-	429,6	-	2000	IOR
40	PROMISSAO	381	-	357	359,5	160	IOR	IOR
44	I. SOLT. EQV	-	-	-	-	-	-	Para Qd > 8000 (taxa máxima de variação da Qd é 10% da anterior)

	Restrições de Montante				Restrições de Jusante			
45	JUPIÁ (Fio d'água)					16000 (condicionada a uma vazão máxima de 24000 no posto de Porto São José) 19000 (IOR)	4000	Reduzir Qd de 5000 para 4000: max 500 m <sup>3</sup> /s/0,5h. Para Qd>9000 taxa máx de variação da Qd é 10% da anterior (limitada a 2000 m <sup>3</sup> /s)
46	P. PRIMAVERA	-	-	-	-	4600 (ictiofauna) 5500 (navegabilidade)	24000 (Em Porto São José)	Para Qd> 10000 m <sup>3</sup> /s: taxa máxima de variação da Qd é 10% da anterior.
47	A.A. LAYDNER (Jurumirim)	-	-	-	-	147	1200	Para Qd>= 700 m <sup>3</sup> /s: taxa máxima de variação da Qd é 10% da horária anterior.
49	CHAVANTES	-	-	-	IOR	73 (mínima do Histórico)	2000, 1700 (IOR)	Para Qd>= 1000 m <sup>3</sup> /s: taxa máxima de variação da Qd é 10% da horária anterior.

	Restrições de Montante	Restrições de Jusante
61 CAPIVARA	- - - -	192 (mínima do Histórico) - Para $Q_d \geq 3000$ m <sup>3</sup> /s: taxa máxima de variação da $Q_d$ de 10% da anterior.

## **2.4 Histórico do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD)**

### **2.4.1 Preço de Liquidação das Diferenças (PLD)**

O PLD (Preço de Liquidação das Diferenças) é utilizado para valorar a compra e a venda de energia no Mercado de Curto Prazo.

O ONS utiliza uma cadeia de modelos de otimização para determinar o despacho de mínimo custo de operação (CASTRO; LEITE, 2008 apud RODRIGUES et al, 2001). Os modelos usam programação dinâmica dual estocástica para definir o perfil das unidades de geração, para cada horizonte de planejamento, visando calcular o custo marginal de operação no curto prazo (CMO) para os quatro submercados. Através de dados com base nas condições hidrológicas, na demanda de energia, nos preços de combustível, no custo de déficit, na entrada de novos projetos e na disponibilidade de equipamentos de geração e transmissão, o modelo de precificação obtém o despacho (geração) ótimo para o período em estudo, definindo a geração hidráulica e a geração térmica para cada submercado. Como resultados desse processo são obtidos os Custos Marginais de Operação (CMO) para o período estudado, para cada patamar de carga e para cada submercado.

O operador do mercado utiliza os mesmos modelos de otimização do ONS para determinar o preço de liquidação de diferenças (PLD) em base semanal, para três patamares de carga (carga pesada, média e leve) e para cada submercado. Esses preços são limitados por um preço mínimo e um preço máximo, na seguinte faixa:  $R\$ 12,20/MWh \geq PLD \leq R\$ 727,52/MWh$  (2011). Por existirem os limites máximo e mínimo, entre outras considerações, o PLD pode diferir do CMO.

Cabe ressaltar que o despacho de sistemas térmicos é resolvido carregando as usinas em ordem crescente em relação ao custo de produção até suprir a demanda, considerando as restrições envolvidas.

### **2.4.2 Metodologia**

Para futuros cálculos que venham a relacionar um ganho na geração de energia elétrica, que seria diretamente convertido em redução da geração termelétrica, foi levantado o histórico do PLD da CCEE.

O histórico compreende o período de 30 de junho de 2001 até 18 de maio de 2012, separados por preços semanais, pelo patamar de carga (leve, médio e

pesado) e por regiões Sudeste, Sul, Nordeste e Norte. Para o presente trabalho foi utilizado o preço médio da região Sudeste.

Foi utilizado o histórico a partir de fevereiro de 2002 a fevereiro de 2012, pois entre 2001 e início de 2002 consistiu no período do “apagão”, onde os valores de PLD eram muito elevados.

### 2.4.3 Resultados

O PLD médio obtido do histórico da região Sudeste foi de R\$60/MWh (Figura 15). Vale lembrar que o PLD é o valor da termelétrica mais cara em operação.

Durante este período percebe-se que em 10% do tempo o PLD ficou próximo de R\$140/MWh, em 50% de R\$58/MWh e em 70% de R\$18/MWh (Figura 16).

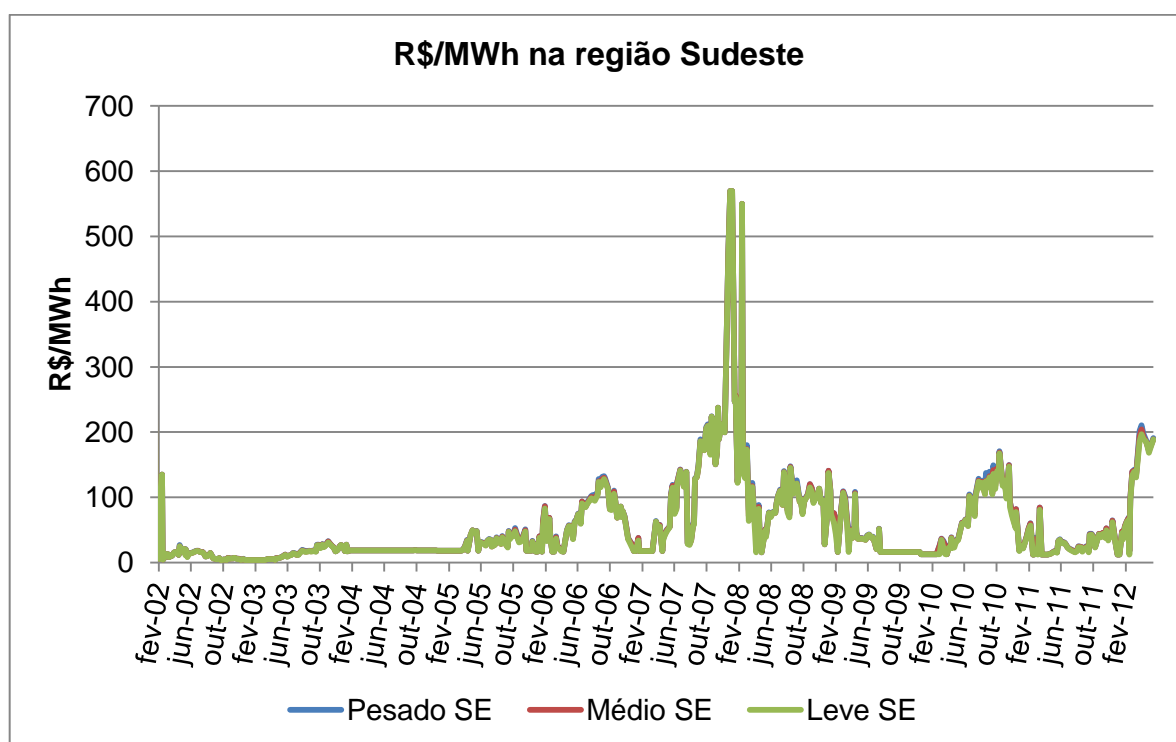


Figura 11 - Histórico de PLD para região Sudeste (R\$/MWh) (baseado na CCEE, 2012)

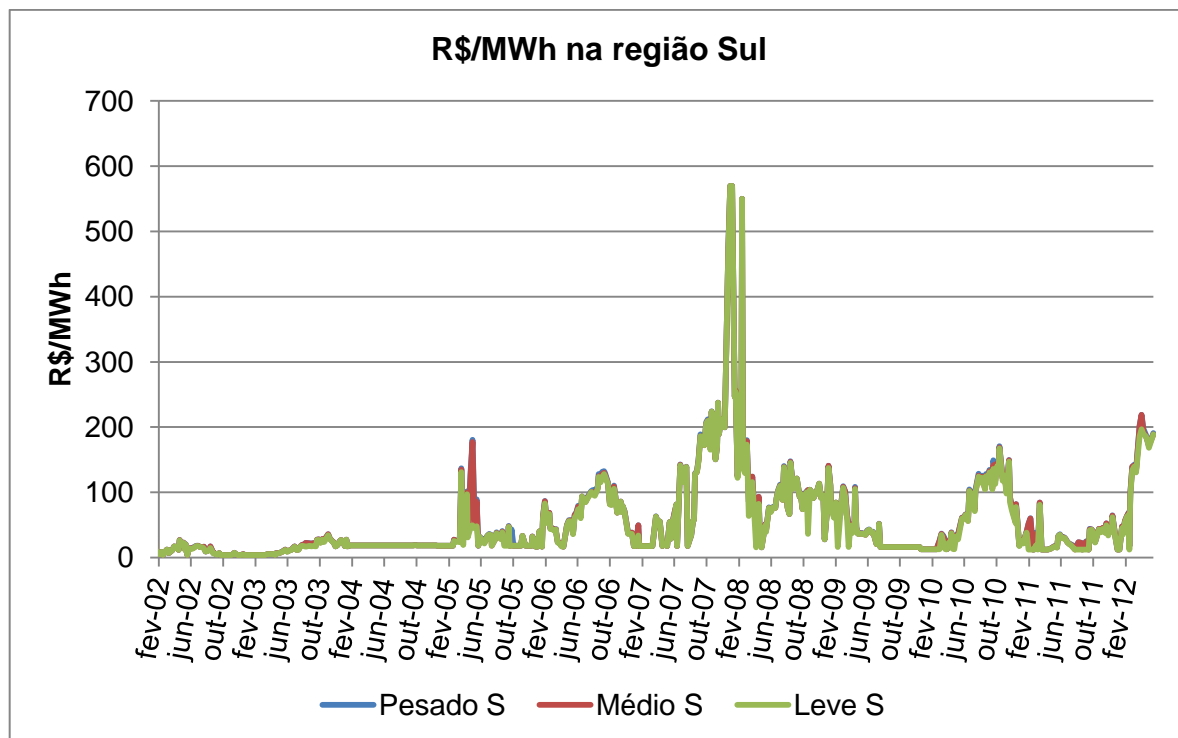


Figura 12 - Histórico de PLD para região Sul (R\$/MWh) (baseado na CCEE, 2012)

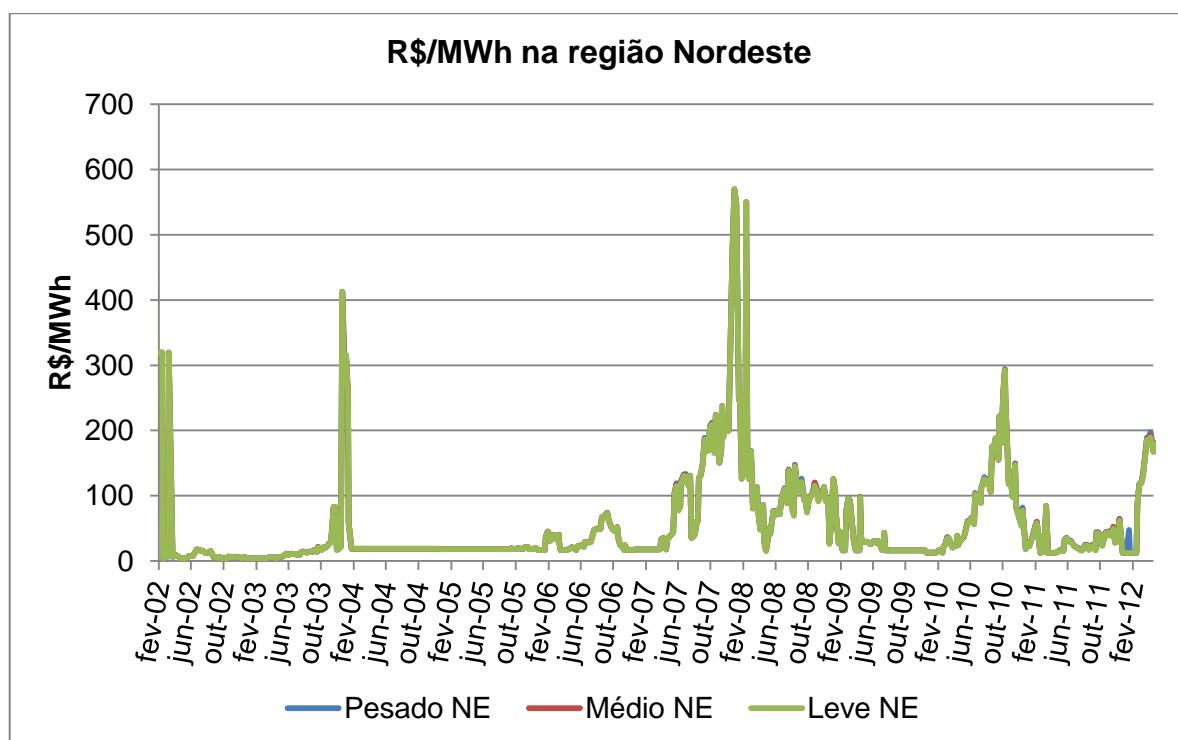


Figura 13 - Histórico de PLD para região Nordeste (R\$/MWh) (baseado na CCEE, 2012)

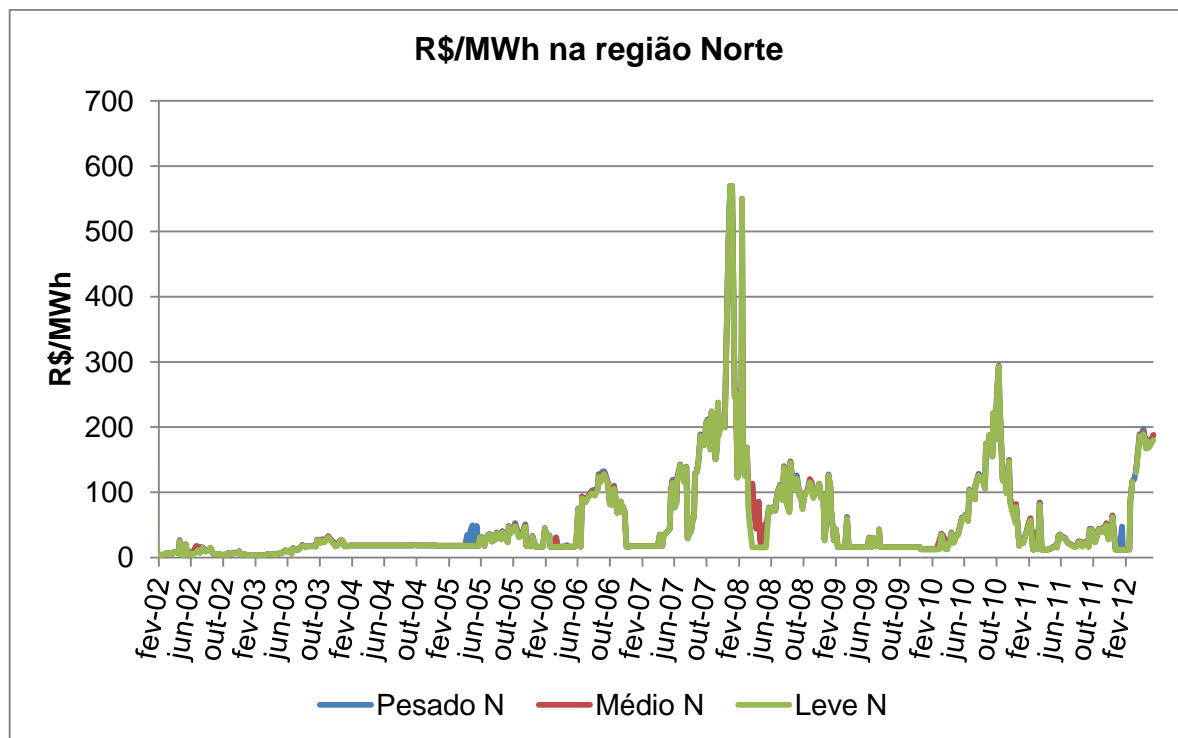


Figura 14 - Histórico de PLD para região Norte (R\$/MWh) (baseado na CCEE, 2012)

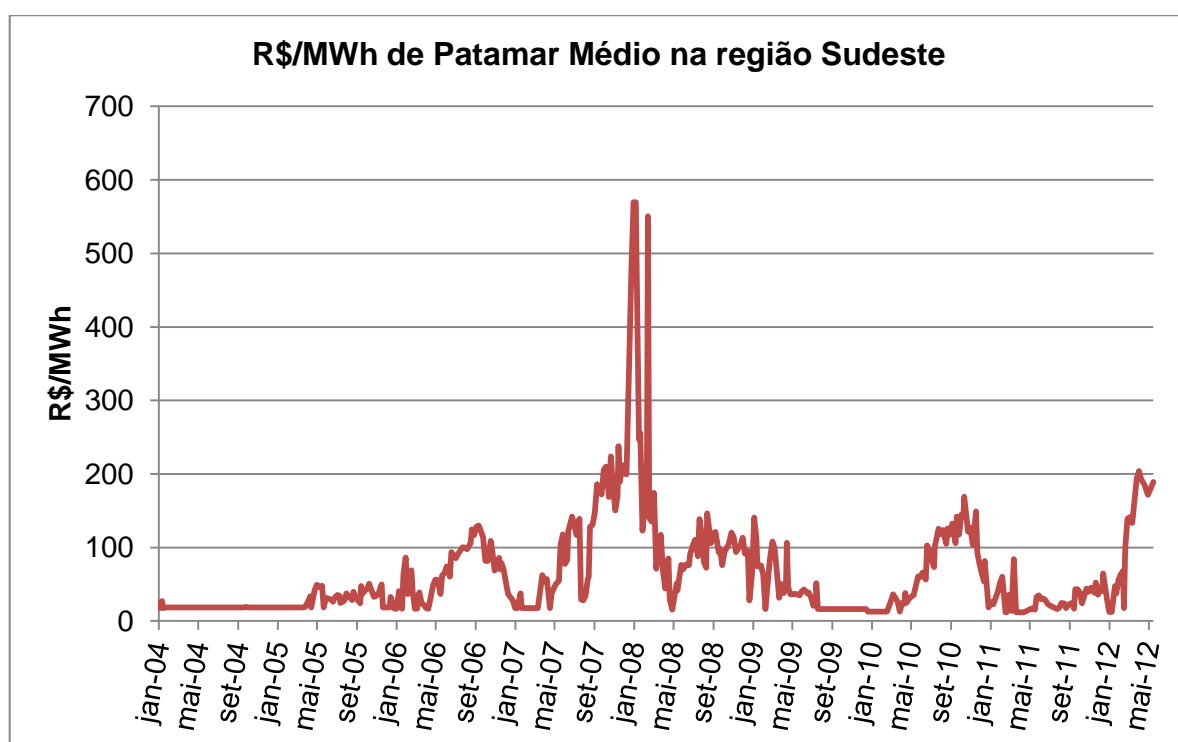


Figura 15 - Histórico de PLD Médio para região Sudeste (R\$/MWh) (baseado na CCEE, 2012)

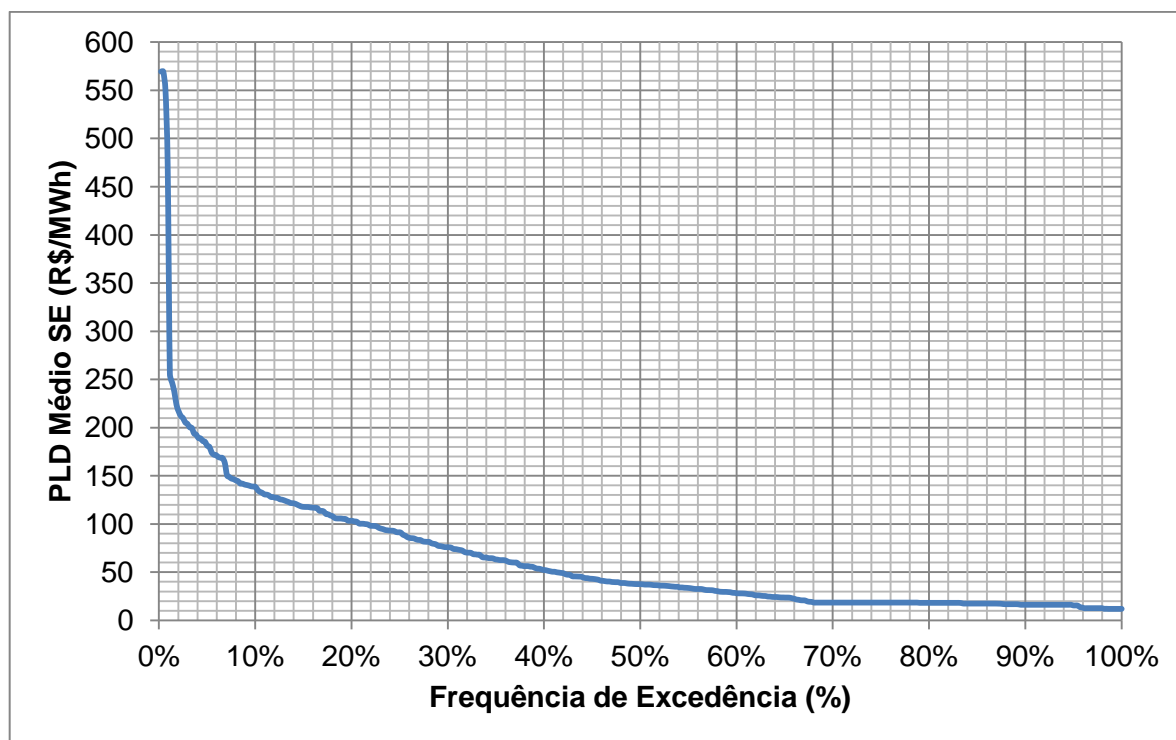


Figura 16 – Curva de frequência de excedência do PLD Médio Sudeste

## 2.5 Séries históricas de vazão

O HIDROTERM possui em seu banco de dados as séries históricas de vazão de cada usina. Como dito anteriormente, os dados foram retirados do *deck* do NEWAVE e DECOMP do ONS, publicados pela CCEE. Estes mesmos dados estão disponíveis no site do ONS na forma de planilhas.

Os dados compreendem o período entre janeiro de 1931 e dezembro de 2010 e já estão consistidos.

As séries estão apresentadas no anexo IV - série de vazões afluentes.

No ANEXO II - Estacionariedade da série, é mostrado uma análise da estacionariedade para o presente projeto, que permite avaliar a representatividade da série histórica e também identificar tendências de mudança da média que podem no longo prazo justificar uma reavaliação das medidas de controle de cheia. Como resultado da análise, o histórico de vazões foi considerado não estacionário para o caso de Jupia.

### **3 ANÁLISE DOS DADOS**

#### **3.1 Metodologia**

De posse dos dados hidrológicos e das restrições operativas, foi utilizado o modelo HIDRO para avaliar os impactos dessas restrições sobre a geração da usina e o total do sistema.

Foram selecionados três cenários para a avaliação em diferentes situações: um seco, representado pelo ano inicial de 1950, um úmido com início em 1983 e um médio, com início em 1996, e o sistema foi otimizado procurando gerar o mais próximo da capacidade instalada na bacia e de maneira mais constante possível. Todos os cenários utilizados na otimização tiveram início em abril (fim do período úmido), horizonte de 5 anos e volume inicial e final de armazenamento iguais a 80% do volume útil. Apenas as usinas da bacia do Paraná foram consideradas na simulação, e apenas as que possuem volume de espera foram analisadas posteriormente.

Os cenários de otimização realizados nessa etapa foram similares às realizadas no estudo de Gimenes (2011). Num primeiro momento, o sistema foi otimizado em sua configuração original para serem obtidos valores de referência. Em seguida, foram desconsideradas as restrições de volume máximo de uma das usinas e, então, realizada uma nova otimização, destacando a potência média gerada pelo sistema e a potência média da usina. A seguir, retornou-se o valor de volume de espera original para a primeira usina e desconsiderado o da usina seguinte, prosseguindo desta forma até ser obtido, para cada usina com restrição de volume, o valor que poderia ser gerado caso a restrição não existisse.

Por fim, foi realizada uma otimização em que todas as usinas tiveram seus volumes de espera desconsiderados, a fim de se obter uma dimensão do impacto que essas restrições causam em conjunto na geração de energia.

Nesta segunda etapa foram realizadas novas otimizações com o banco de dados atualizado e as características de Porto Primavera corrigidas.

## 3.2 Resultados

Os resultados de cada cenário de otimização estão apresentados a seguir. A Tabela 4 mostra os resultados do cenário seco, a Tabela 5 traz os resultados do cenário úmido e a Tabela 6 apresenta os resultados do cenário médio.

A coluna “Energia Produzida (MWmed) com V.E.” traz os valores de energia gerada de cada usina quando o sistema é otimizado em sua configuração original. A coluna “Energia Produzida (MWmed) sem V.E.” mostra a energia gerada na usina quando o seu volume de espera é desconsiderado. A coluna “Energia Produzida (MWmed) nenhum V.E.” traz a Energia Gerada na usina quando todos os volumes de espera são desconsiderados. A coluna a seguir mostra a diferença percentual entre a geração na usina com e sem volume de espera. A última coluna mostra a diferença entre a geração da usina com volume de espera e a geração da usina quando todo o sistema tem os volumes de espera desconsiderados.

Tabela 4 - Análise da variação de energia por usina para o cenário de 1950

Cod. Us.	Usinas	Energia Produzida (MWmed) com V.E.	Energia Produzida (MWmed) sem V.E.	Energia Produzida (MWmed) nenhum V.E.	$\Delta$ EnProd apenas uma usina sem V.E. (%)	$\Delta$ EnProd nenhum V.E. (%)
1	CAMARGOS	22,3	23,8	23,6	6,63	6,14
6	FURNAS	600,5	600,6	597,1	0,02	-0,57
7	M. DE MORAES	315,1	321,4	320,3	1,98	1,64
14	CACONDE	35,9	35,9	35,6	0,02	-0,94
17	MARIMBONDO	692,7	693,0	693,4	0,05	0,10
18	A. VERMELHA	855,3	855,3	865,8	0,00	1,23
21	SERRA FACAO	112,8		111,6		-1,06
24	EMBORCACAO	527,1	527,1	522,8	0,00	-0,82
25	NOVA PONTE	271,4	271,4	270,1	0,00	-0,47
26	MIRANDA	191,0		191,0		-0,02
29	CORUMBA IV	73,5		73,5		0,01
30	CORUMBA I	243,7		242,3		-0,20
31	ITUMBIARA	943,3	943,7	942,5	0,04	-0,09
33	SÃO SIMAO	1.291,4	1.304,1	1.304,2	0,98	0,99
37	BARRA BONITA	57,7	59,4	58,6	2,89	1,47
40	PROMISSAO	117,1	118,4	118,5	1,11	1,17
44	I. SOLT. EQV	1.956,5	1.982,2	1.985,0	1,32	1,46
46	P. PRIMAVERA	954,1		1.034,3		8,41
47	A.A. LAYDNER	45,1	45,6	45,4	1,14	0,76
49	CHAVANTES	153,5	154,4	154,3	0,55	0,51
61	CAPIVARA	303,9	305,5	305,2	0,52	0,44
203	CORUMBA III	55,4		55,3		-0,14
290	ESPORA	21,5		21,4		-0,45
	<b>Máximo:</b>	<b>1.956,5</b>	<b>1.982,2</b>	<b>1.985,0</b>	<b>6,63%</b>	<b>8,41%</b>
	<b>Mínimo:</b>	<b>21,5</b>	<b>23,8</b>	<b>21,4</b>	<b>0,00%</b>	<b>-1,06%</b>

Tabela 5 - Análise da variação de energia por usina para o cenário de 1983

Cod. Us.	Usinas	Energia Produzida (MWmed) com V.E.	Energia Produzida (MWmed) sem V.E.	Energia Produzida (MWmed) nenhum V.E.	$\Delta$ EnProd apenas uma usina sem V.E. (%)	$\Delta$ EnProd nenhum V.E. (%)
1	CAMARGOS	25,7	27,1	27,4	5,49	6,57
6	FURNAS	819,4	823,8	827,6	0,54	1,01
7	M. DE MORAES	393,4	399,6	401,4	1,59	2,04
14	CACONDE	47,6	47,9	47,7	0,50	0,07
17	MARIMBONDO	1.000,7	1.012,3	1.001,9	1,16	0,12
18	A. VERMELHA	1.170,3	1.181,2	1.188,0	0,93	1,52
21	SERRA FACAO	110,5		110,5		-0,05
24	EMBORCACAO	522,1	522,4	521,6	0,07	-0,09
25	NOVA PONTE	329,5	329,7	329,7	0,06	0,05
26	MIRANDA	238,2		238,2		0,00
29	CORUMBA IV	74,8		74,8		0,02
30	CORUMBA I	244,2		244,0		-0,08
31	ITUMBIARA	1.014,7	1.015,5	1.014,1	0,07	-0,06
33	SÃO SIMAO	1.502,5	1.502,6	1.502,3	0,00	-0,01
37	BARRA BONITA	75,4	76,8	76,1	1,85	0,95
40	PROMISSAO	166,3	167,7	167,4	0,85	0,64
44	I. SOLT. EQV	2.829,2	2.860,6	2.880,7	1,11	1,82
46	P. PRIMAVERA	1.325,2		1.324,2		-0,08
47	A.A. LAYDNER	60,2	61,4	61,3	2,11	1,84
49	CHAVANTES	208,5	210,7	211,5	1,05	1,44
61	CAPIVARA	403,9	406,0	407,0	0,51	0,77
203	CORUMBA III	55,2		55,1		-0,03
290	ESPORA	27,4		27,6		0,54
	<b>Máximo:</b>	<b>2.829,2</b>	<b>2.860,6</b>	<b>2.880,7</b>	<b>5,49%</b>	<b>6,57%</b>
	<b>Mínimo:</b>	<b>25,7</b>	<b>27,1</b>	<b>27,4</b>	<b>0,00%</b>	<b>-0,09%</b>

Tabela 6 - Análise da variação de energia por usina para o cenário de 1996

Cod. Us.	Usinas	Energia Produzida (MWmed) com V.E.	Energia Produzida (MWmed) sem V.E.	Energia Produzida (MWmed) nenhum V.E.	$\Delta$ EnProd apenas uma usina sem V.E. (%)	$\Delta$ EnProd nenhum V.E. (%)
1	CAMARGOS	22,1	23,7	23,7	7,28	7,46
6	FURNAS	651,7	652,4	652,1	0,10	0,05
7	M. DE MORAES	337,7	344,2	344,4	1,94	1,98
14	CACONDE	39,7	39,8	39,9	0,11	0,46
17	MARIMBONDO	852,5	863,3	854,7	1,27	0,26
18	A. VERMELHA	1.040,9	1.054,3	1.056,4	1,29	1,49
21	SERRA FACA O	85,8		85,2		-0,68
24	EMBORCACAO	391,8	391,8	389,1	0,00	-0,68
25	NOVA PONTE	255,6	255,6	255,8	0,01	0,11
26	MIRANDA	195,4		195,4		-0,02
29	CORUMBA IV	59,2		59,2		-0,01
30	CORUMBA I	207,2		207,0		-0,11
31	ITUMBIARA	771,5	772,6	764,0	0,15	-0,97
33	SÃO SIMAO	1.430,2	1.447,3	1.446,7	1,20	1,16
37	BARRA BONITA	73,4	75,0	74,6	2,16	1,64
40	PROMISSAO	164,7	165,6	165,2	0,57	0,31
44	I. SOLT. EQV	2.398,1	2.428,5	2.430,3	1,27	1,34
46	P. PRIMAVERA	1.241,4		1.321,9		6,49
47	A.A. LAYDNER	77,7	77,5	77,0	-0,24	-0,79
49	CHAVANTES	267,8	269,9	269,7	0,79	0,72
61	CAPIVARA	511,2	511,3	501,3	0,03	-1,92
203	CORUMBA III	43,4		43,4		0,02
290	ESPORA	27,4		27,3		-0,45
	<b>Máximo:</b>	<b>2.398,1</b>	<b>2.428,5</b>	<b>2.430,3</b>	<b>7,28%</b>	<b>7,46%</b>
	<b>Mínimo:</b>	<b>22,1</b>	<b>23,7</b>	<b>23,7</b>	<b>-0,24%</b>	<b>-1,92%</b>

Com estes resultados podemos analisar em quais usinas estão as melhores oportunidades de ganho na geração ao se reduzir o volume de espera. As usinas de CAMARGO, MASCARENHAS DE MORAES e ILHA SOLTEIRA EQUIVALENTE foram as únicas que apresentaram ganho maior que 1% nos três cenários sendo a usina de CAMARGO a que obteve maior ganho em todos os cenários.

Para se ter uma ideia melhor do quanto esse ganho representa, a usina de ILHA SOLTEIRA EQUIVALENTE, por exemplo, teve um ganho de cerca de 31 MW na potência média gerada. Em um ano, isso representaria mais de 270.000 MWh gerados, o que resulta numa economia de mais de R\$16.000.000,00 (dezesseis milhões de reais) em geração térmica, levando em conta o PLD médio para a região sudeste. Tal resultado poderia ser multiplicado algumas vezes em cenários de PLD mais elevados, como ocorre nos últimos dois meses (outubro e novembro de 2012).

Este valor é, no entanto, apenas uma referência. Para analisar de fato os ganhos sobre o incremento de geração é preciso analisar o impacto em todo o sistema, visto que o aumento de geração em uma usina pode representar a redução em outra, mas com ganho no total produzido pelo sistema.

Além disso, com a versão atual do modelo HIDROTERM trabalhando de maneira determinística em cenário único, como se houvesse previsão perfeita de vazões afluentes, o resultado pode conseguir acompanhar melhor as curvas de armazenamento e os volumes de espera ao longo do tempo minimizando vertimentos ao mesmo tempo em que busca a recuperação dos armazenamentos. Se forem introduzidas incertezas quanto às vazões afluentes, ou a aplicação da metodologia determinística com revisão periódica como apresentado por Zambon (2011), as perdas de geração talvez sejam ainda maiores.

A Tabela 7 apresenta os resultados para o sistema. Na primeira linha está a energia gerada pelo sistema em suas condições reais. As colunas “EnProd sistema sem V.E.” apresentam a energia produzida pelo sistema quando o volume de espera de uma usina é desconsiderado. A coluna “ $\Delta$ EnProd sistema com e sem V.E.” apresenta o ganho percentual do sistema ao se desconsiderar o volume de espera da usina. As duas últimas linhas mostram a energia produzida pelo sistema quando todos os volumes de espera são desconsiderados e seus respectivos ganhos percentuais.

A Tabela 8, por sua vez, mostra os ganhos absolutos na energia gerada pelo sistema. Com este valor é possível quantificar tanto o ganho energético como o ganho econômico pela redução do volume de espera.

Tabela 7 - Análise das variações de energia para todo o sistema

EnProddo sistema com V.E. (MWmed):		21705,6		30078,4		28513,6	
		1950		1983		1996	
Cod. Us.	Usinas	EnProd	$\Delta$ EnProd	EnProd	$\Delta$ EnProd	EnProd	$\Delta$ EnProd
		sistema sem V.E. (MWmed)	sistema com e sem V.E. (%)	sistema sem V.E. (MWmed)	sistema com e sem V.E. (%)	sistema sem V.E. (MWmed)	sistema com e sem V.E. (%)
1	CAMARGOS	21.707,3	0,008	30.088,8	0,035	28.516,9	0,012
6	FURNAS	21.705,4	-0,001	30.091,0	0,042	28.515,0	0,005
7	M. DE MORAES	21.709,9	0,020	30.091,8	0,045	28.520,5	0,024
14	CACONDE	21.705,6	0,000	30.079,1	0,002	28.513,8	0,001
17	MARIMBONDO	21.710,9	0,024	30.106,2	0,092	28.533,5	0,070
18	A. VERMELHA	21.713,2	0,035	30.091,7	0,044	28.526,6	0,046
24	EMBORCACAO	21.705,6	0,000	30.080,7	0,008	28.513,6	0,000
25	NOVA PONTE	21.705,6	0,000	30.079,9	0,005	28.513,9	0,001
31	ITUMBIARA	21.705,7	0,000	30.084,7	0,021	28.517,4	0,013
33	SÃO SIMAO	21.716,8	0,052	30.085,5	0,024	28.526,9	0,047
37	BARRA BONITA	21.707,9	0,011	30.083,8	0,018	28.519,3	0,020
40	PROMISSAO	21.706,7	0,005	30.082,0	0,012	28.516,5	0,010
44	I. SOLT. EQV	21.729,6	0,111	30.099,4	0,070	28.546,2	0,114
47	A.A. LAYDNER	21.705,9	0,001	30.081,7	0,011	28.514,9	0,005
49	CHAVANTES	21.706,3	0,003	30.083,5	0,017	28.517,8	0,015
61	CAPIVARA	21.706,7	0,005	30.076,1	-0,008	28.514,8	0,004
	<b>Máximo:</b>	<b>21.729,6</b>	<b>0,111%</b>	<b>30.106,2</b>	<b>0,092%</b>	<b>28.546,2</b>	<b>0,114%</b>
	<b>Mínimo:</b>	<b>21.705,4</b>	<b>-0,001%</b>	<b>30.076,1</b>	<b>-0,008%</b>	<b>28.513,6</b>	<b>0,000%</b>
	<b>EnProd do sistema, todas sem V.E.:</b>	<b>21.837,1</b>		<b>30.204,4</b>		<b>28.707,2</b>	
	<b><math>\Delta</math>EnProd do sistema com e sem V.E.:</b>	<b>0,61%</b>		<b>0,42%</b>		<b>0,68%</b>	

Tabela 8 – Variações absolutas de energia para todo o sistema

Cod. Us.	Usinas	$\Delta$ EnProd sistema com e sem V.E. (MWmed)		
		1950	1983	1996
1	CAMARGOS	1,7	10,4	3,3
6	FURNAS	-0,2	12,6	1,4
7	M. DE MORAES	4,3	13,4	6,9
14	CACONDE	0,0	0,7	0,2
17	MARIMBONDO	5,3	27,8	19,9
18	A. VERMELHA	7,6	13,3	13,0
21	SERRA FACAO	0,0	2,3	0,0
24	EMBORCACAO	0,0	1,5	0,3
25	NOVA PONTE	0,1	6,3	3,8
26	MIRANDA	11,2	7,1	13,3
29	CORUMBA IV	2,3	5,4	5,7
30	CORUMBA I	1,1	3,6	2,9
31	ITUMBIARA	24,0	21,0	32,6
33	SÃO SIMAO	0,3	3,3	1,3
37	BARRA BONITA	0,7	5,1	4,2
40	PROMISSAO	1,1	-2,3	1,2
44	I. SOLT. EQV	24,0	27,8	32,6
46	P. PRIMAVERA	-0,2	-2,3	0,0
47	A.A. LAYDNER	1,7	10,4	3,3
49	CHAVANTES	-0,2	12,6	1,4
61	CAPIVARA	4,3	13,4	6,9
203	CORUMBA III	0,0	0,7	0,2
290	ESPORA	5,3	27,8	19,9
<b>Máximo:</b>		7,6	13,3	13,0
<b>Mínimo:</b>		0,0	2,3	0,0

Considerando o ganho percentual para o sistema, as usinas de ILHA SOLTEIRA EQUIVALENTE, MARIMBONDO e ÁGUA VERMELHA aparecem entre os quatro maiores ganhos para os três cenários, e a usina de SÃO SIMÃO aparece entre os quatro melhores para dois dos cenários.

Estas quatro usinas também são as que apresentam o maior ganho absoluto para o sistema. Ao contrário da análise individualizada onde usinas pequenas apresentavam grande ganho percentual, na análise do sistema como um todo as usinas de maior porte se destacam.

A Tabela 9 mostra o ganho anual na geração e uma estimativa do valor a ser economizado em geração térmica, considerando a média do PLD para o Sudeste. O ganho na usina de ILHA SOLTEIRA EQUIVALENTE supera os R\$11.000.000,00 (onze milhões de reais) em todos os cenários. É válido ressaltar também que existe um ganho ambiental associado à não ativação de uma usina termelétrica, mas sua quantificação está fora do escopo deste trabalho.

Tabela 9 – Análise da energia gerada e correspondente ganho econômico anual do resultado da otimização

Cod. Us.	Usinas	1950		1983		1996	
		Ganho energético (MWh)	Ganho econômico (milhares de R\$)	Ganho energético (MWh)	Ganho econômico (milhares de R\$)	Ganho energético (MWh)	Ganho econômico (milhares de R\$)
1	CAMARGOS	14.892	894	91.104	5.466	28.908	1.734
6	FURNAS			110.376	6.623	12.264	736
7	M. DE MORAES	37.668	2.260	117.384	7.043	60.444	3.627
14	CACONDE			6.132	368	1.752	105
17	MARIMBONDO	46.428	2.786	243.528	14.612	174.324	10.459
18	A. VERMELHA	66.576	3.995	116.508	6.990	113.880	6.833
24	EMBORCACAO			20.148	1.209		
25	NOVA PONTE			13.140	788	2.628	158
31	ITUMBIARA	876	53	55.188	3.311	33.288	1.997
33	SÃO SIMAO	98.112	5.887	62.196	3.732	116.508	6.990
37	BARRA BONITA	20.148	1.209	47.304	2.838	49.932	2.996
40	PROMISSAO	9.636	578	31.536	1.892	25.404	1.524
44	I. SOLT. EQV	210.240	12.614	183.960	11.038	285.576	17.135
47	A.A. LAYDNER	2.628	158	28.908	1.734	11.388	683
49	CHAVANTES	6.132	368	44.676	2.681	36.792	2.208
61	CAPIVARA	9.636	578			10.512	631

## 4 ESTUDO DE CASO

Em reunião com os engenheiros da CESP foi apresentado o caso da usina de Jupuí. Uma usina que opera a fio d'água na bacia do Paraná e possui uma restrição de vazão defluente.

No rio Paraná, a UHE Eng.º Souza Dias (Jupuí) tem uma restrição de vazão máxima de 16.000 m<sup>3</sup>/s, considerada desde 1980. Com o enchimento do reservatório da UHE Eng.º Sérgio Motta (Porto Primavera), a jusante, e a realocação de ilhéus e ribeirinhos, foi levantada a possibilidade de se eliminar esta restrição. Na cheia ocorrida em janeiro/fevereiro de 2005 foi realizado um intenso monitoramento dessas áreas, pela CESP, que se posicionou pela manutenção da restrição, para a proteção das comunidades a jusante, auxiliando, também, na proteção de comunidades ribeirinhas instaladas em Áreas de Preservação Ambiental, a jusante da UHE Porto Primavera, até o posto fluviométrico Porto São José.

A restrição de vazão máxima de 24.000 m<sup>3</sup>/s no posto fluviométrico Porto São José, no rio Paraná, após a confluência com o rio Paranapanema, foi incorporada aos estudos após a cheia de 1997 e ratificada pela CESP e DUKE Energy após a realização do monitoramento da cheia de janeiro/fevereiro de 2005 nesta região para a proteção de ribeirinhos e comunidades a jusante. (ONS, 2011b)

A CESP possui diversos estudos sobre os impactos dessa restrição em Jupuí e os impactos de sua atenuação. A Figura 17 – Plano anual de prevenção de cheias, 2008/2010 (CESP) mostra o histórico de operação da usina de Jupuí no período entre 2008 e 2010. No gráfico é possível ver a vazão natural afluyente, as vazões defluente e vertidas, a restrição de volume nas usinas a montante de Jupuí impostas pelo Plano Anual de Prevenção de Cheias e o armazenamento nestes reservatórios. A Figura 18 - Plano anual de prevenção de cheias, 2006/2008 (CESP) mostra as mesmas informações para o período entre 2006 e 2008 e a Figura 19 - Plano anual de prevenção de cheias, 1982/1983 (CESP) para o período entre 1982 e 1983, quando não foi considerada a restrição.

Pelos gráficos de 2008/2010 e 2006/2008 é possível ver como a restrição impede que os volumes armazenados sejam recuperados. Este fato é mais evidente no início de 2008, quando o período de chuvas “atrasou” e os reservatórios não conseguiram se encher para passar pelo período seco. De uma maneira geral, a não

recuperação dos reservatórios acarreta em um grande despacho das usinas termelétricas.

Além disso, as quatro usinas que apresentaram maior ganho nas otimizações realizadas são justamente as imediatamente a montante de Jupia, cuja restrição tem impacto nestas usinas.

Desta forma, nosso grupo se propõe neste projeto a analisar o caso da Usina de Jupia, avaliando a possibilidade de se reduzir a restrição operativa, analisando seus impactos a jusante e os ganhos energéticos e econômicos resultantes da mudança.

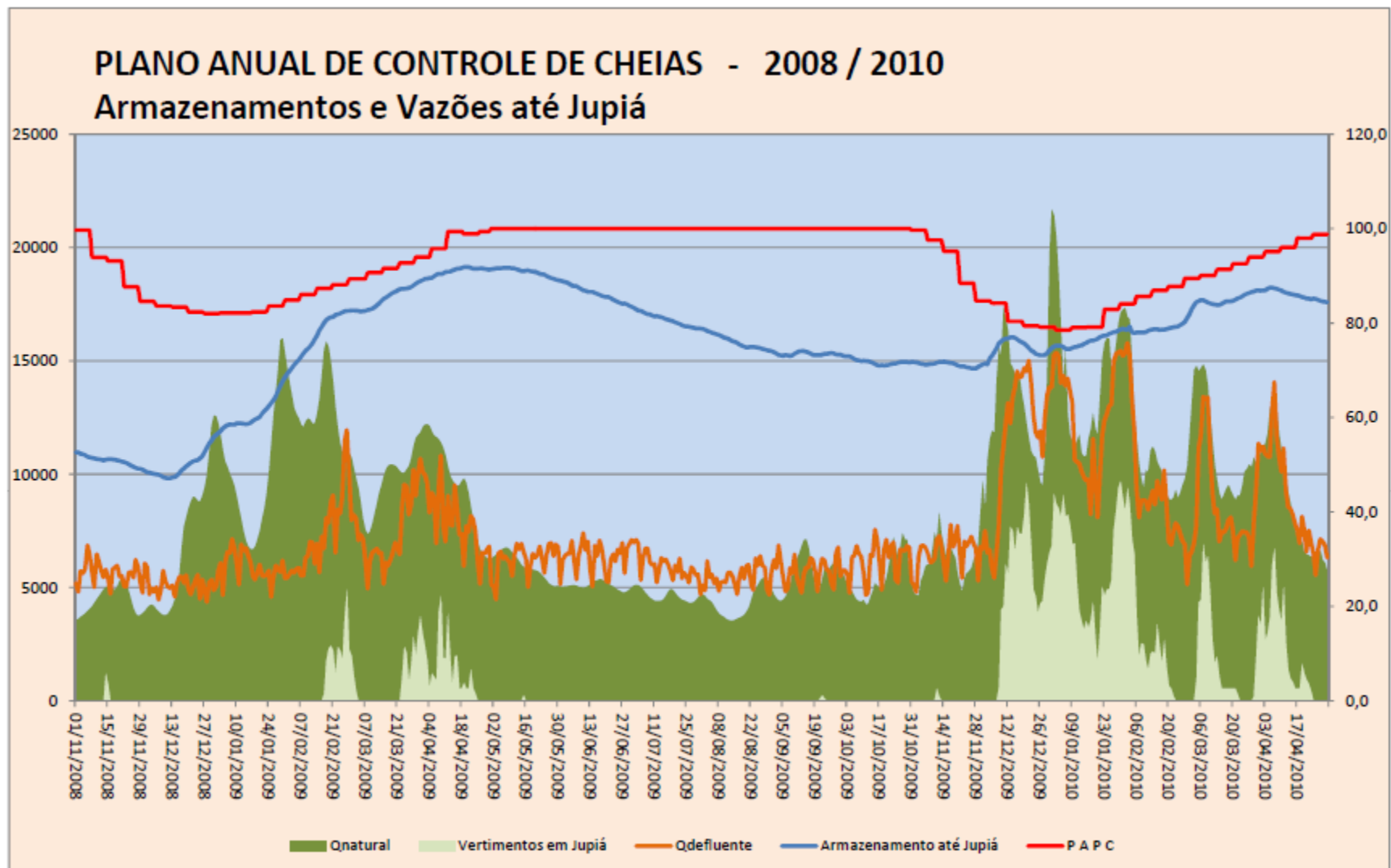


Figura 17 – Plano anual de prevenção de cheias, 2008/2010 (CESP)

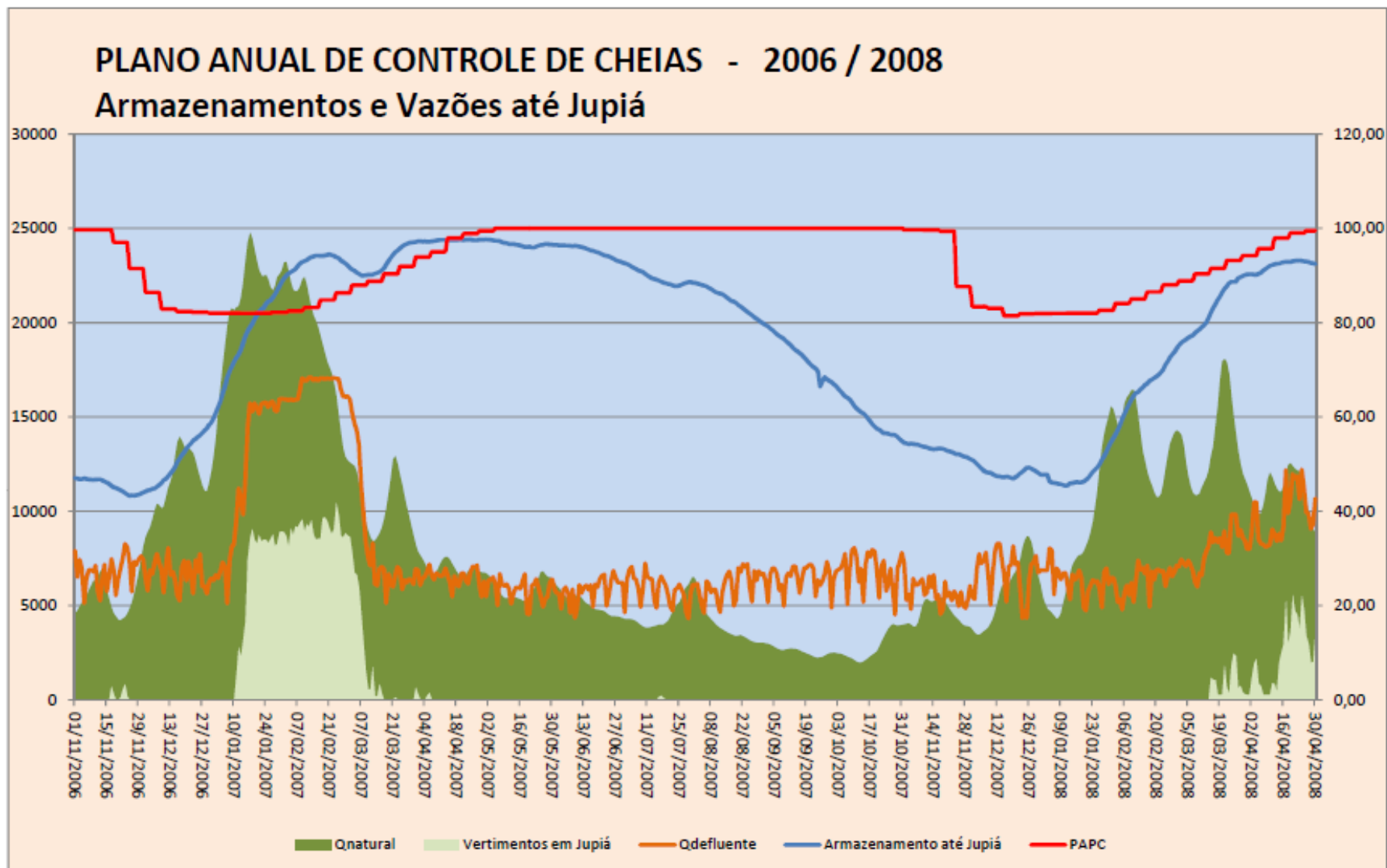


Figura 18 - Plano anual de prevenção de cheias, 2006/2008 (CESP)

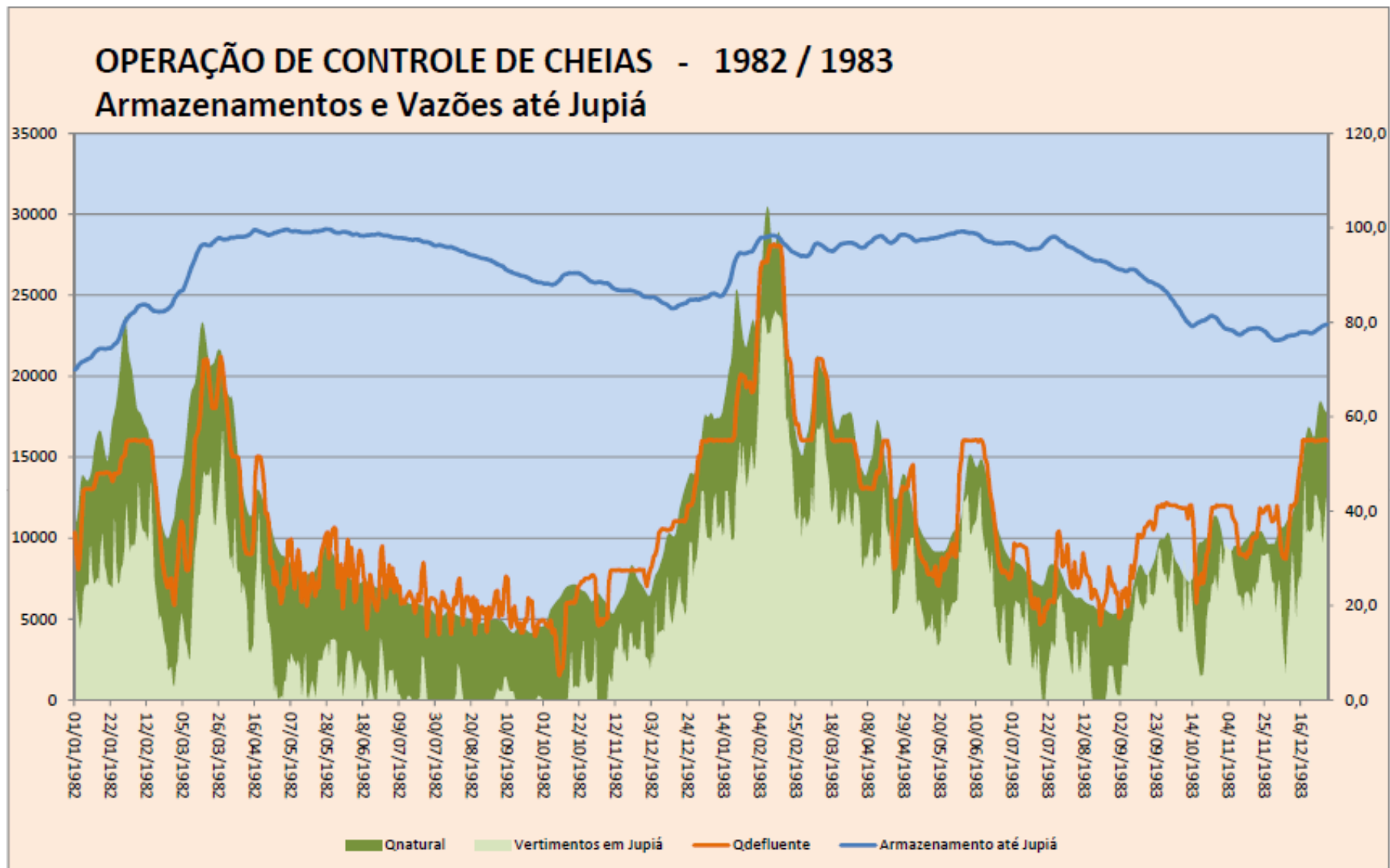


Figura 19 - Plano anual de prevenção de cheias, 1982/1983 (CESP)

## 5 AVALIAÇÃO DA SOLUÇÃO

### 5.1 Critérios

Para a avaliação dos impactos na geração da alteração da restrição de defluência de Jupuíá, definimos primeiro qual seria a nova configuração dos volumes de espera destinados ao controle de cheias. Para tal, utilizamos o Método das Trajetórias Críticas, desenvolvido por Kelman e descrito por Raupp (2008). Neste método admite-se que o volume de espera é nulo no último dia do período chuvoso e calcula-se recursivamente o volume de espera nos demais dias do período chuvoso através de um balanço hídrico:

$$VE(t - 1) = \text{máx}[0, (Q_{AFL}(t - 1) - Q_{RESTR}) \times \Delta t + VE(t)] \quad (2)$$

Onde  $VE(t)$  é o volume de espera ao final do t-ésimo dia,  $Q_{AFL}(t)$  é a vazão média afluente,  $Q_{RESTR}$  é a restrição de defluência do reservatório e  $\Delta t$  é o número de segundos no dia. A Figura 20 mostra o resultado do método aplicado para o período chuvoso entre 2006 e 2007 para a usina de Jupuíá.

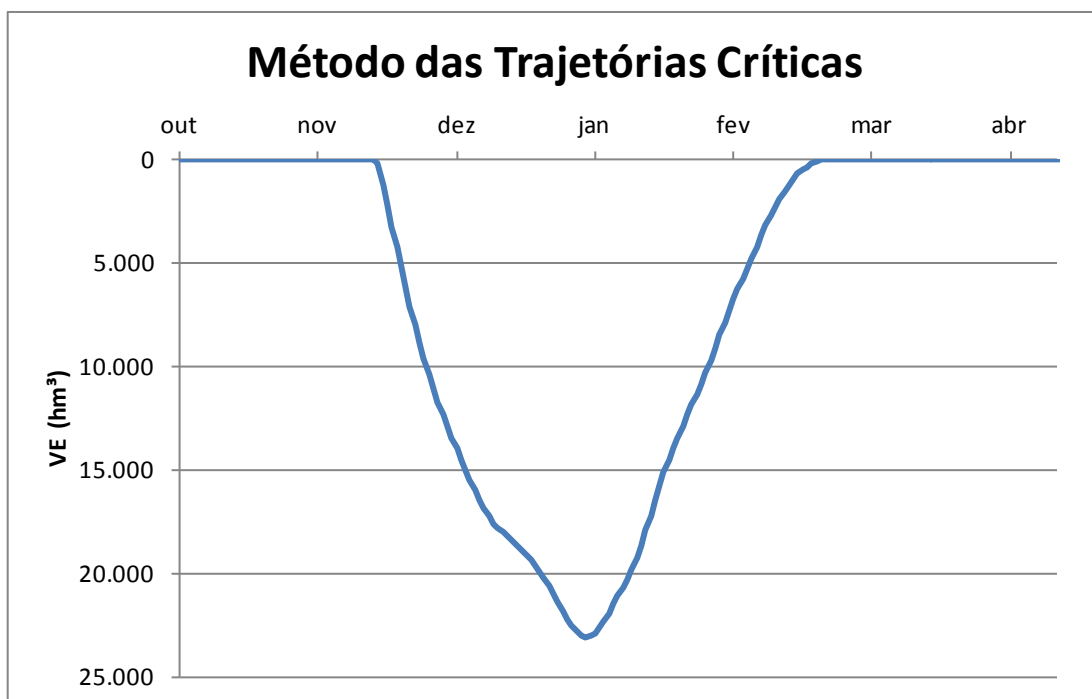


Figura 20 – Exemplo de aplicação do Método das Trajetórias Críticas

Aplicando este método para um ano hidrológico, obtém-se o volume necessário para amortecer a cheia daquele ano. Ao se aplicar para mais anos, é possível definir uma envoltória que garante o amortecimento da cheia para qualquer ano-cenário considerado. Porém, em geral, é inviável garantir o cumprimento da restrição em 100% do tempo, por isso associa-se um risco à proteção, representada pelo Tempo de Retorno.

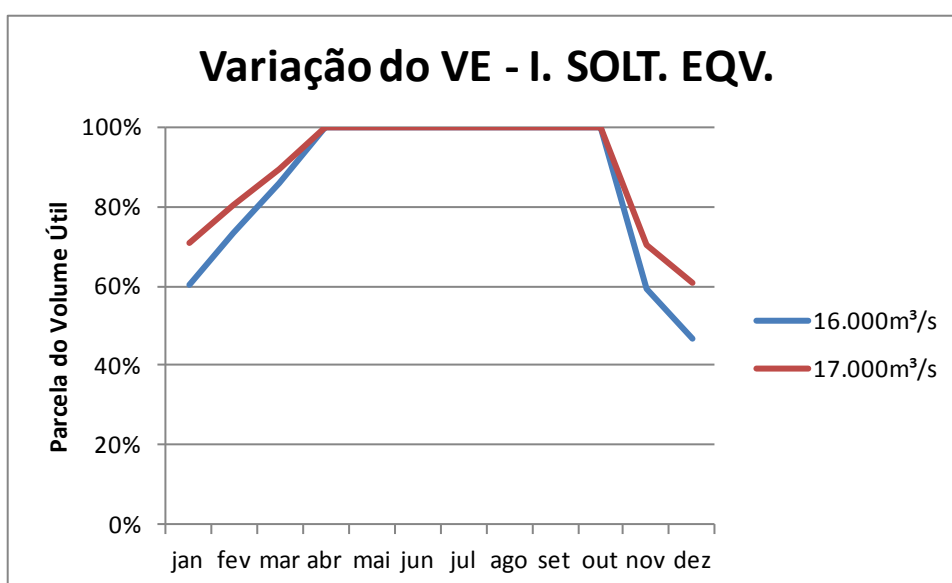
Para se chegar ao volume de espera correspondente ao TR desejado, é necessário selecionar os anos-cenários que não serão protegidos de modo que o TR será igual à razão entre o número de cenários considerados ( $N$ ) e o número de cenários que não serão protegidos ( $N_{np}$ ).

$$TR = \frac{N}{N_{np}} \text{ (Erro! Indicador não definido.)}$$

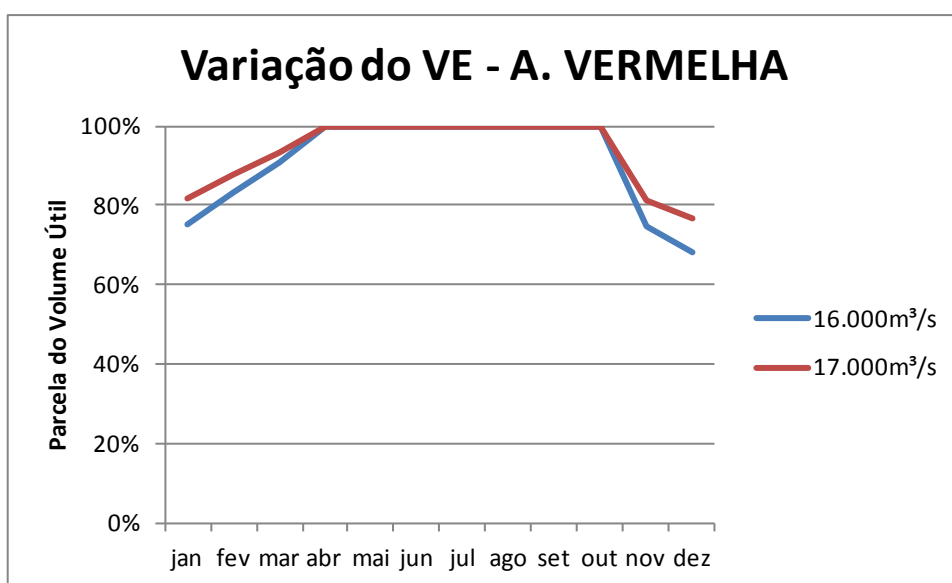
Segundo a CESP, o TR adotado em Jupuí é de 20 anos e foi o valor considerado neste projeto. O critério para a seleção dos cenários não protegidos foi o Critério da Flecha Máxima que descarta os cenários com o maior Volume de Espera máximo. Definiu-se então um volume de espera utilizando a ferramenta Solver do Excel para minimizar este volume, atendendo à restrição de que o TR (calculado pela fórmula acima) fosse maior ou igual a 20 anos.

Essa metodologia foi aplicada considerando a restrição de 16.000 m<sup>3</sup>/s (cenário atual) e depois considerando a restrição como sendo 17.000 m<sup>3</sup>/s (cenário a ser estudado). No entanto, Jupuí é uma usina que opera a fio d'água e o amortecimento das cheias deve ser realizado nas usinas com reservação a montante dela. A maior parte do volume de espera fica concentrada no reservatório imediatamente a montante e uma menor parcela é distribuída entre os demais. Para fins deste estudo, a alocação dos volumes de espera foi feita da seguinte forma: comparou-se o volume obtido para a restrição de 17.000 m<sup>3</sup>/s com a restrição obtida para 16.000 m<sup>3</sup>/s e verificou-se que houve uma redução de 27% do volume de espera. Aplicou-se essa redução para os volumes de espera de cada mês nas quatro usinas de reservação mais próximas a montante de Jupuí. A saber: Ilha Solteira Equivalente, Água Vermelha, São Simão e Promissão. Como as restrições originais já levavam em conta a alocação da maior parte do volume na usina mais próxima, a redução percentual desses volumes manterá essa distribuição. É

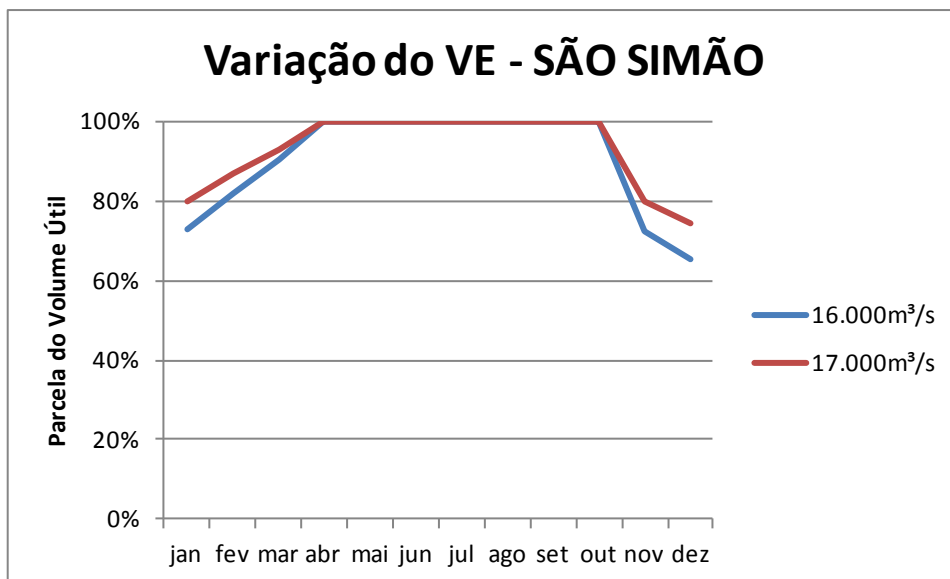
importante ressaltar que, ao se realocar os volumes de espera, é essencial que se verifique a existência de restrições locais que tornem inviável a distribuição proposta. No caso estudado apenas São Simão possui uma restrição de defluência (16.000 m<sup>3</sup>/s), porém em nenhum momento do histórico a vazão afluente em São Simão foi superior a 10.000 m<sup>3</sup>/s de forma que, pelo método utilizado, não há necessidade de se alocar um volume de espera para essa restrição. Os gráficos abaixo mostram uma comparação entre os volumes de espera originais (restrição de 16.000 m<sup>3</sup>/s) e os obtidos após esta análise (para 17.000 m<sup>3</sup>/s)



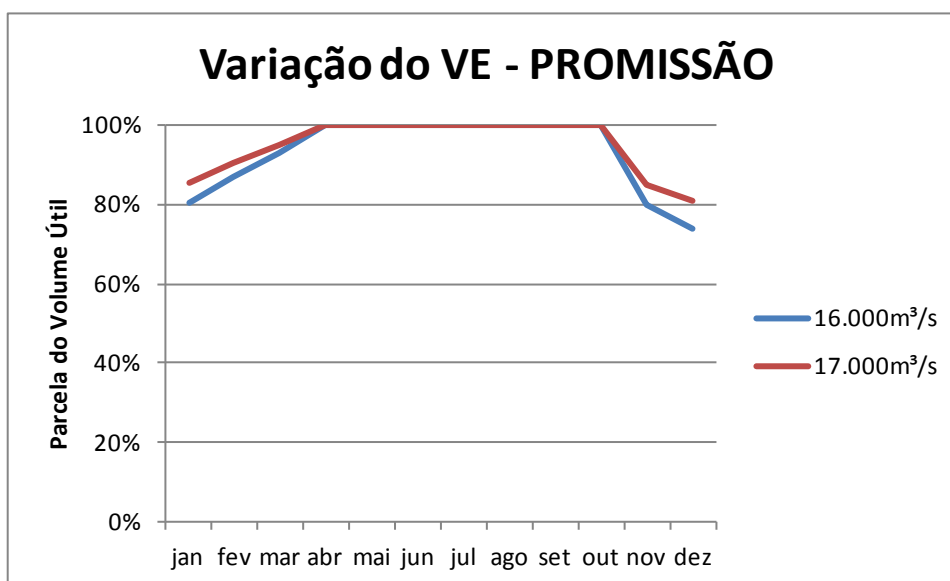
**Figura 21 – Variação do volume de espera em Ilha Solteira Equivalente**



**Figura 22 - Variação do volume de espera em Água Vermelha**



**Figura 23 - Variação do volume de espera em São Simão**



**Figura 24 - Variação do volume de espera em Promissão**

## 5.2 Resultados

A partir dos volumes de espera encontrados conforme descrito no item anterior, realizamos novas otimizações com o modelo HIDROTERM. Foram consideradas três situações diferentes: o sistema em suas condições originais (representando a restrição de 16.000 m<sup>3</sup>/s), o sistema com os volumes de espera determinados anteriormente (representando a alteração da restrição para 17.000 m<sup>3</sup>/s) e a ausência completa de controle de cheias que, apesar de ser um cenário impossível, nos dá uma melhor estimativa dos impactos na geração associados à manutenção dos volumes de espera e representa um teto para os possíveis ganhos resultantes de alterações nos volumes de espera.

Para cada uma das situações descritas foram realizadas otimizações com início em abril e horizonte de cinco anos, tendo como início os três anos utilizados na análise anterior (1950, 1983 e 1996) que são representativos de um cenário seco, úmido e normal respectivamente. Em seguida, foram realizadas otimizações nas mesmas condições com janela móvel a cada 5 anos, partindo de 1932, até 2007 (totalizando dezesseis cenários, além dos três já citados).

A Tabela 10, apresenta a potência média gerada pelo sistema em cada um dos casos. Já a Tabela 11 apresenta os ganhos relativos.

**Tabela 10 – Resultado das otimizações – Energia produzida**

Ano	16.000 m <sup>3</sup> /s	17.000 m <sup>3</sup> /s	Sem restrição
	Energia Produzida (MWmed)	Energia Produzida (MWmed)	Energia Produzida (MWmed)
<b>1932</b>	23.420,2	23.436,3	23.493,1
<b>1937</b>	23.932,4	23.946,6	24.007,2
<b>1942</b>	26.607,3	26.614,9	26.648,4
<b>1947</b>	26.217,0	26.227,5	26.268,2
<b>1950</b>	21.705,6	21.717,6	21.760,0
<b>1952</b>	20.103,1	20.115,1	20.152,2
<b>1957</b>	27.768,5	27.776,8	27.811,9
<b>1962</b>	28.367,5	28.377,1	28.418,7
<b>1967</b>	22.416,6	22.431,0	22.480,1
<b>1972</b>	29.056,0	29.067,7	29.113,9
<b>1977</b>	30.230,3	30.244,1	30.289,1
<b>1982</b>	31.112,5	31.120,5	31.246,0
<b>1983</b>	30.078,4	30.095,3	30.213,2
<b>1987</b>	29.762,3	29.771,2	29.826,5

<b>Ano</b>	<b>16.000 m³/s Energia Produzida (MWmed)</b>	<b>17.000 m³/s Energia Produzida (MWmed)</b>	<b>Sem restrição Energia Produzida (MWmed)</b>
1992	30.180,8	30.187,2	30.214,8
1996	28.513,6	28.531,3	28.603,9
1997	27.732,2	27.750,0	27.818,7
2002	29.010,4	29.017,2	29.042,5
2007	29.903,4	29.915,5	29.946,2

**Tabela 11 – Resultados das otimizações – Ganhos relativos**

<b>Ano</b>	<b>17.000/16.000</b>	<b>SemVE/16.000</b>
1932	100,07%	100,31%
1937	100,06%	100,31%
1942	100,03%	100,15%
1947	100,04%	100,20%
1950	100,06%	100,25%
1952	100,06%	100,24%
1957	100,03%	100,16%
1962	100,03%	100,18%
1967	100,06%	100,28%
1972	100,04%	100,20%
1977	100,05%	100,19%
1982	100,03%	100,43%
1983	100,06%	100,45%
1987	100,03%	100,22%
1992	100,02%	100,11%
1996	100,06%	100,32%
1997	100,06%	100,31%
2002	100,02%	100,11%
2007	100,04%	100,14%

Assim como na análise anterior, as diferenças relativas são bastante baixas, isto é, os ganhos são pequenos em comparação com toda a energia produzida na bacia. É mais interessante, portanto analisar as diferenças absolutas, como apresentado na Tabela 12.

**Tabela 12 – Resultados das otimizações – Ganhos absolutos**

<b>Ano</b>	<b>17.000-16.000 (MWmed)</b>	<b>SemVE-16.000 (MWmed)</b>
------------	----------------------------------	---------------------------------

Ano	17.000-16.000 (MWmed)	SemVE-16.000 (MWmed)
1932	16,1	72,9
1937	14,2	74,8
1942	7,6	41,1
1947	10,5	51,2
1950	12,0	54,4
1952	12,0	49,1
1957	8,3	43,4
1962	9,6	51,2
1967	14,4	63,5
1972	11,7	57,9
1977	13,8	58,8
1982	8,0	133,5
1983	16,9	134,8
1987	8,9	64,2
1992	6,4	34
1996	17,7	90,3
1997	17,8	86,5
2002	6,8	32,1
2007	12,1	42,8

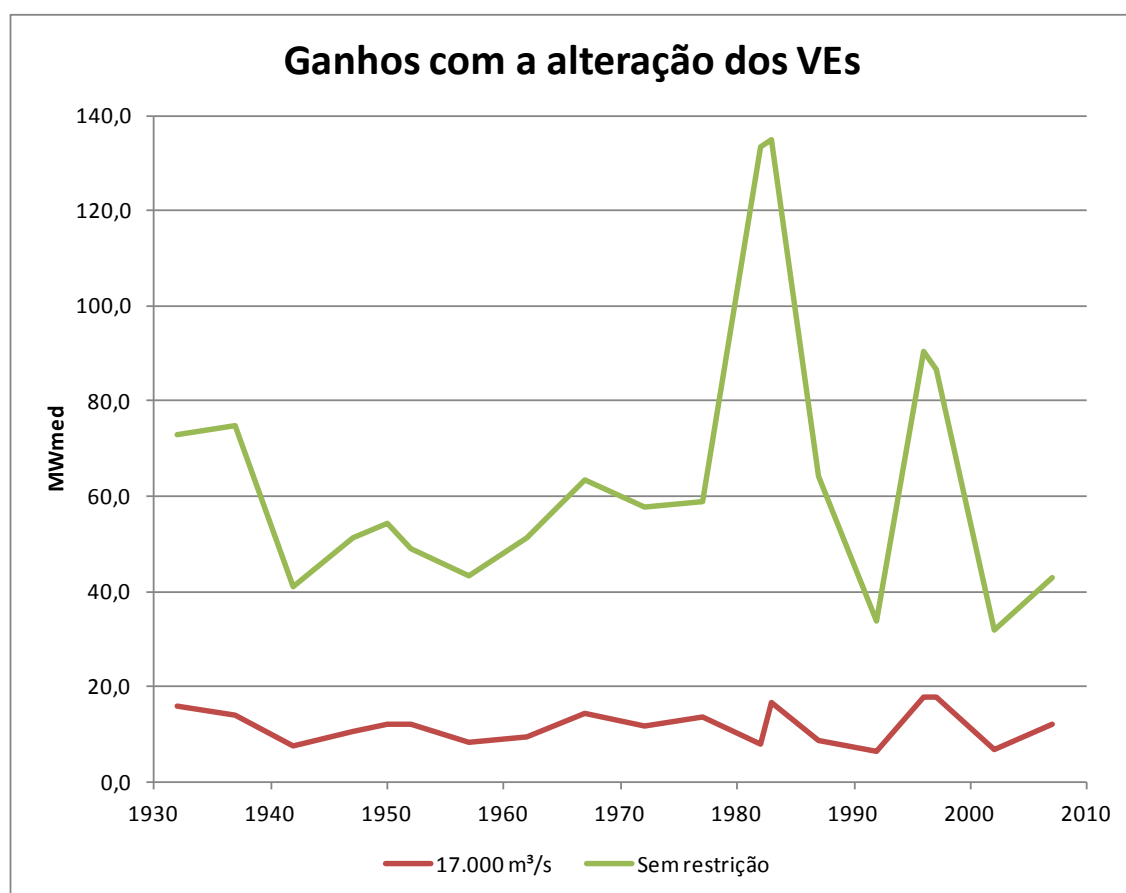
Com as diferenças absolutas é possível fazer uma estimativa do ganho econômico que a energia gerada a mais representa. Para isso, foi considerada a energia gerada ao longo de um ano e multiplicada pelo PLD médio para a região Sudeste (R\$60,00/MWh). Os ganhos variam de pouco mais de 3 milhões até mais de 9 milhões de reais por ano, como apresentado na Tabela 13.

**Tabela 13 – Resultados da otimização – Ganhos econômicos anuais**

Ano	17.000 m <sup>3</sup> /s (em milhares de R\$)	Sem VE (em milhares de R\$)
1932	8.462	38.316
1937	7.464	39.315
1942	3.995	21.602
1947	5.519	26.911
1950	6.307	28.593
1952	6.307	25.807
1957	4.362	22.811
1962	5.046	26.911

Ano	17.000 m <sup>3</sup> /s (em milhares de R\$)	Sem VE (em milhares de R\$)
1967	7.569	33.376
1972	6.150	30.432
1977	7.253	30.905
1982	4.205	70.168
1983	8.883	70.851
1987	4.678	33.744
1992	3.364	17.870
1996	9.303	47.462
1997	9.356	45.464
2002	3.574	16.872
2007	6.360	22.496

A Figura 25 mostra uma comparação entre os ganhos obtidos com a alteração da restrição e os possíveis ganhos no caso da ausência completa de volumes de espera.



**Figura 25 – Comparação entre os ganhos pelas alterações dos VEs**

### **5.3 Impactos ambientais e benefícios do controle de cheias**

Neste tópico serão levantados os possíveis impactos ambientais causados na região a jusante da usina de Jupιά até o ponto de controle pela alteração na restrição hidráulica operativa, que consiste no aumento da vazão defluente. Os impactos serão analisados apenas qualitativamente, sem análises mais detalhadas que envolvam dimensões como magnitude, alcance, probabilidade de ocorrência, severidade das consequências, entre outras. Então, uma vez que não faz parte do escopo deste projeto, não será realizada a matriz de decisão para avaliar a relevância de cada um dos impactos ambientais mencionados.

Antes de qualquer análise, faz-se necessário delimitar a área a ser estudada neste caso. Sendo assim, a área a ser estudada compreende as cidades adjacentes e vizinhas, terrenos, áreas nas imediações ao longo do canal fluvial a jusante da usina de Jupιά até o reservatório da usina seguinte, a usina de Porto Primavera.

No rio Paraná, a restrição de defluência máxima de 16.000 m<sup>3</sup>/s na UHE Jupιά é a mais severa de toda a bacia, em função do grande impacto de inundações que podem ocorrer quando do seu rompimento em cidades situadas a jusante da usina, Três Lagoas, Panorama e Presidente Epitácio, por exemplo. Além disso, há um ponto de controle, mais precisamente em Porto São José, onde ocorre a confluência com o rio Paranapanema, no qual a vazão não pode superar o valor de 24.000 m<sup>3</sup>/s em vista dos centros urbanos com grandes contingentes populacionais a jusante.



**Figura 26 – Imagem de satélite da região a jusante de Jupirá (Fonte: Google Earth)**

No ano de 2011, após o aumento na vazão defluente para 17.000 m<sup>3</sup>/s promovido pela CESP, constatou-se que algumas populações ribeirinhas em cidades nos estados de Mato Grosso do Sul e São Paulo estavam alertas para a possível elevação do nível do rio Paraná. Por exemplo, em Castilho, cidade relativamente próxima ao curso do rio a jusante da usina, o aumento na vazão de um córrego remansado pelo rio Paraná prejudicava o acesso a alguns ranchos nas cercanias.

Portanto, os efeitos do aumento na defluência oriunda da usina de Jupirá puderam ser percebidos de alguma forma não somente por populações ribeirinhas, as quais são diretamente afetadas pela elevação do nível da água, mas também por populações em cidades próximas, ainda que estas não estejam localizadas nas adjacências do rio Paraná.

Em caso de confirmação da elevação do nível da água e a consequente inundação de áreas verdes no entorno do rio, isto poderia implicar em possível geração de gás metano onde houver considerável parcela de matéria orgânica alagada, uma vez que o entorno do canal fluvial caracteriza-se essencialmente por ser composto por zonas rurais. O gás metano é sabidamente um gás que contribui para o agravamento das mudanças climáticas, um problema de ordem global. Tais

zonas rurais incluem áreas de cultivo e pastos, ou seja, a inundação destas áreas também pode representar perdas econômicas.

Além da inundação de áreas verdes, é possível que ocorra alagamento de propriedades, mais especificamente em cidades com certo grau de urbanização que estejam localizadas logo às margens do rio, que são os casos de Panorama e Presidente Epitácio, pertencentes ao lado do estado de São Paulo na divisa com o estado do Mato Grosso do Sul. Os impactos sociais e econômicos associados a tais alagamentos de propriedades podem representar grandes perdas.

Visto que os impactos analisados são referentes a uma usina já instalada e que se encontra em operação atualmente, a quantidade de impactos associados ao aumento da vazão defluente é muito menor se comparada com os impactos ambientais associados à instalação de uma usina hidrelétrica ainda não existente.

A empresa CESP tomou todas as providências com relação a estes possíveis impactos para que nenhuma propriedade particular fosse atingida pela elevação no nível da água após o aumento na vazão defluente. Toda a população que outrora habitava na ilha circundada pelo rio Paraná, a qual pode ser visualizada na Figura 26 e foi a razão pela qual a restrição de defluência passou a ser estudada e colocada em prática, foi realocada. Portanto, hoje, não há remanescentes ali que possam estar sujeitos aos impactos negativos que o aumento da vazão possa causar.

Além disso, realizou, com o auxílio de câmeras e registros fotográficos em alguns pontos de controle, intenso monitoramento na região e ainda sobrevoou áreas próximas ao longo do curso do rio com o objetivo de detectar grandes variações no nível da água. Após este monitoramento, chegou-se à conclusão de que a elevação do nível da água provocada no rio foi quase que imperceptível em diferentes lugares.

A operação de usinas hidrelétricas envolvendo o controle de cheias pode implicar em impactos ambientais, mas também promove outros ganhos e benefícios em contrapartida, tais como manutenção de vazões mínimas, manutenção da infraestrutura a jusante dos reservatórios, capacidade de armazenamento de água para captação e seus usos múltiplos. Cabe aqui afirmar que os problemas referentes ao não suprimento de água à população podem ser considerados mais danosos.

## 6 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

O presente projeto buscou avaliar os impactos associados ao uso de reservatórios de usinas hidrelétricas para o controle de cheias. Os estudos realizados permitiram uma quantificação dos custos que o controle de cheia implica para o sistema ao resultar numa menor geração de energia elétrica. Ao mesmo tempo, foram analisados os impactos de ordem econômica em decorrência de tal geração de energia menor e, ainda, de forma qualitativa, diversos outros aspectos como os impactos provocados a jusante da barragem,

No caso estudado, a usina de Jupuíá, foi constatado que a restrição de defluência da usina resulta em uma geração de energia menor do que poderia potencialmente produzir, pois demanda a existência de volumes de espera nos reservatórios a montante. O montante de energia que deixa de ser produzido é da ordem de 10 MW, ou em termos monetários cerca de R\$10.000.000,00 (dez milhões de reais) anuais estimados com base no PLD médio da região. Por outro lado, boa parte da área imediatamente a jusante de Jupuíá pertence à CESP, de modo que o incremento na vazão pouco afetaria a população.

Uma análise mais detalhada dos impactos do aumento da vazão poderia ser feita levantando-se características físicas da região a jusante para a aplicação de um modelo hidrodinâmico. Embora fuja do escopo deste trabalho, é uma etapa importante a ser realizada antes de uma tomada de decisão referente à alteração da restrição.

É válido lembrar também que cada MWh que for gerado a mais neste sistema, será economizado diretamente na usina térmica mais cara em operação naquele dia, o que, além do benefício econômico, também reduz o uso de combustíveis fósseis e a emissão de poluentes.

Em vista do desenvolvimento econômico do país e seu correlacionado aumento da demanda anual de energia, o ganho de produtividade nas usinas hidrelétricas já instaladas mostra-se como uma solução interessante, para não dizer necessária, para que o atendimento à crescente demanda e a segurança de todo o sistema gerador estejam garantidos.

Em suma, não é a intenção deste projeto determinar que a restrição estudada seja, de fato, alterada. Espera-se, porém, que as informações produzidas auxiliem na tomada de decisão quanto a essas restrições tornando-as mais

embasadas. O presente estudo tem, portanto, caráter de material auxiliar na tomada de decisão, uma vez que este visou fornecer de forma adicional uma quantidade de informações que subsidiem eventuais futuras alterações nas restrições, sejam referentes às alocações de volumes de espera como às de defluências máximas, com vistas ao aumento na geração de energia elétrica nas usinas hidrelétricas e menor dependência das usinas termelétricas. Visto que foram quantificados os custos dessas decisões, é possível que os diferentes critérios envolvidos na tomada de decisão sejam avaliados de forma mais objetiva.

## 7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica). **Matriz de Energia Elétrica do Brasil**. Disponível em: <[www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br)>. Acesso em: 15 maio 2012.

AGUIAR, D. A. et al. **Análise espacial da colheita da cana-de-açúcar no Estado de São Paulo: a influência da precipitação**. Anais XIII Simpósio Brasileiro de Sensoriamento Remoto, INPE. Florianópolis, Brasil. 21 à 26 de Abril, 2007.

BARBOSA, P. S. F. et al. **Metodologia PATRICH - Proteção Associada ao Tempo de Retorno Implícito de Cheias em vales inundáveis a jusante de usinas hidrelétricas**. 2010. (Relatório de Pesquisa).

BARROS, M. T. L.; ZAMBON, R. C.; LOPES, J. E. G.; BARBOSA, P. S. F.; FRANCATO, A. L.; YEH, W. W-G. **Impacts of the Upstream Storage Reservoirs on ITAIPU Hydropower Plant Operation**. In: World Environmental & Water Resources Congress, Kansas City, USA, 2009.

CASTRO, N. J.; LEITE, A, L, S. **Preço spot de eletricidade: teoria e evidências do caso brasileiro**. 2008. 17 p.

CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica). Disponível em: <[www.ccee.org.br](http://www.ccee.org.br)>, **Comercialização de Energia** » Preços » *Download Deck* de Preços. Acesso em: 16 maio 2012.

COLLISCHONN, W. et al. **Em busca do hidrograma ecológico**. Anais do Simpósio Brasileiro de Recursos Hídricos ABRH João Pessoa, 2005.

COMERC. **Panorama Semanal – PLD (Preço de Liquidação das Diferenças) e Capacidade de Regularização dos Reservatórios**. Informativo. 14 de maio de 2012.

DAMAZIO, J. M. **Condições de controlabilidade de sistemas de reservatórios para controle de cheias e seu uso na operação de sistemas com múltiplos usos**. Tese (Doutorado) – COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, 1988. 171 p.

EPE. **Boletim de Conjuntura Energética - 4º trimestre/2011**. Rio de Janeiro. Julho de 2012.

GIMENES, M. **Reavaliação do risco envolvido com os volumes de regularização do SIN**. Segundo Relatório de Iniciação Científica – Bolsa FAPESP 2010/2011. 45p.

MORAES, L. A. M. **Consideração dos Contratos de Fornecimento de Gás Natural com Cláusulas Take-or-Pay no Planejamento Energético a Médio Prazo**. 2007. 136 f. Dissertação – Instituto Nacional de Matemática Pura e Aplicada, Rio de Janeiro

NAGHETTINI, M., PINTO, É.J.A. **Hidrologia estatística**, Belo Horizonte, 2007.

ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico). **Plano Anual da Operação Energética – PEN 2010**. Relatório Executivo, volume 1, 2010

ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico). **Atualização de séries históricas de vazões – Período 1931 a 2010**, 2011a.

ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico). **Inventário das restrições operativas hidráulicas dos aproveitamentos hidrelétricos**, 2011b.

ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico). **Plano Anual de Prevenção de Cheias Ciclo 2011/2012**, 2011c

ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico). **Diagrama Esquemático das Usinas Hidrelétricas do SIN**. Disponível em: <[www.ons.org.br](http://www.ons.org.br)>. Acesso em: 15 maio 2012.

RAUP, I. P.; **Minimização do conflito entre a geração de energia elétrica e o controle de cheias no planejamento da operação de reservatórios**, Rio de Janeiro, 2008

ZAMBON, R. C.; BARROS, M. T. L.; LOPES, J. E. G.; BARBOSA, P. S. F.; FRANCATO, A. L.; YEH, W. W-G. . **Economical Impacts on the Brazilian Hydrothermal System Production due to the Newly Imposed Constraints on Storage Reservoirs**. In: World Environmental & Water Resources Congress, Providence, RI, EUA, 2010.

ZAMBON, R. C.; BARROS, M. T. L.; LOPES, J. E. G.; BARBOSA, P. S. F.; FRANCATO, A. L.; YEH, W. W-G. **Planning Operation of Large-Scale Hydrothermal System**. In: World Environmental & Water Resources Congress, Palm Springs, CA, EUA, 2011.

ZAMBON, R. C.; BARROS, M. T. L.; LOPES, J. E. G.; BARBOSA, P. S. F.; FRANCATO, A. L.; YEH, W. W-G. . **Optimization of Large-Scale Hydrothermal System Operation**. Journal of Water Resources Planning and Management, v. 138, p. 135, 2012a.

ZAMBON, R. C.; BARROS, M. T. L.; LOPES, J. E. G.; BARBOSA, P. S. F.; FRANCATO, A. L.; YEH, W. W-G. **Two-Stage Stochastic Optimization of Large-Scale Hydrothermal System**. In: World Environmental & Water Resources Congress, Albuquerque, NM, EUA, 2012b.

ZAMBON, R. C. "Histórico SIN 2012.xlsx". 2012. (Arquivo com planilha preparada para a apresentação no congresso ASCE/EWRI de 2012).

ZAMBON, R. C. **Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos de Grande**. Tese (Doutorado) – PHD/EPUSP, São Paulo, 2008.

## 8 ANEXO I - HIDROGRAMA ECOLÓGICO

As atividades humanas (irrigação, o abastecimento público e industrial de água e a geração de energia elétrica) têm causado profundas alterações nos regimes naturais de vazão dos rios. E nisto, ao longo do tempo, percebeu-se que esta alteração de regimes tem profundos impactos sobre os ecossistemas associados ao rio e à área de inundação. Em diversos casos, as alterações no regime fluvial contribuíram para a extinção de espécies nativas e para a invasão por espécies exóticas. (COLLISCHONN, 2005)

As alterações nas vazões dos rios facilitaram a introdução de espécies exóticas, assim como contribuíram para o desaparecimento de espécies comercialmente interessantes, inviabilizaram algumas atividades de comunidades tradicionais dependentes dos recursos naturais e resultaram na perda de fertilidade de solos de planície, que dependiam dos nutrientes depositados durante as cheias.

A vazão mínima que se deve permanecer no rio após todas as retiradas de água para uso humano é a chamada vazão ecológica. Esta foi a primeira resposta aos impactos na alteração do regime hidrológico dos rios visando, principalmente, evitar que a vazão remanescente nos rios durante as estiagens fosse tão baixa que resultasse na falta de oxigênio para os peixes e na consequente extinção de espécies, ou mesmo sua intermitência.

Não faz parte do escopo deste projeto utilizar alguma metodologia para determinar a vazão ecológica. No entanto, é apresentado na Tabela 14 abaixo as vantagens e desvantagens das metodologias existentes.

**Tabela 14 – Vantagens e Desvantagens dos métodos de determinação de vazão ecológica (LANNA e BENNETTI, 2002 apud COLLISCHONN, 2005).**

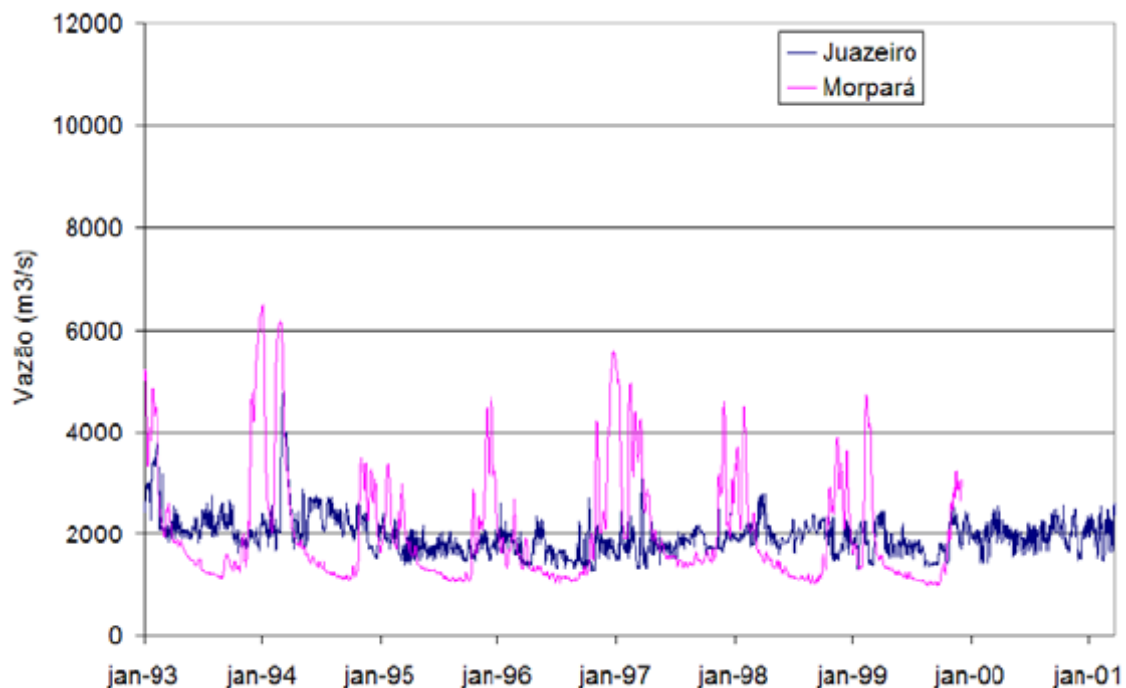
	<b>Vantagem</b>	<b>Desvantagem</b>
<b>Métodos Hidrológicos</b>	Pequena quantidade de informações necessárias para sua implementação, em geral apenas a série histórica de vazões.	Presumem que a manutenção de uma vazão de referência, calculada com base em alguma estatística da série histórica, possa acarretar em benefício ao ecossistema.
<b>Métodos Hidráulicos</b>	Características do escoamento com necessidades da biota aquática.	Necessitam análises de relações específicas para a região em estudo.
<b>Métodos de Classificação de Hábitats e Métodos Holísticos</b>	Mais completos em termos de consideração de aspectos ambientais.	Podem considerar aspectos econômicos (custo versus benefício da quantificação da vazão ecológica).

A construção de reservatórios tem como consequência a modificação do regime hidrológico e da retenção de sedimentos no reservatório, grandes alterações ocorreram no ambiente fluvial e estuarino localizado mais a jusante, em estudo publicado no artigo de Collischonn (2005).

Através deste estudo, a Figura 27 mostra os hidrogramas observados no rio São Francisco em Juazeiro e Morpará. A cidade de Juazeiro está localizada a jusante do reservatório de Sobradinho, cuja operação iniciou na década de 70, e que tem uma grande capacidade de regularização das vazões. O posto fluviométrico de Morpará está localizado a montante do reservatório.

Observa-se que o hidrograma a montante do reservatório apresenta ciclos sazonais de cheias e estiagens. No período apresentado na figura ocorreram apenas cheias relativamente pequenas, que foram completamente amortecidas no reservatório, de tal forma que a vazão em Juazeiro não apresenta mais nenhum ciclo sazonal reconhecível, tornando muito semelhantes os valores de vazão durante a estiagem e a cheia. Pode-se observar, também, que em nenhum momento a existência do reservatório desrespeitou os critérios de vazão ecológica. Pelo contrário, a vazão a jusante do reservatório durante as estiagens é, até, superior à

vazão afluente ao reservatório. Como consequência desta modificação no regime hidrológico e da retenção de sedimentos no reservatório, grandes alterações ocorreram no ambiente fluvial e estuarino localizado mais a jusante. (COLLISCHONN, 2005)



**Figura 27 - Hidrogramas do rio São Francisco a montante (Morpará) e a jusante (Juazeiro) do reservatório de Sobradinho (COLLISCHONN, 2005)**

Em outros rios brasileiros ocorreram alterações semelhantes e, em alguns casos, já existem importantes impactos conhecidos. No rio Tocantins, por exemplo, a construção da barragem de Tucuruí resultou na redução drástica de abundância de dez espécies de peixes originalmente comuns (COLLISCHONN, 2005). Também nestes rios não houve o desrespeito a valores de vazão mínima durante a estiagem. O que ocorreu foi a alteração do regime hidrológico natural, caracterizado pela variabilidade sazonal e interanual. Este regime foi substituído pelo regime controlado, com altas vazões durante a estiagem e cheias parcialmente ou completamente amortecidas. A variabilidade sazonal foi substituída pela variabilidade provocada pela operação das turbinas e comportas, que pode apresentar ciclos muito curtos, como o diário ou semanal, atendendo à demanda por energia.

Vale ressaltar que cada componente do regime hidrológico é importante na manutenção dos ecossistemas associados ao rio; entre essas componentes estão as estiagens, as cheias e o período de ocorrência das cheias. Também, o regime hidrológico natural está associado às variáveis ambientais como a temperatura da água, oxigênio dissolvido, concentração de sedimentos e nutrientes. (COLLISCHONN, 2005)

Os períodos de inundação e seca de um sistema fluvial influenciam grande parte da sua biota. A vida aquática está adaptada para tirar vantagem das condições de cheias. As características das cheias, vazões mínimas e altas são apresentadas na Tabela 15 abaixo.

**Tabela 15 – Características ecológicas associadas a componentes do regime hidrológico (COLLISCHONN, 2005)**

<b>Vazões mínimas</b>	<b>Vazões altas</b>	<b>Cheias</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• São suficientemente baixas para concentrar presas em áreas limitadas, e assim, favorecer os predadores durante um período limitado do tempo;</li> <li>• São suficientemente baixas para eliminar, ou reduzir a densidade de espécies invasoras;</li> <li>• São suficientemente altas para manter o habitat das espécies nativas;</li> <li>• São suficientemente altas para manter a qualidade da água, especialmente a temperatura e a concentração de oxigênio dissolvido;</li> <li>• São suficientemente altas para manter o nível do lençol freático na planície;</li> <li>• São suficientemente baixas para expor bancos de areia e praias que são utilizados para reprodução de répteis ou aves;</li> <li>• São suficientemente baixas para secar áreas de inundação temporária.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Determinam o tipo de sedimento do fundo do rio;</li> <li>• Evitam a invasão do leito do rio por plantas terrestres;</li> <li>• Renovam a água armazenada em lagos marginais, braços mortos do rio e em regiões de estuários.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Modificam a calha do rio, criando curvas, bancos de areia, ilhas, praias, áreas de maior ou menor velocidade de água, e diversidade de ambientes;</li> <li>• Inundam as planícies, depositando sedimentos e nutrientes necessários para a vegetação terrestre;</li> <li>• Inundam e criam lagoas marginais na planície, criando oportunidades de reprodução e alimentação para peixes e aves;</li> <li>• Indicam o início do período de migração ou de reprodução para algumas espécies de peixes;</li> <li>• Eliminam ou reduzem o número de espécies invasoras ou exóticas;</li> <li>• Controlam a abundância de plantas nas margens e na planície;</li> <li>• Espalham sementes de plantas pela planície.</li> </ul>

## 9 ANEXO II - ESTACIONARIEDADE DA SÉRIE

Uma série é dita estacionária se, a menos das flutuações aleatórias, as observações amostrais não variam com o tempo. As não-estacionariedades podem ser saltos bruscos na série temporal, ciclos ou tendências de crescimento ou decrescimento da média. O primeiro tipo em geral está associado a intervenções bruscas na bacia, como a construção de uma barragem. Os ciclos podem estar ligados a variações climáticas de longo período e são, portanto, de difícil detecção. Por fim, as tendências estão ligadas a alterações graduais na bacia, como no uso do solo graças à urbanização da mesma. (NAGHETTINI, 2007)

A análise da estacionariedade é conveniente para o presente projeto, pois permite avaliar a representatividade da série histórica e também identificar tendências de mudança da média que podem no longo prazo justificar uma reavaliação das medidas de controle de cheia.

O teste não paramétrico de Spearman foi aplicado na série de vazões afluentes da usina de Jupia. Esse teste relaciona um índice de classificação  $m_t$  (1 para o menor valor, 2 para segundo menor e assim sucessivamente) com um índice de classificação temporal  $T_t$  (1 para o valor mais antigo a série, 2 para o seguinte e assim sucessivamente até o dado mais recente). Para uma série com  $N$  dados, define-se o coeficiente  $r_s$  da seguinte forma:

$$r_s = 1 - \frac{6 \sum_{t=1}^N (m_t - T_t)^2}{N^3 - N} \quad (3)$$

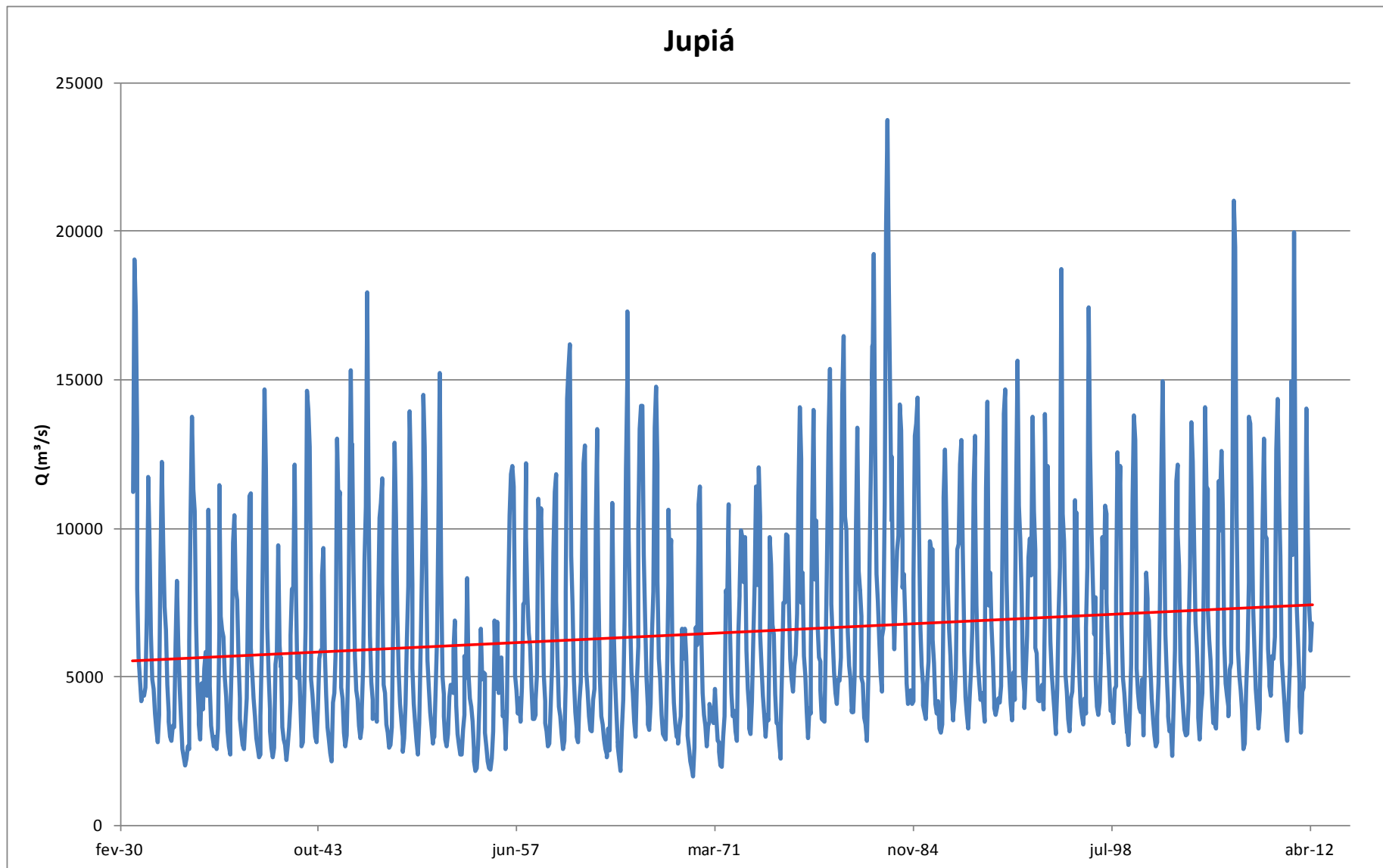
Para grandes amostras (como é o caso das séries hidrológicas) esse coeficiente possui distribuição normal, de modo que podemos calcular o seguinte parâmetro:

$$T = \frac{r_s}{\sqrt{\frac{1}{N-1}}} \quad (4)$$

Aplica-se então um teste de hipótese em que a série é considerada não estacionária se:

$$|T| > z_{1-\alpha/2} \text{ (Erro! Indicador não definido.)}$$

Para um nível de confiança de 5%, o valor da distribuição normal  $z$  é de 1,96, sendo consideradas não estacionárias as séries cujo teste, em módulo, resultar maior que este valor. No caso de Jupiá, o valor do teste foi de 5,61, indicando que a série não é estacionária. A tendência de crescimento é claramente visível na Figura 28.



**Figura 28 – Teste de Estacionariedade para a Usina de Jupia**

## **10 ANEXO III - GRÁFICOS DE VOLUMES DE ESPERA**

Aqui estão apresentados os volumes de espera obtidos do Cenário Normal do Plano Anual de Prevenção de Cheias Ciclo 2011/2012, ONS.

A numeração das usinas corresponde à utilizada pelo ONS.

Tabela 16 – Volumes de espera para o ciclo 2011/2012 (fonte: ONS)

Cod. Us.	Usina	FC(1)	FC(2)	FC(3)	FC(4)	FC(5)	FC(6)	FC(7)	FC(8)	FC(9)	FC(10)	FC(11)	FC(12)
1	CAMARGOS	0,5387	0,7024	0,8214	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	0,6577	0,4494
6	FURNAS	0,9652	0,9768	0,9913	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	0,9636	0,9466
7	M. DE MORAES	0,8000	0,8092	0,8960	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	0,8000	0,8000
14	CACONDE	0,9206	0,9405	0,9802	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	0,9008	0,8810
17	MARIMBONDO	0,6730	0,7490	0,8181	0,9500	0,9500	0,9500	0,9500	0,9500	0,9500	0,9500	0,6690	0,6025
18	A. VERMELHA	0,7510	0,8340	0,9100	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	0,7460	0,6800
21	SERRA FACAO												
24	EMBORCACAO	0,9737	0,9968	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	0,9720	0,9640
25	NOVA PONTE	0,9810	0,9882	0,9972	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	0,9810	0,9694
26	MIRANDA												
29	CORUMBA IV												
30	CORUMBA I												
31	ITUMBIARA	0,9160	0,9440	0,9700	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	0,9140	0,8860
33	SÃO SIMAO	0,7280	0,8190	0,9011	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	0,7220	0,6516
37	BARRA BONITA	0,8597	0,8870	0,9104	0,9571	0,9766	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	0,8839	0,8324
40	PROMISSAO	0,8012	0,8670	0,9281	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	0,7970	0,7378
44	I. SOLT. EQV	0,6010	0,7350	0,8560	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	0,5930	0,4680
46	P. PRIMAVERA												
47	A.A. LAYDNER	0,8926	0,8926	1,0000	1,0000	0,8863	0,9226	0,9678	1,0000	0,9210	1,0000	0,9937	0,8954
49	CHAVANTES	0,7402	0,9342	1,0000	1,0000	0,8915	0,9227	0,9678	1,0000	0,9211	1,0000	0,9934	0,8915
61	CAPIVARA	0,8340	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	0,9266
203	CORUMBA III												
290	ESPORA												
	<b>Máximo:</b>	<b>0,9810</b>	<b>1,0000</b>	<b>1,0000</b>	<b>1,0000</b>	<b>1,0000</b>	<b>1,0000</b>	<b>1,0000</b>	<b>1,0000</b>	<b>1,0000</b>	<b>1,0000</b>	<b>1,0000</b>	<b>0,9694</b>
	<b>Mínimo:</b>	<b>0,5387</b>	<b>0,7024</b>	<b>0,8181</b>	<b>0,9500</b>	<b>0,8863</b>	<b>0,9226</b>	<b>0,9500</b>	<b>0,9500</b>	<b>0,9210</b>	<b>0,9500</b>	<b>0,5930</b>	<b>0,4494</b>

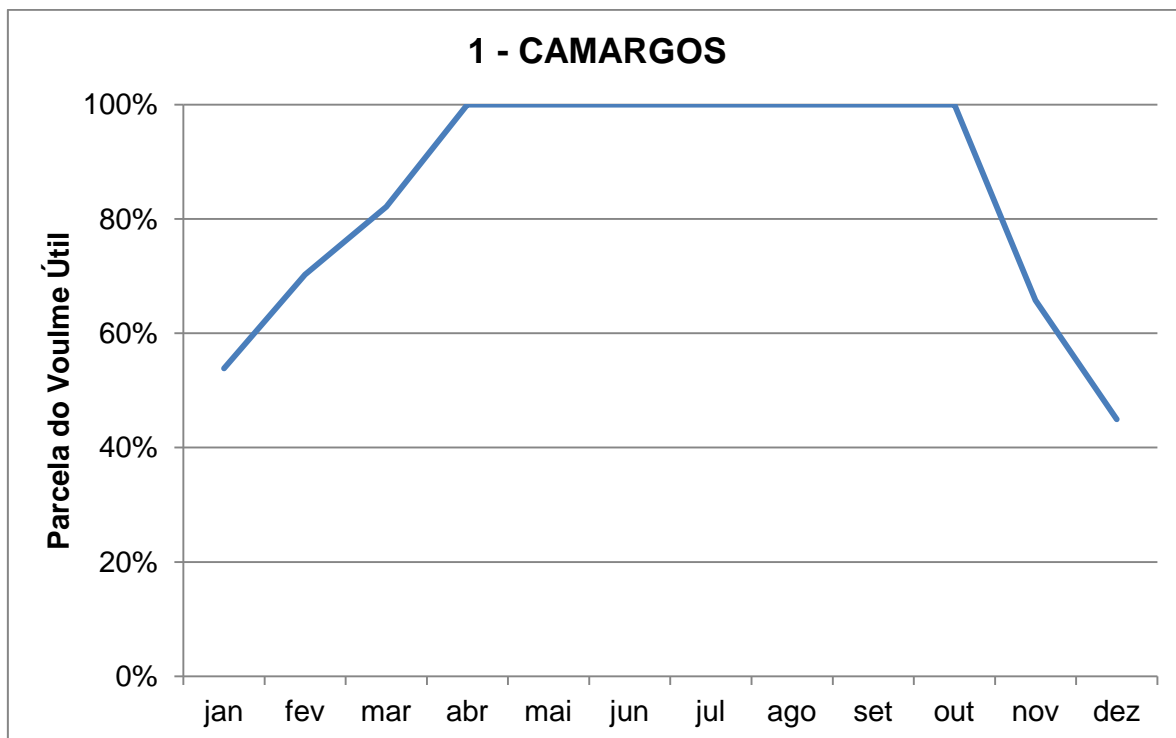


Figura 29 – Volumes de espera para Camargos (ciclo 2011/2012)

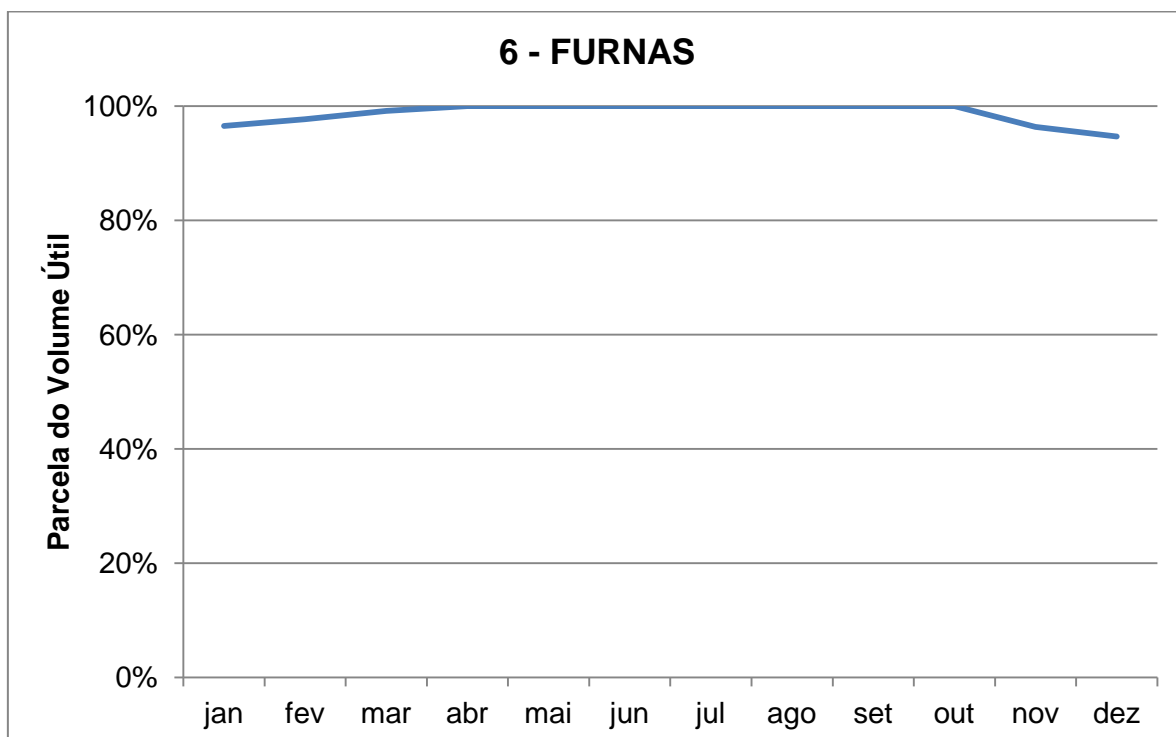
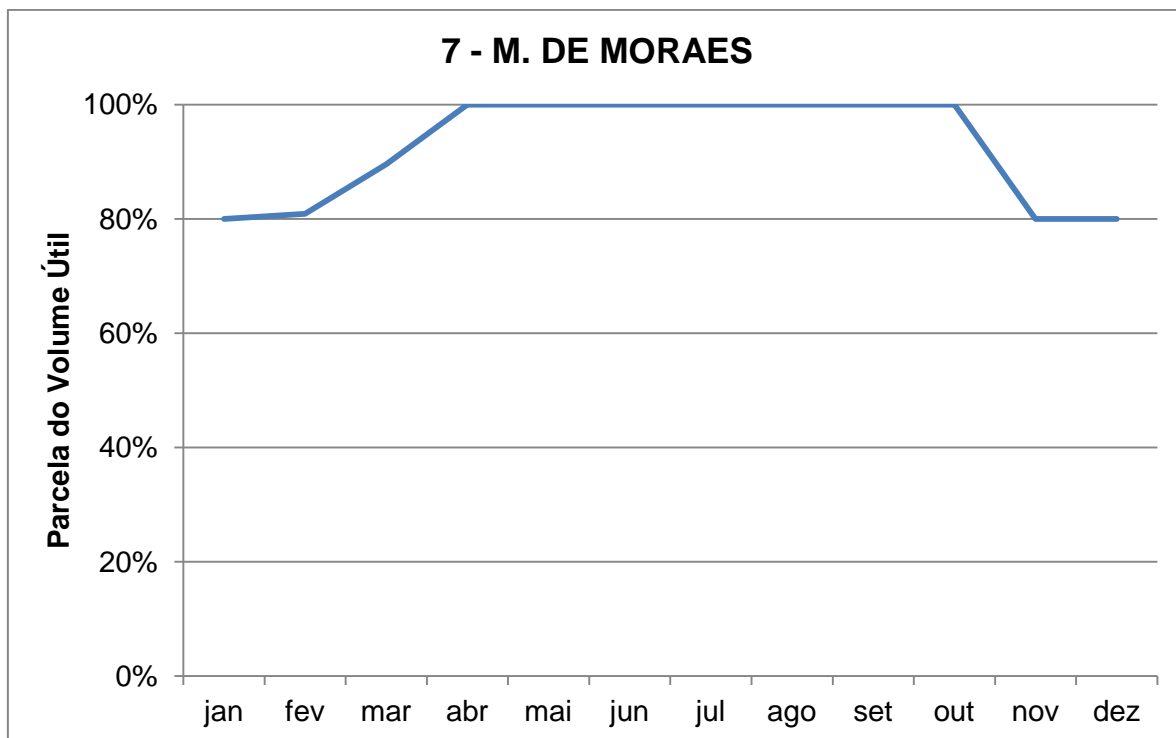
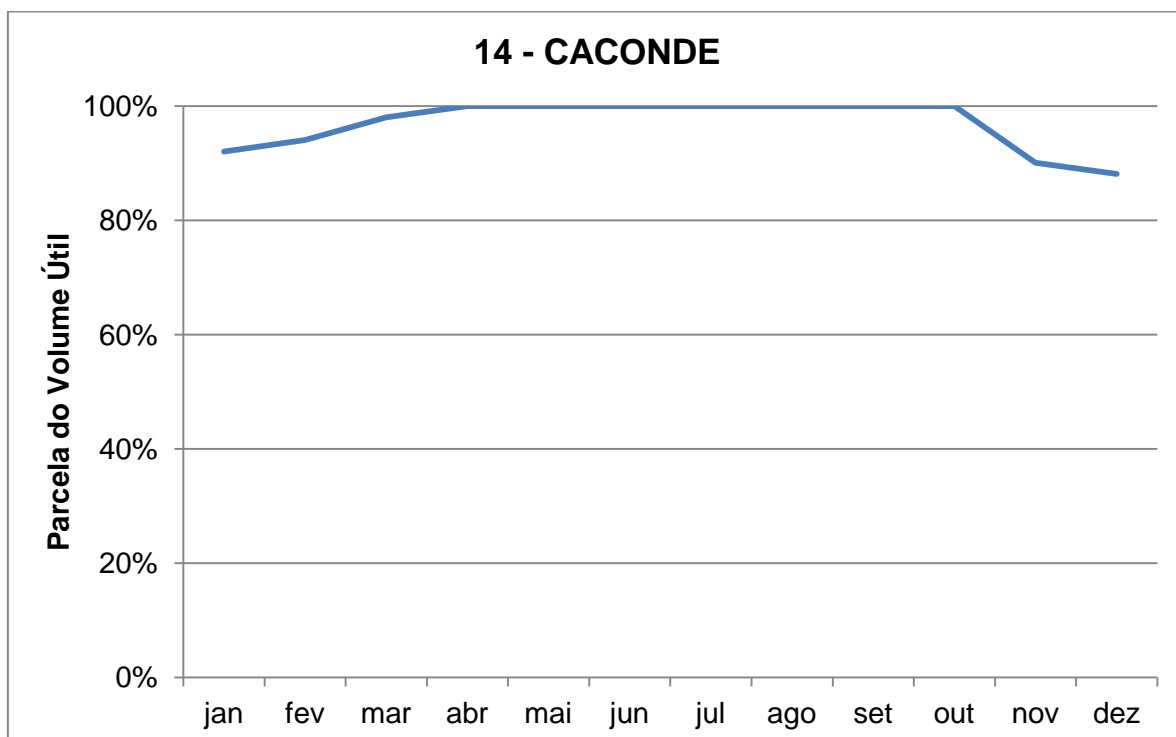


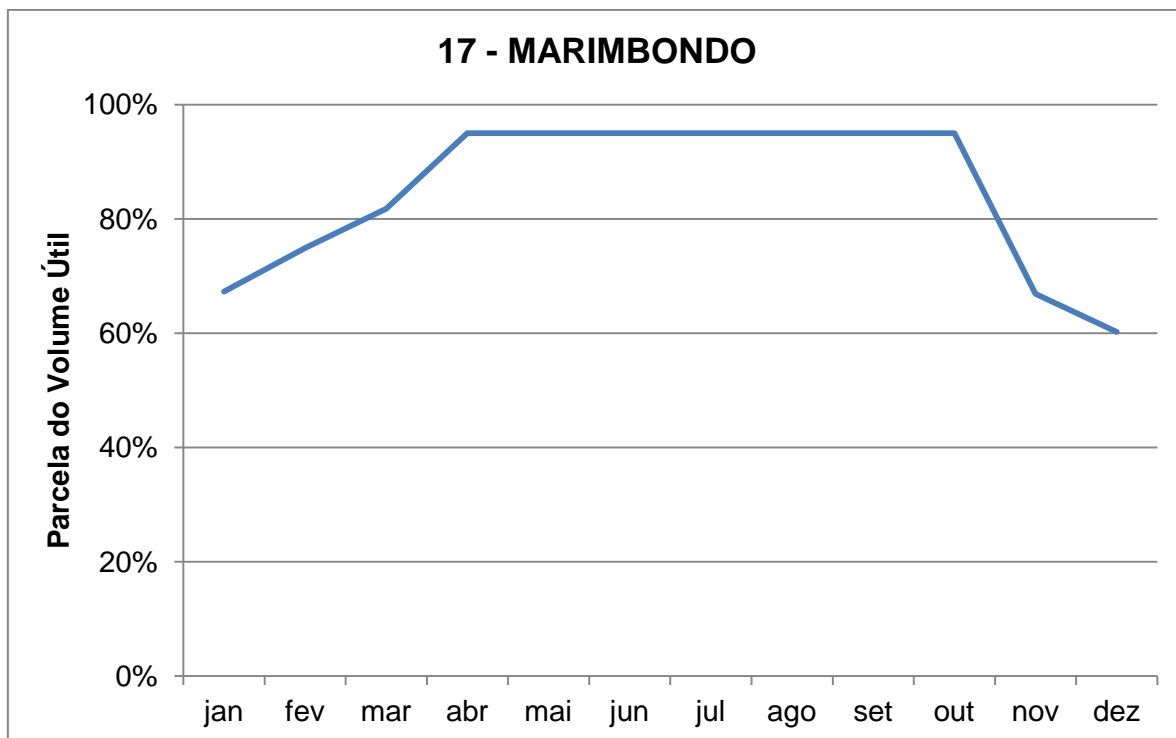
Figura 30 – Volumes de espera para Furnas (ciclo 2011/2012)



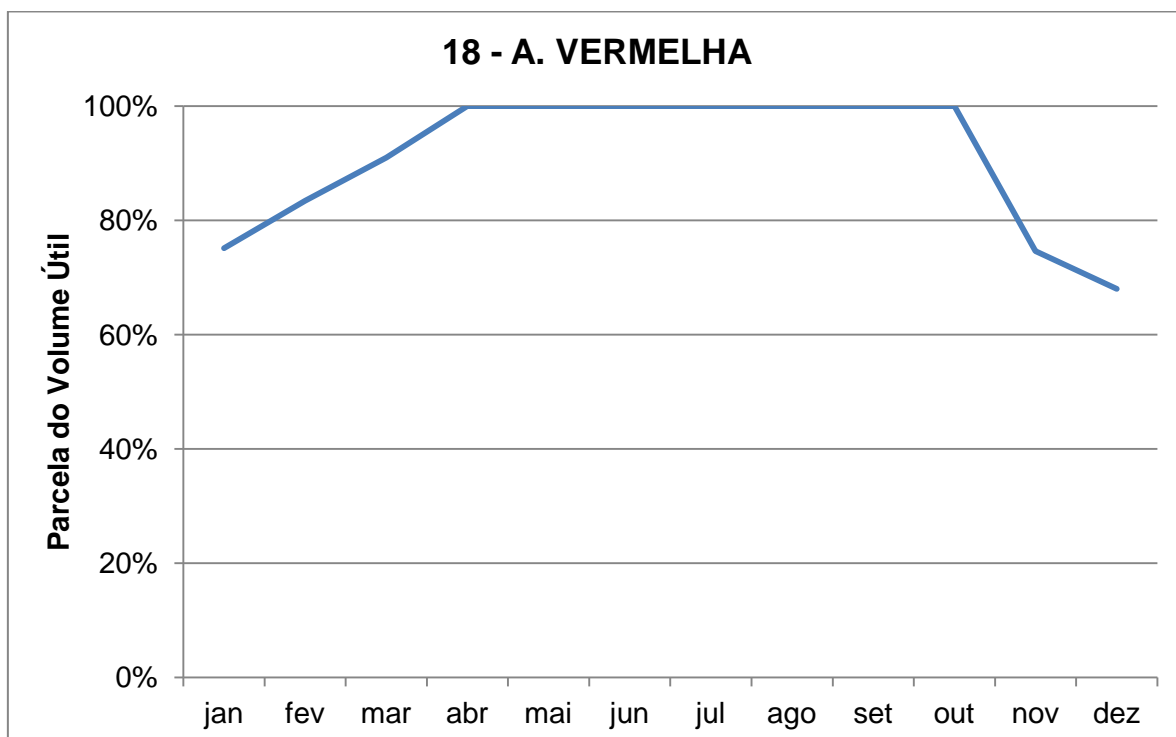
**Figura 31 – Volumes de espera para M. de Moraes (ciclo 2011/2012)**



**Figura 32 - Volumes de espera para Caconde (ciclo 2011/2012)**



**Figura 33 – Volumes de espera para Marimbondo (ciclo 2011/2012)**



**Figura 34 – Volumes de espera para A. Vermelha (ciclo 2011/2012)**

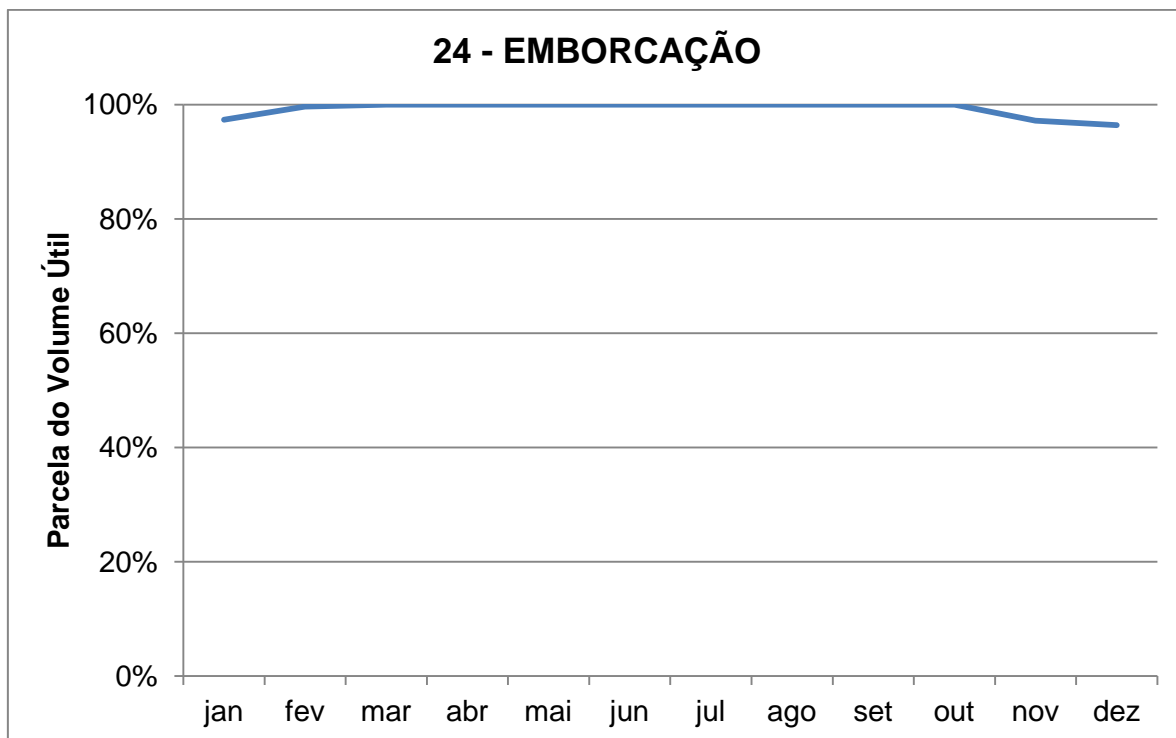


Figura 35 – Volumes de espera para Emborcação (ciclo 2011/2012)

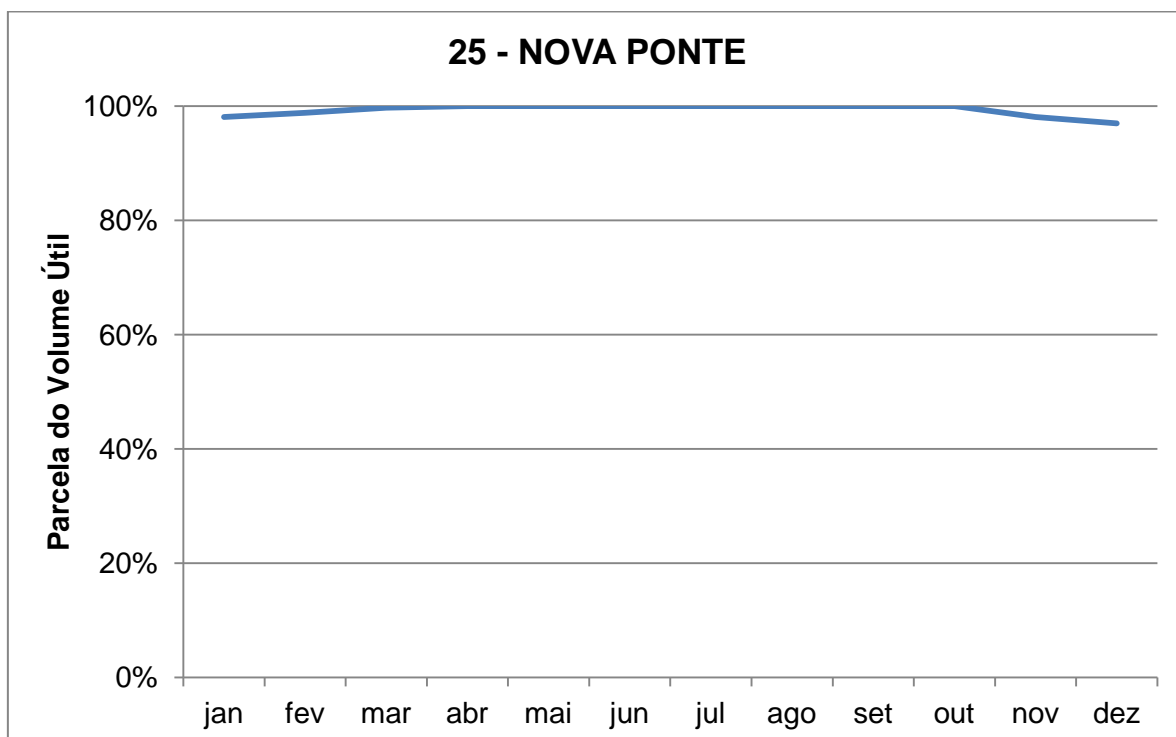
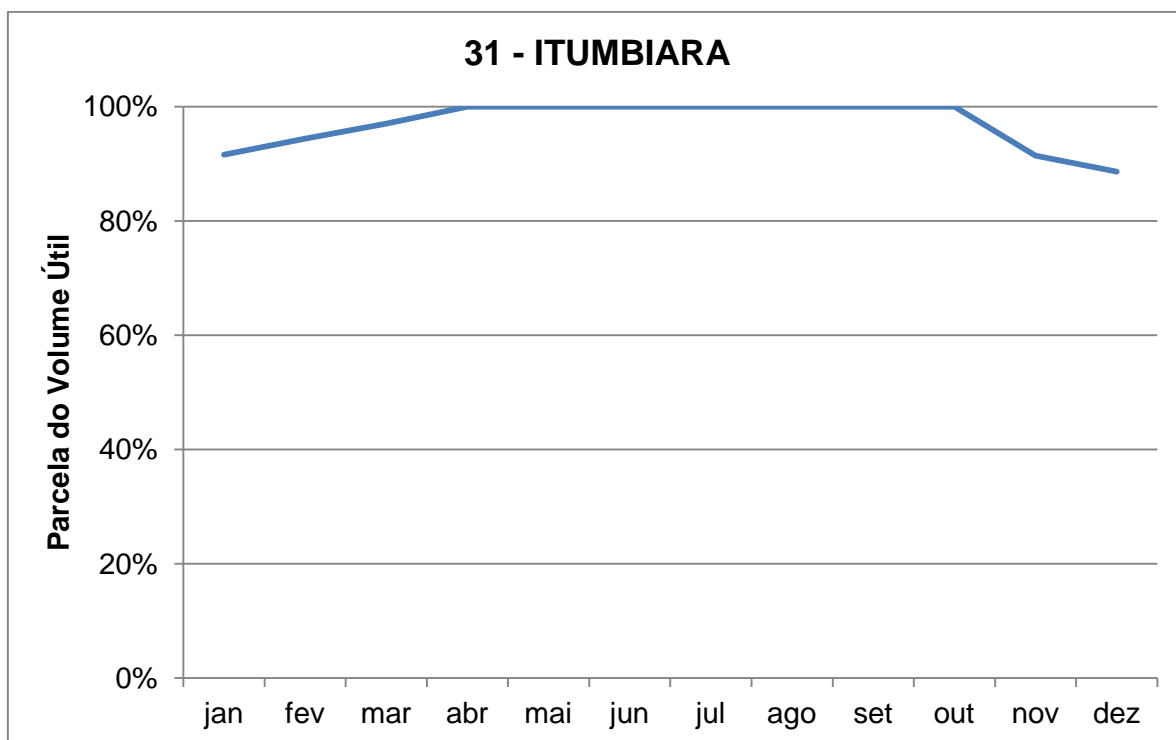
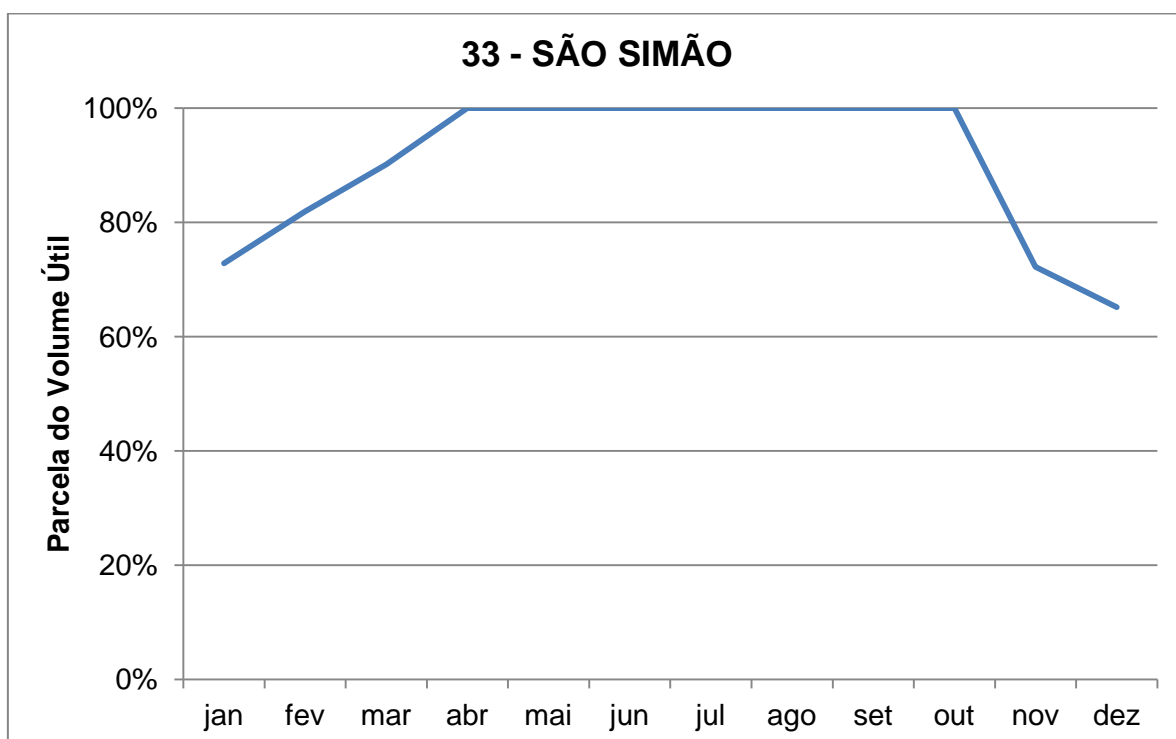


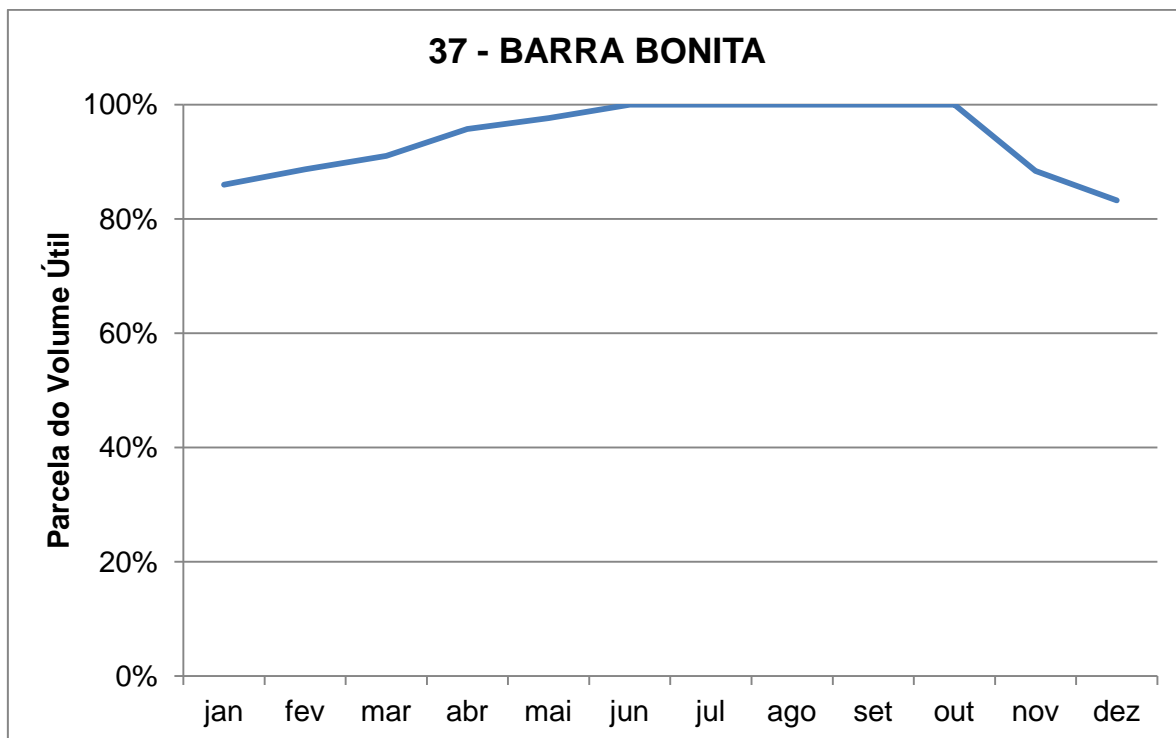
Figura 36 – Volumes de espera para Nova Ponte (ciclo 2011/2012)



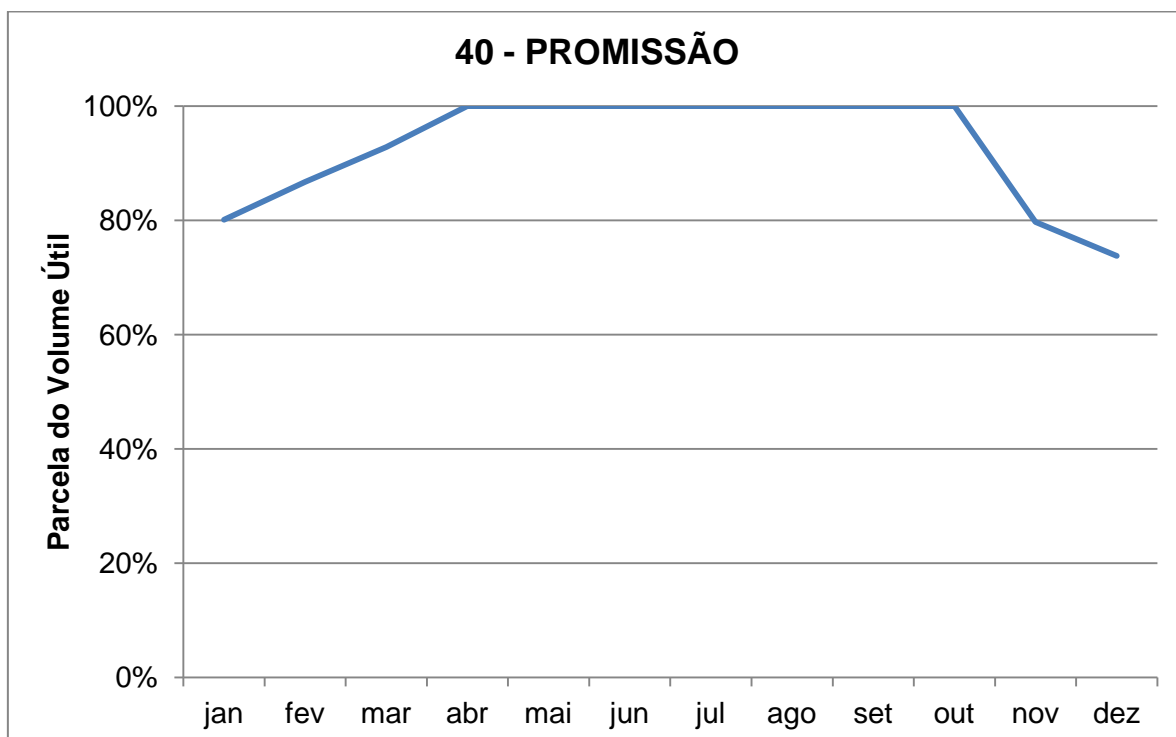
**Figura 37 – Volumes de espera de Itumbiara (ciclo 2011/2012)**



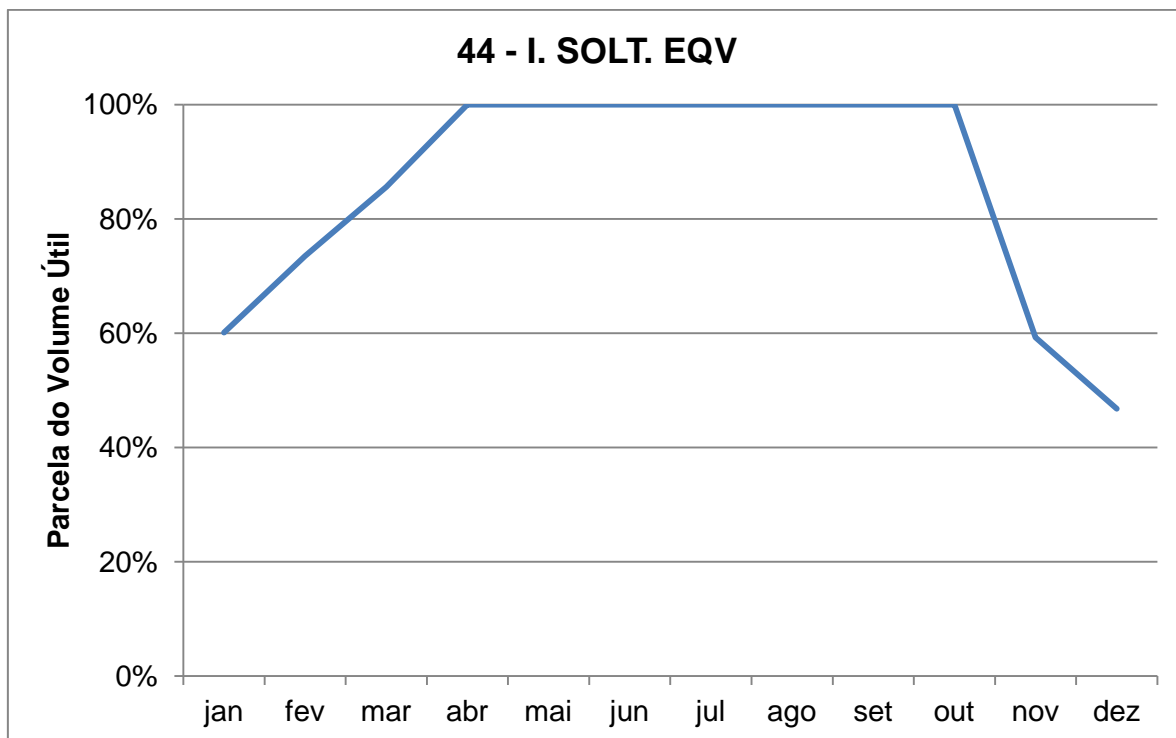
**Figura 38 – Volumes de espera de São Simão (ciclo 2011/2012)**



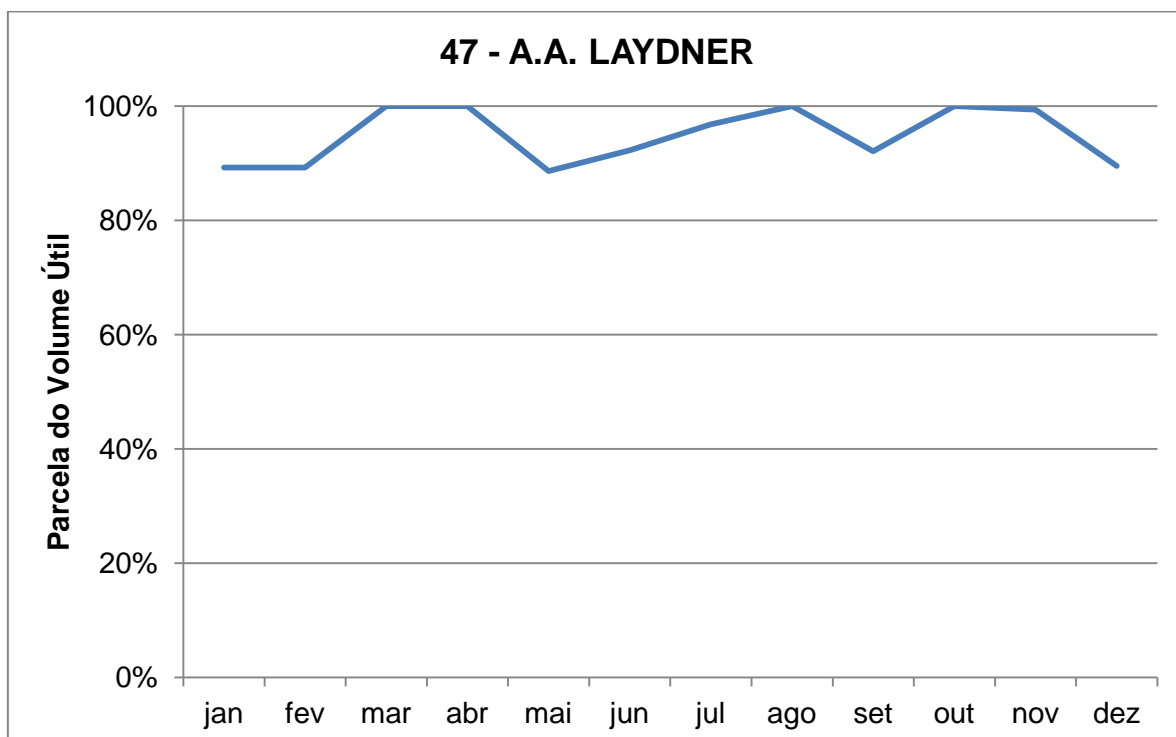
**Figura 39 – Volumes de espera de Barra Bonita (2011/2012)**



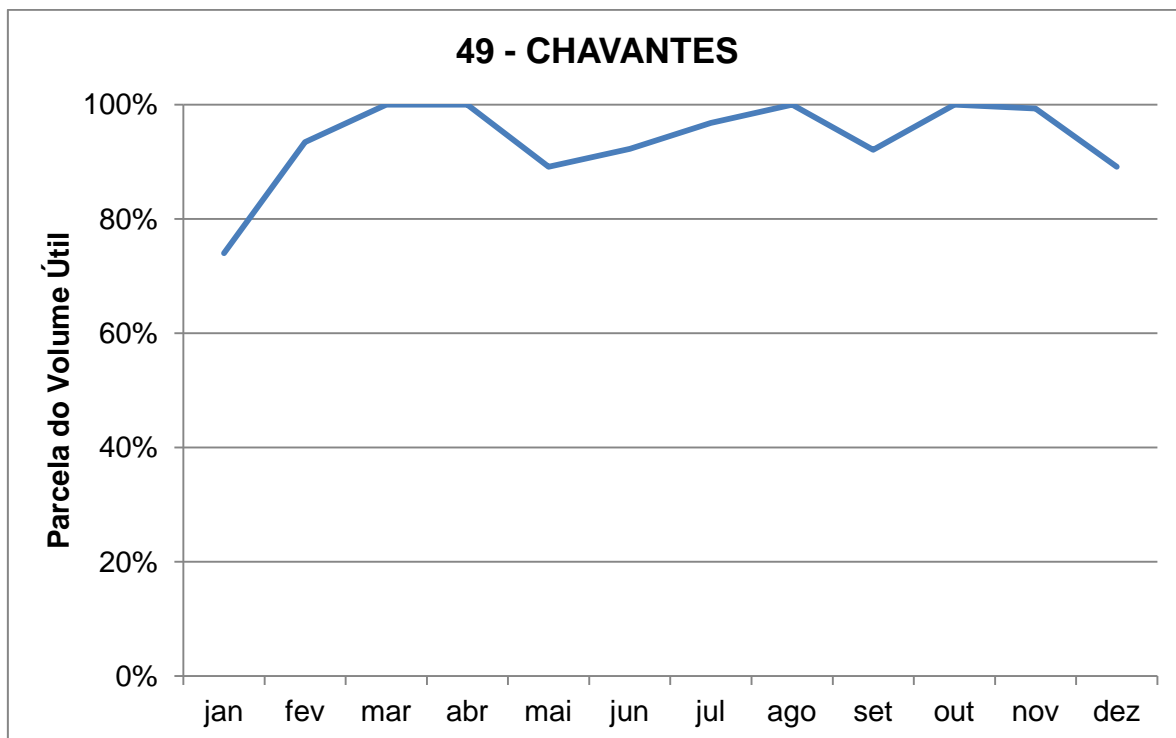
**Figura 40 – Volumes de espera de Promissão (ciclo 2011/2012)**



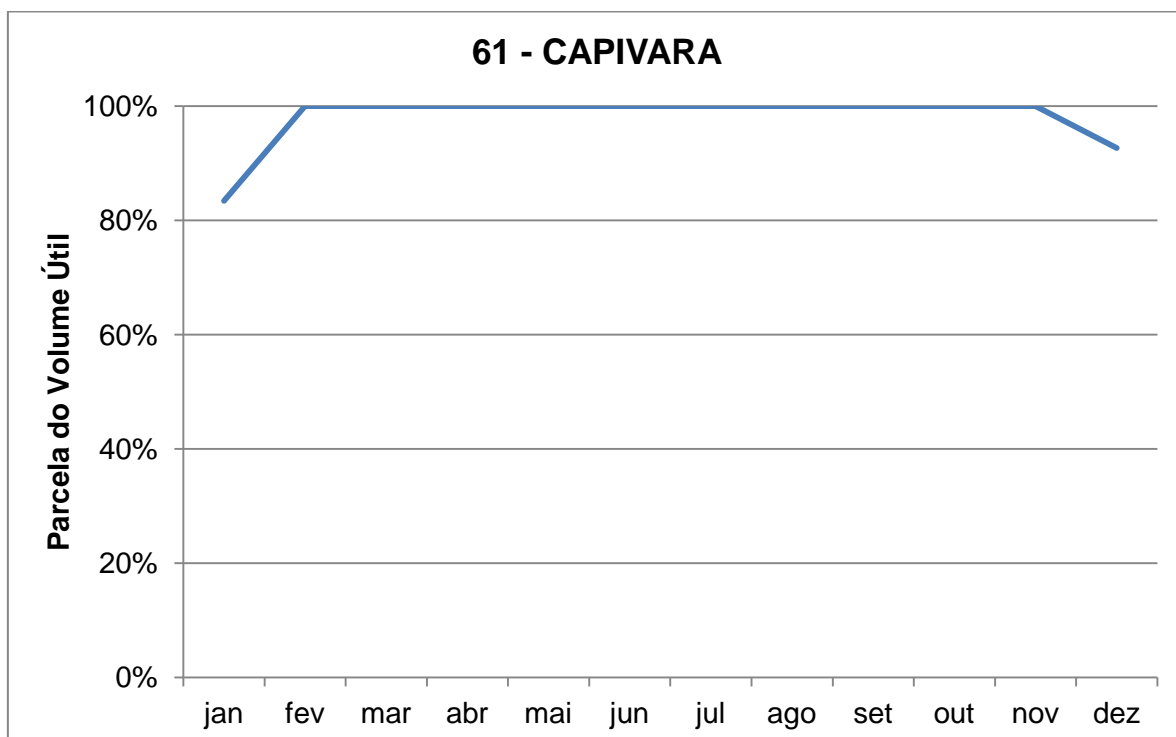
**Figura 41 – Volumes de espera de Ilha Solteira Equivalente (ciclo 2011/2012)**



**Figura 42 – Volumes de espera de A. A. Laydner – (ciclo 2011/2012)**



**Figura 43 – Volumes de espera de Chavantes (ciclo 2011/2012)**



**Figura 44 – Volumes de espera de Capivara (ciclo 2011/2012)**

## 11 ANEXO IV - SÉRIE DE VAZÕES AFLUENTES

A série histórica de vazões foi retirada do site da ONS, que disponibiliza séries diárias e mensais de vazão para as usinas do SIN. Os dados referem-se ao período de Janeiro de 1931 a Dezembro de 2010, com exceção da série de Camargos, que tem início em Janeiro de 1932.

As séries mensais estão apresentadas na forma de gráficos a seguir. A numeração das usinas corresponde à utilizada pela ONS.

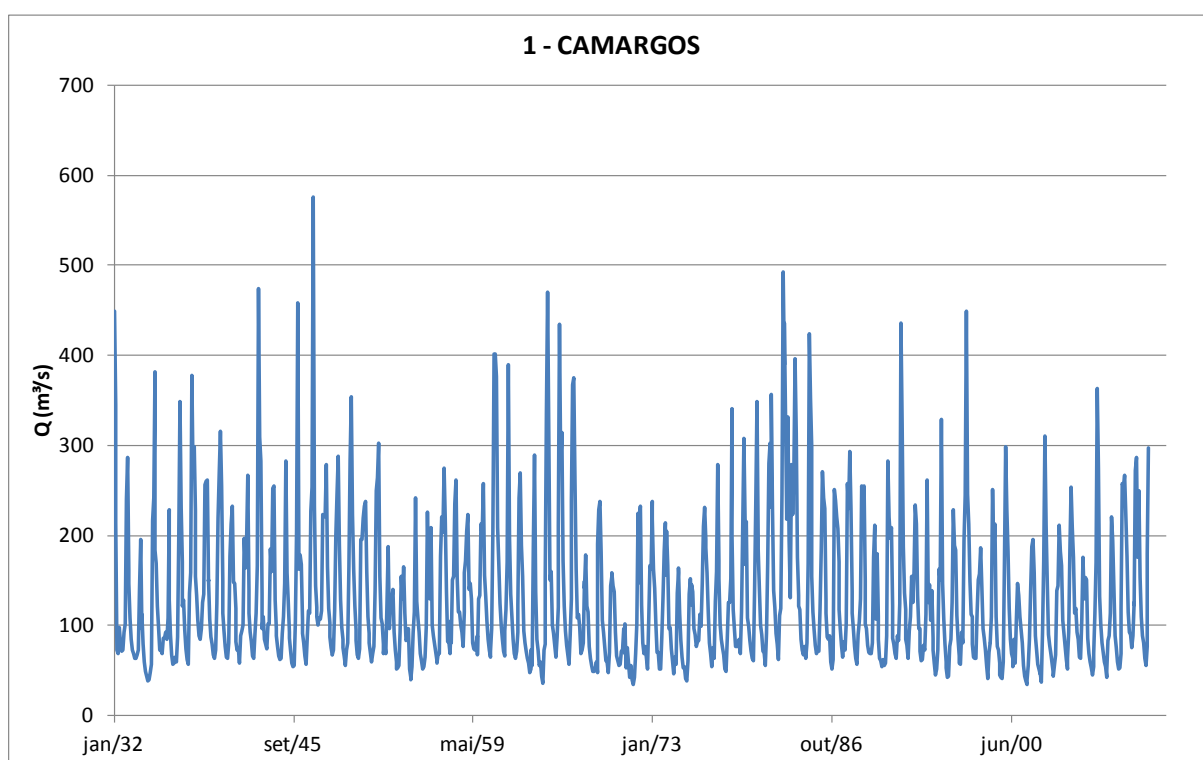
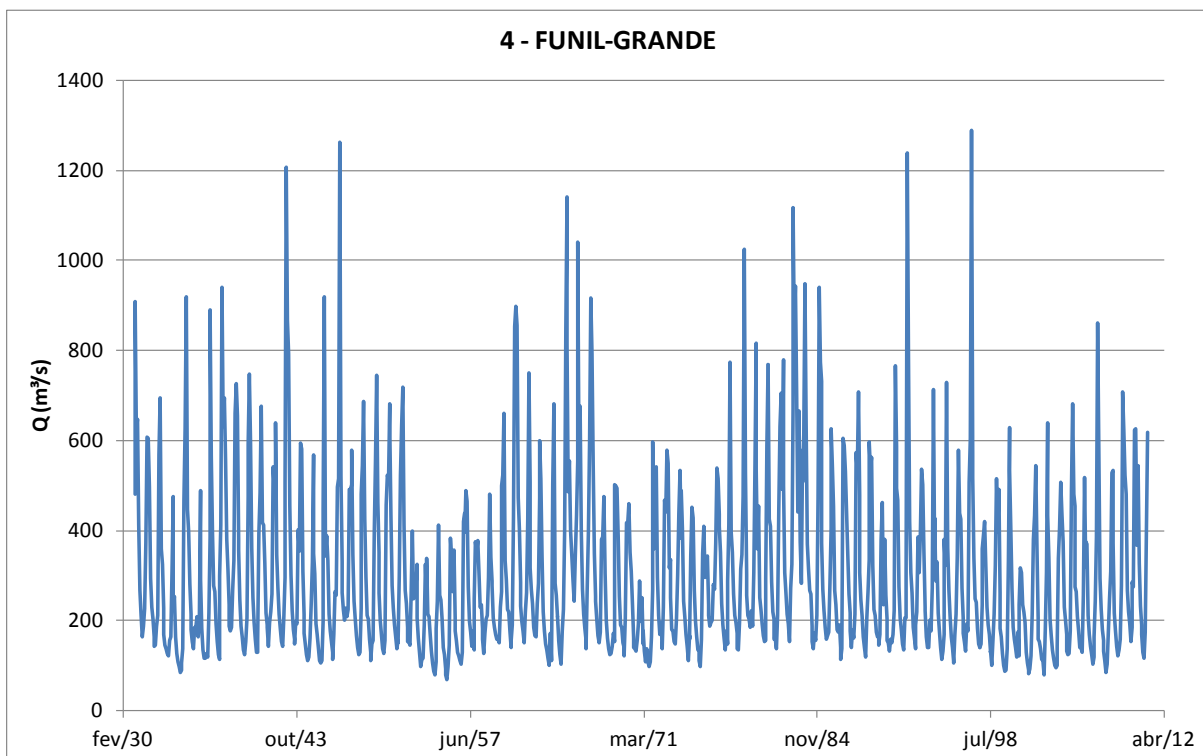
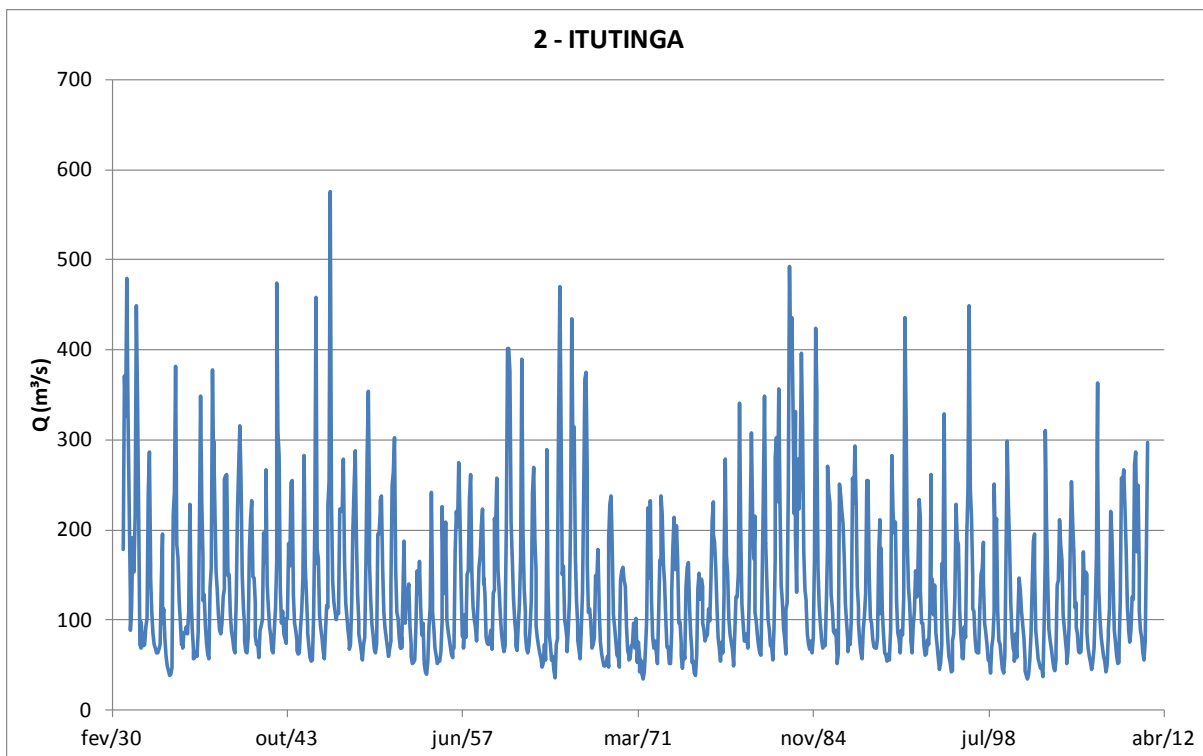


Figura 45 – Série histórica de vazões de Camargos



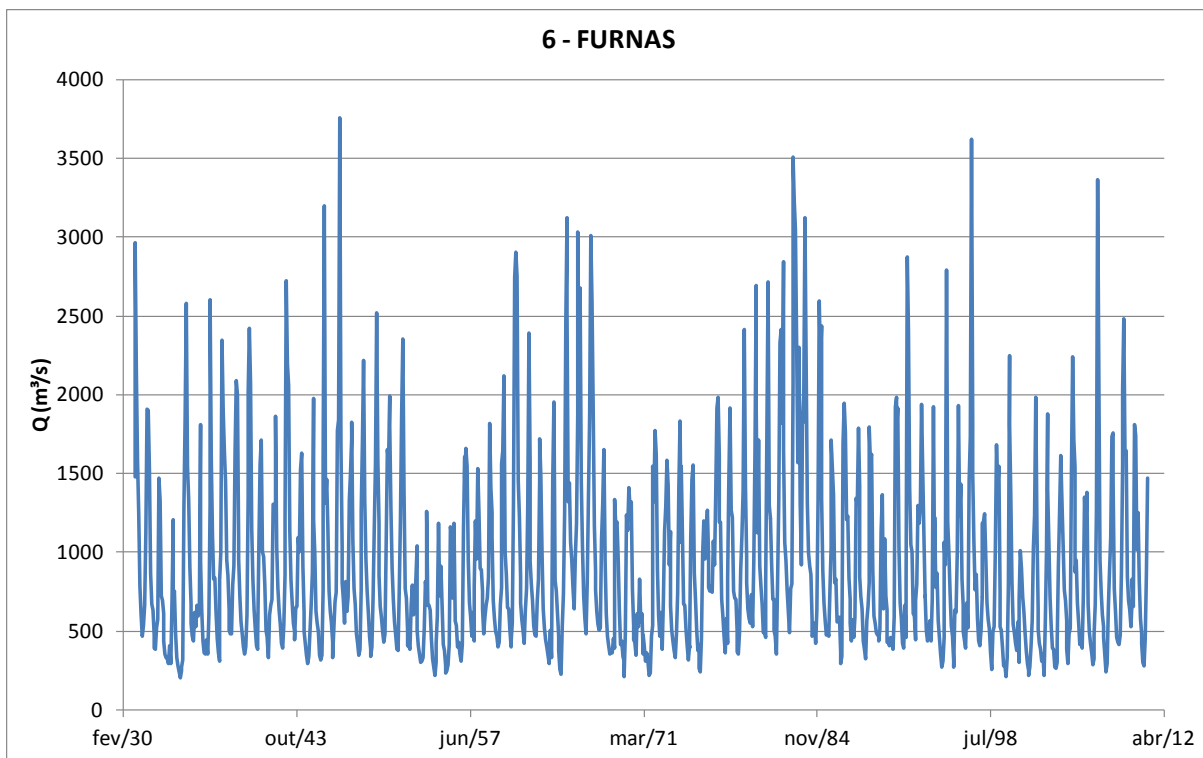


Figura 48 – Série histórica de vazões de Furnas

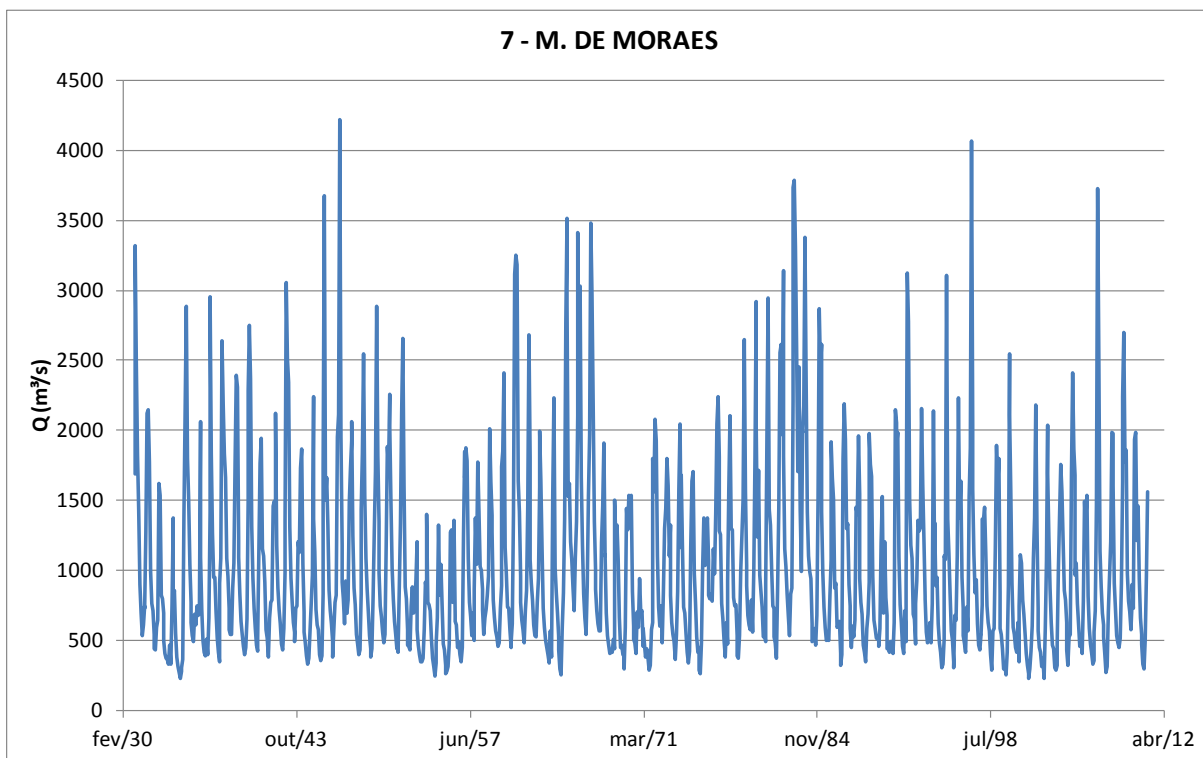
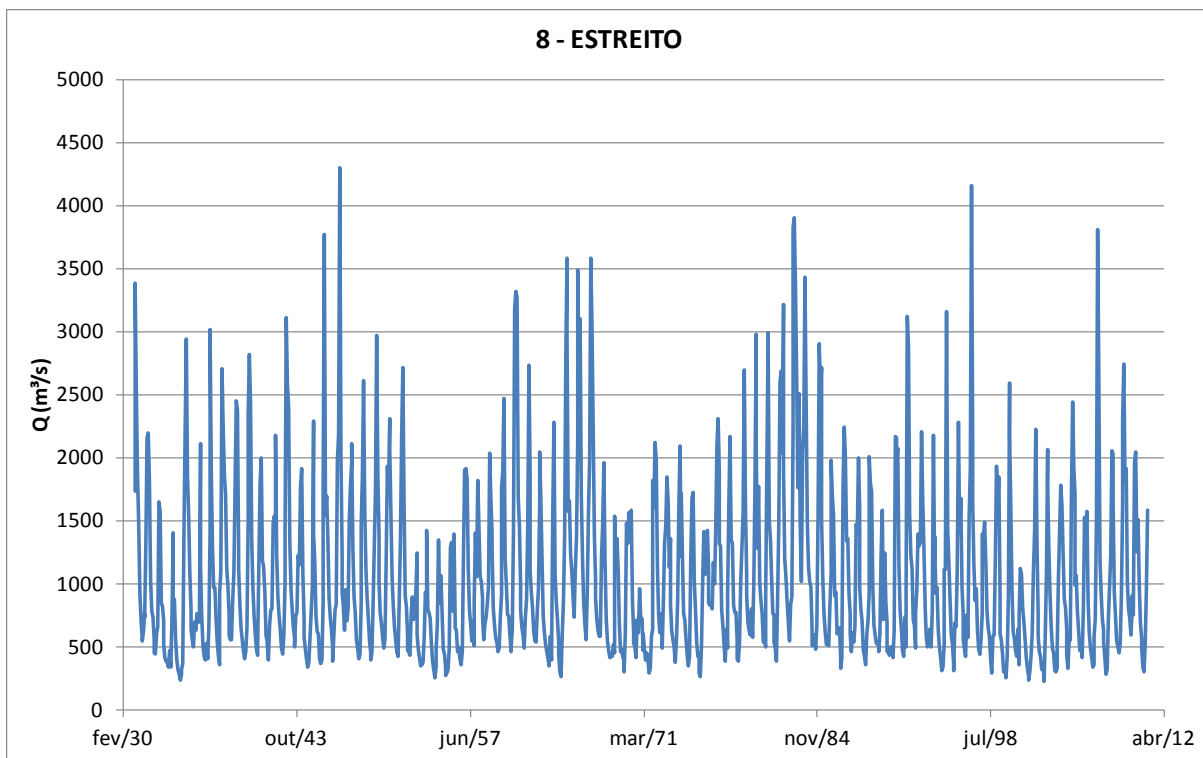
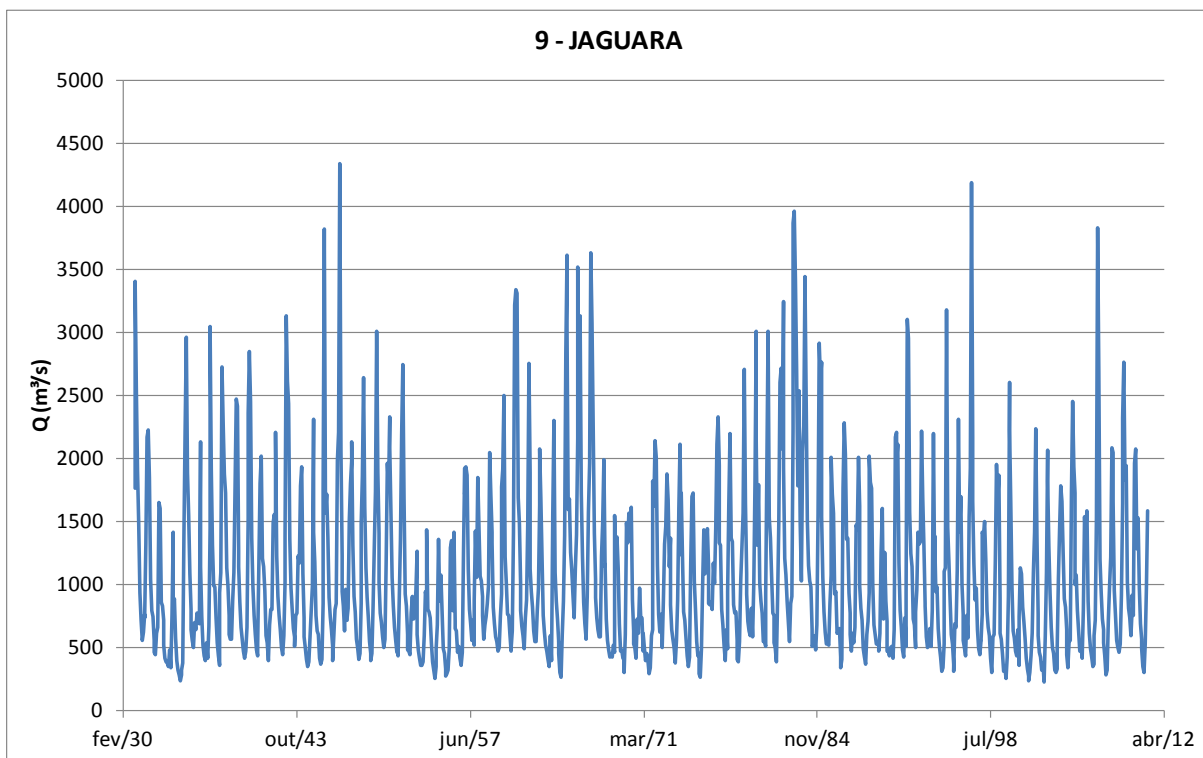


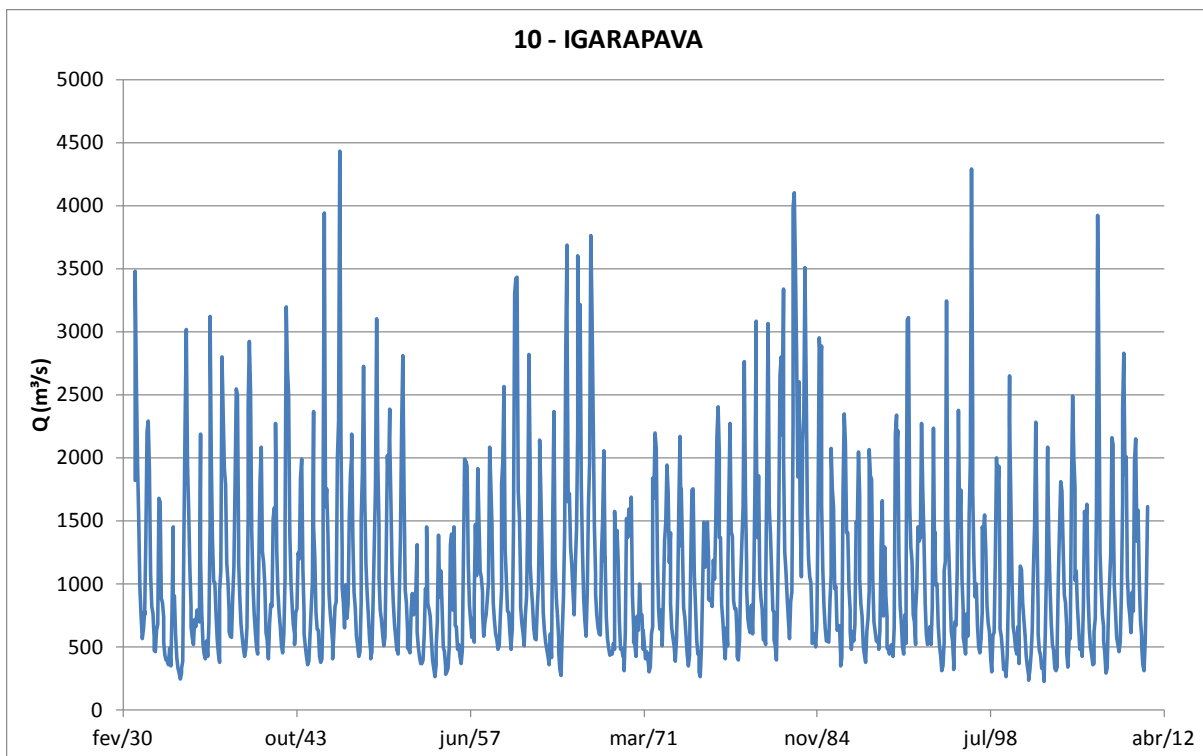
Figura 49 – Série histórica de vazões de M. de Moraes



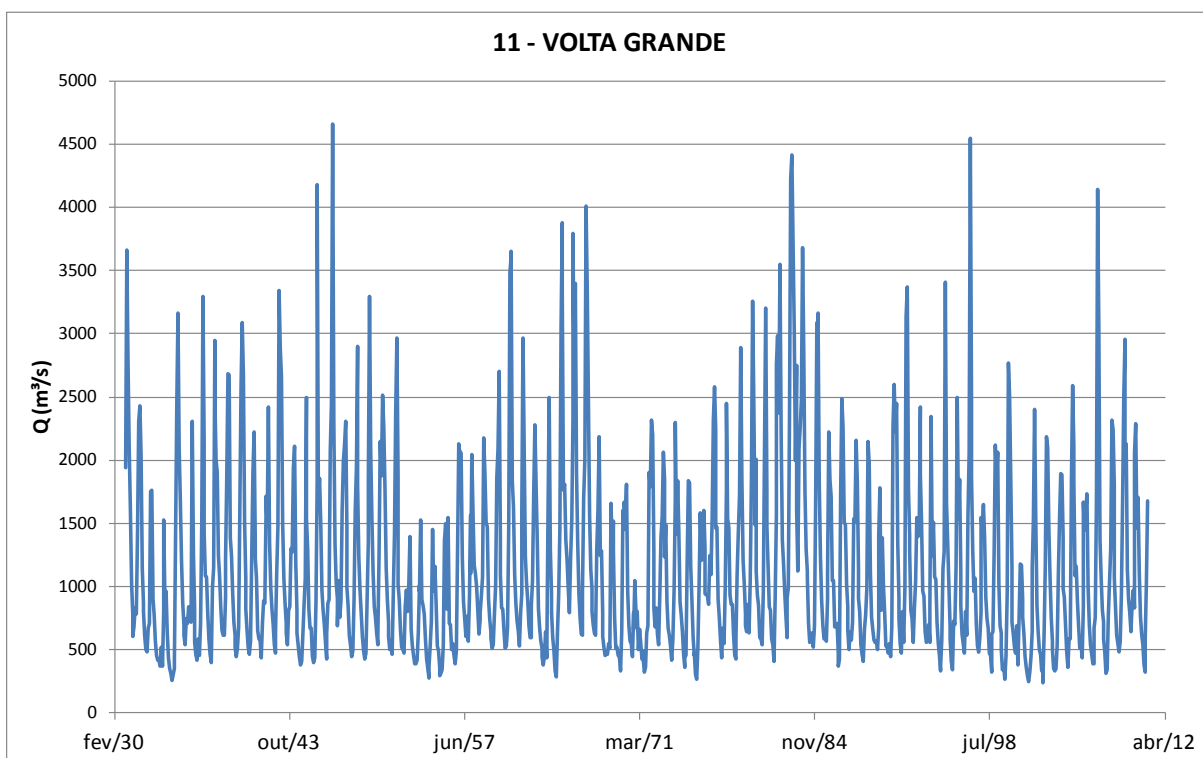
**Figura 50 – Série histórica de vazões de Estreito**



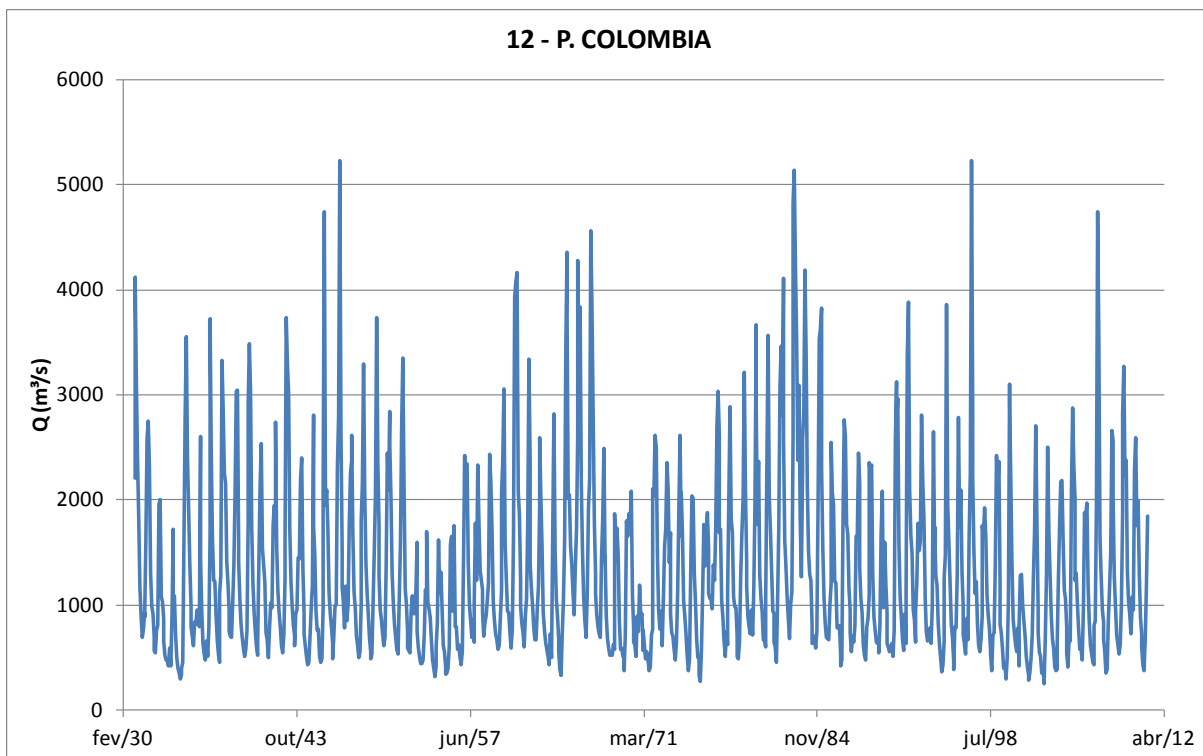
**Figura 51 – Série histórica de vazões de Jaguara**



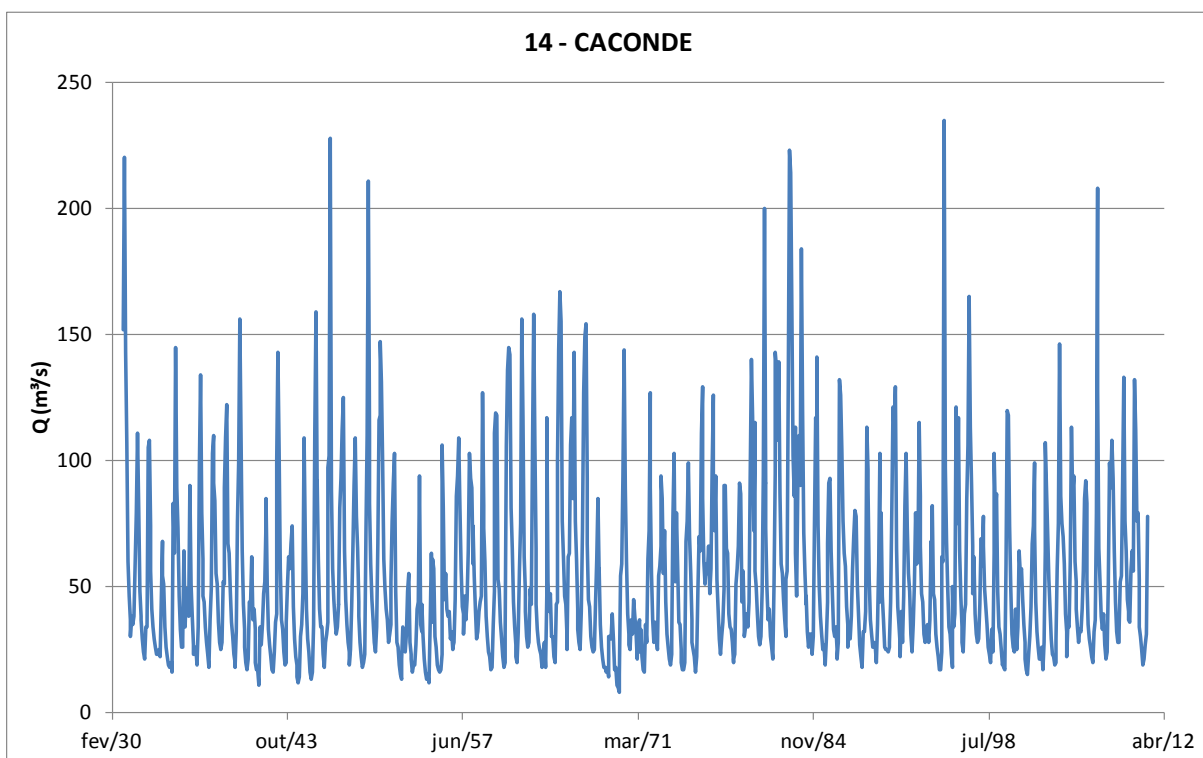
**Figura 52 – Série histórica de vazões de Igarapava**



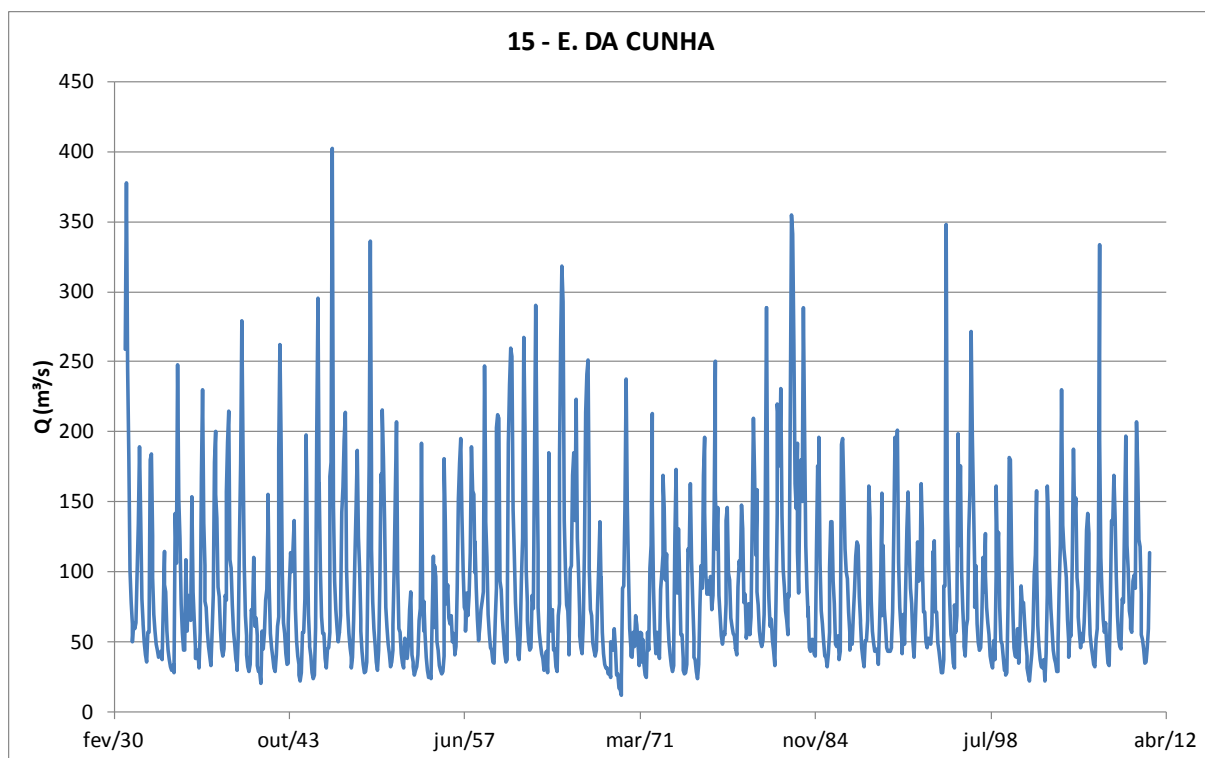
**Figura 53 – Série histórica de vazões de Volta Grande**



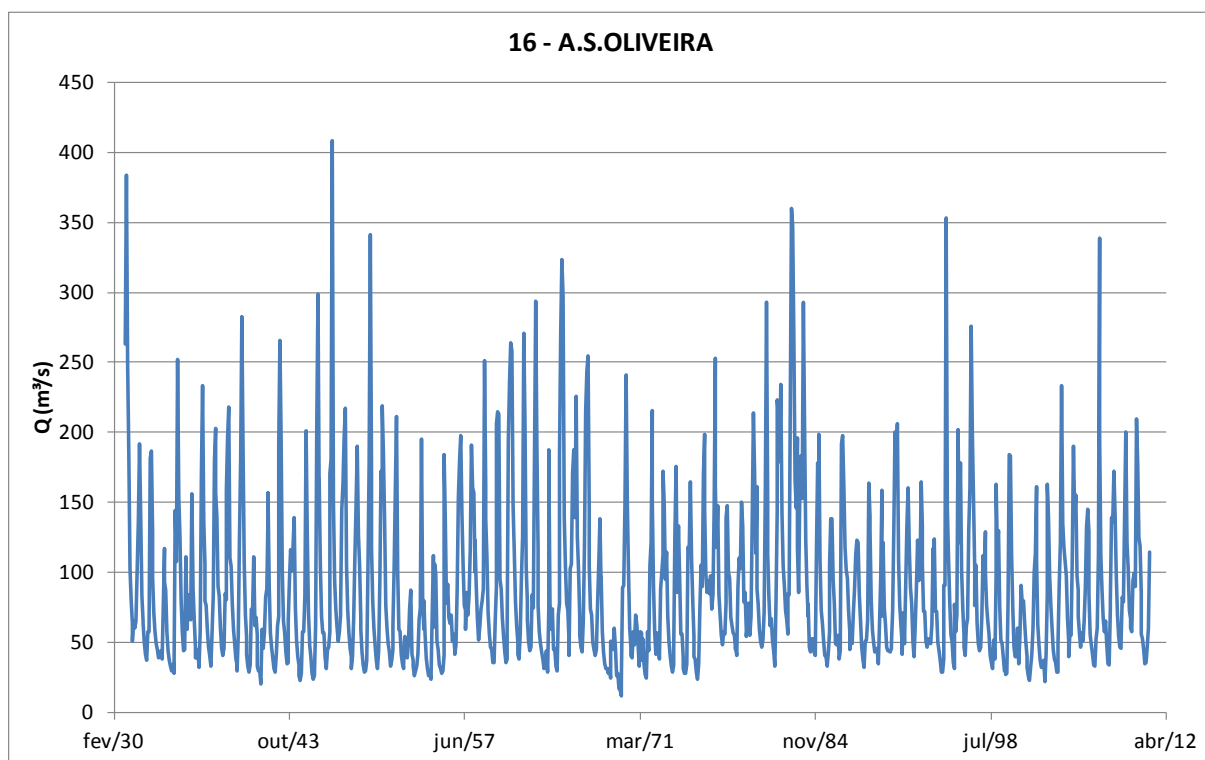
**Figura 54 – Série histórica de vazões de P. Colombia**



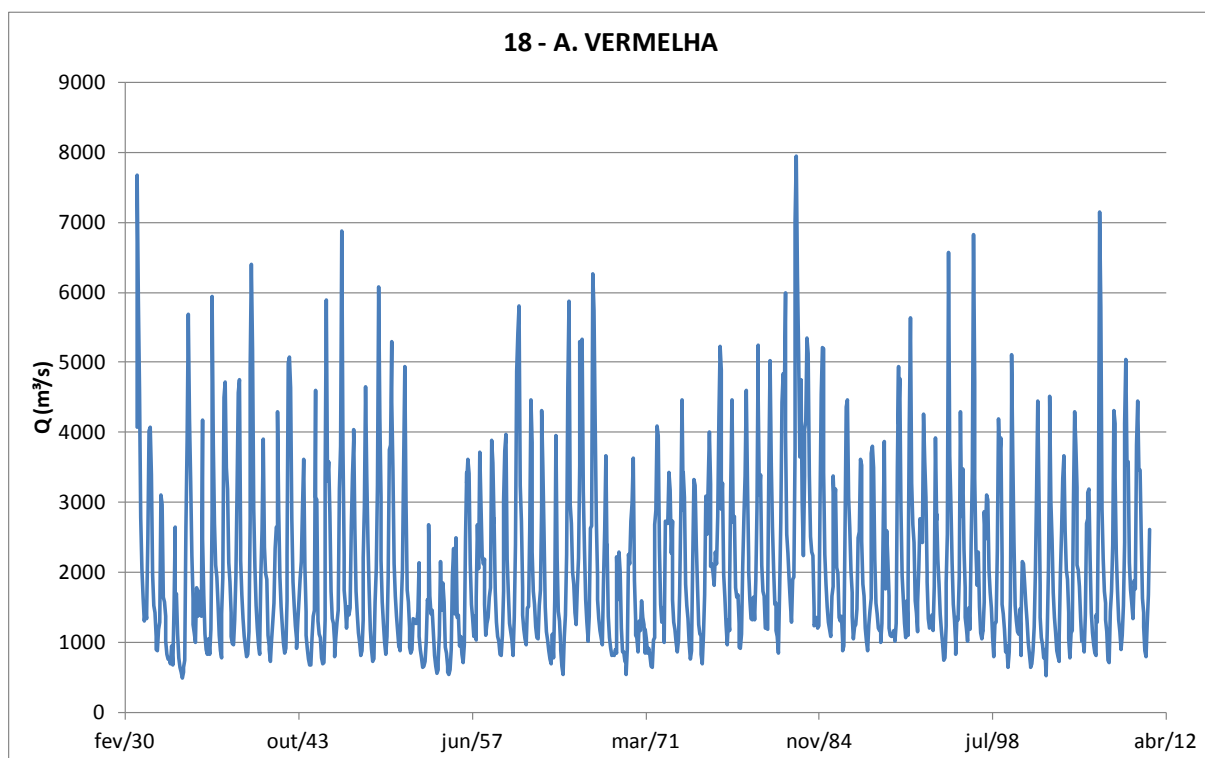
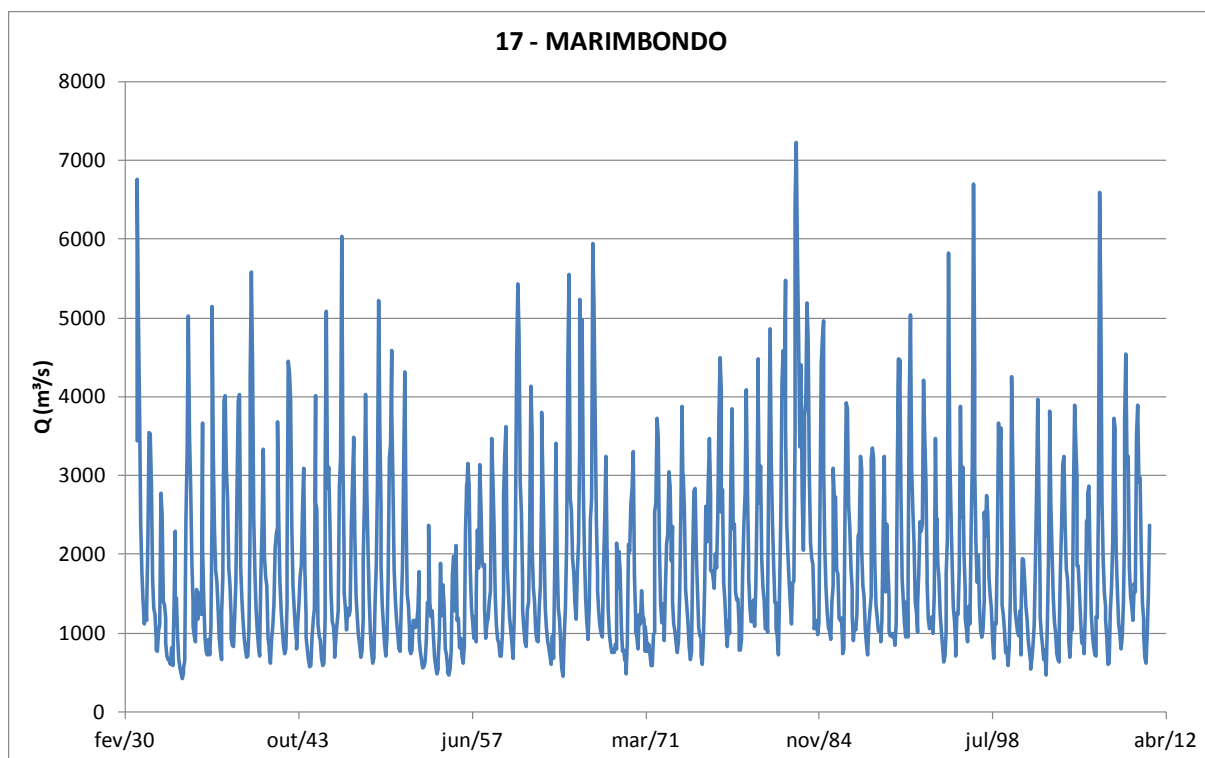
**Figura 55 – Série histórica de vazões de Caconde**

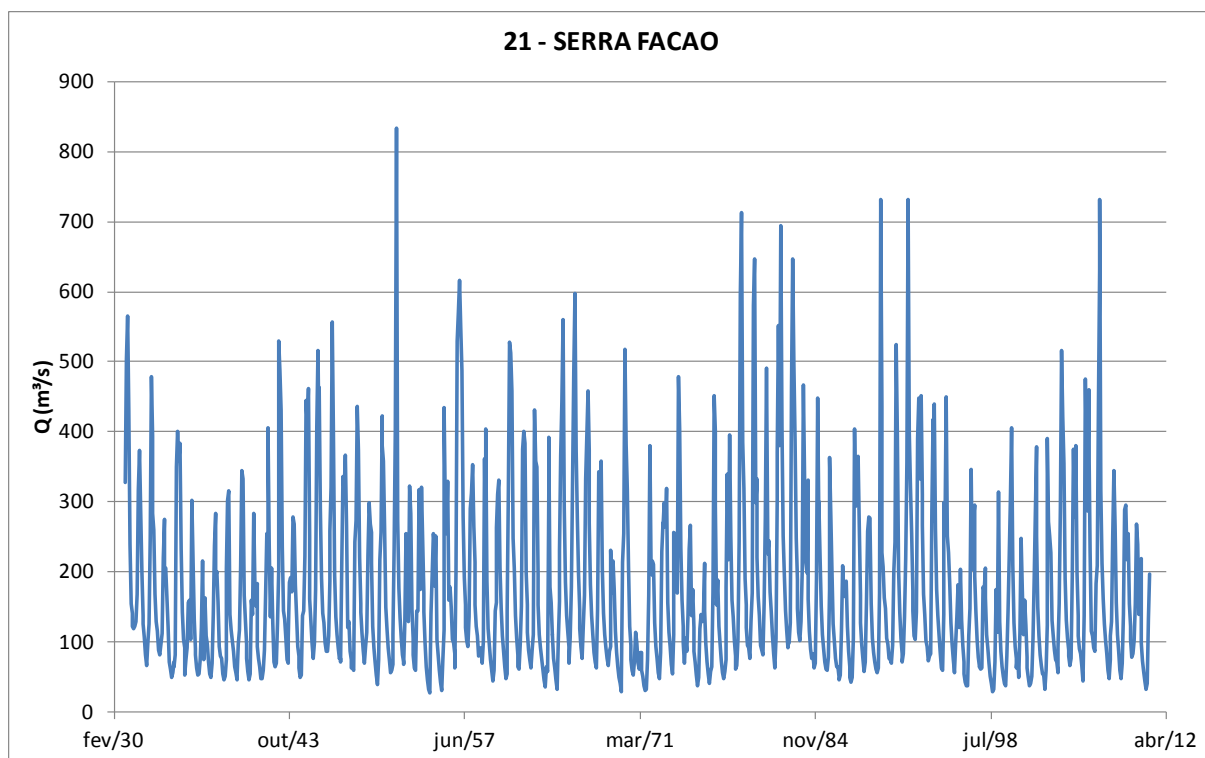


**Figura 56 – Série histórica de vazões de E. da Cunha**

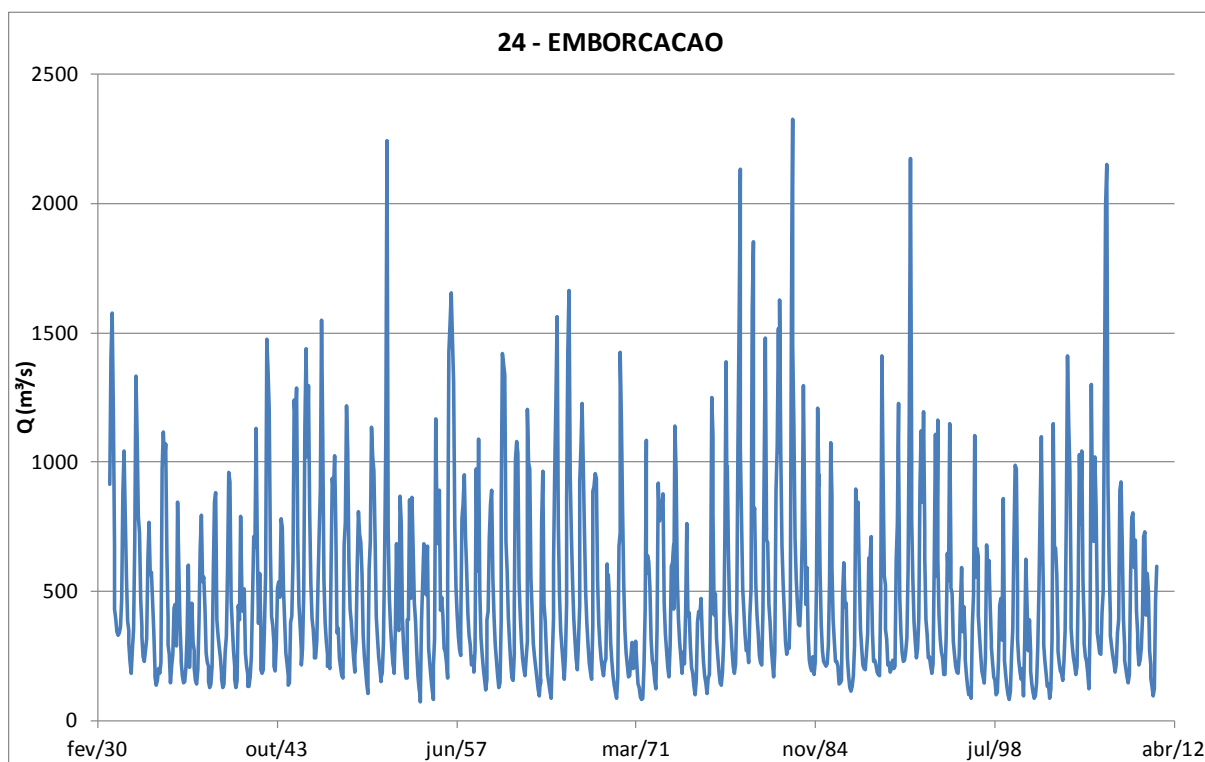


**Figura 57 – Série histórica de vazões de A. S. Oliveira**

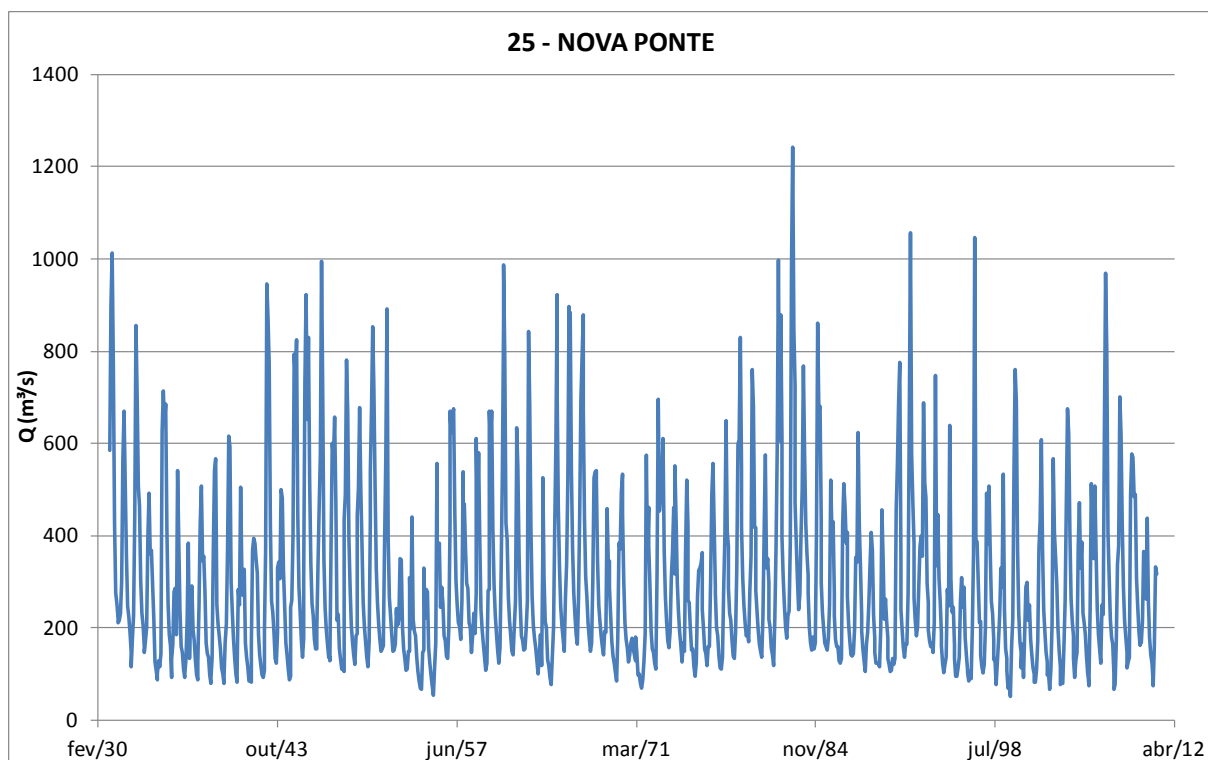




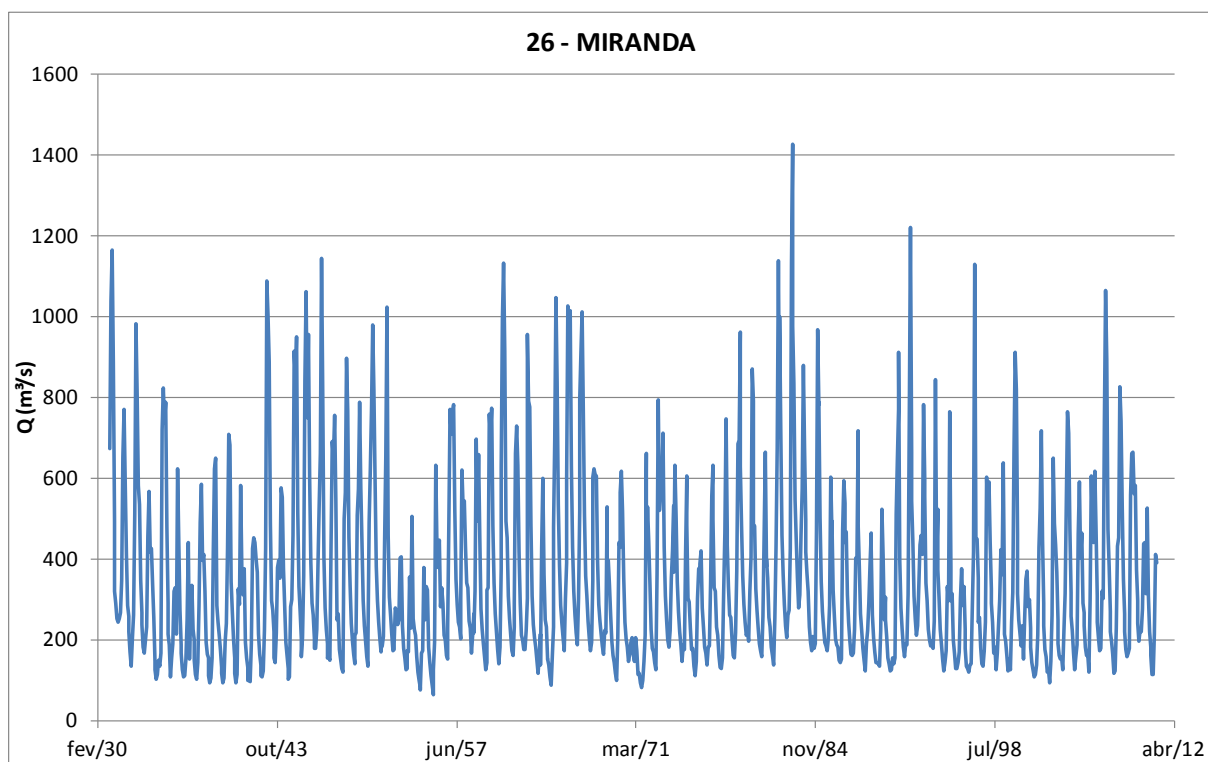
**Figura 60 – Série histórica de vazões de Serra Facão**



**Figura 61 – Série histórica de vazões de Emborcação**



**Figura 62 – Série histórica de vazões de Nova Ponte**



**Figura 63 – Série histórica de vazões de Miranda**

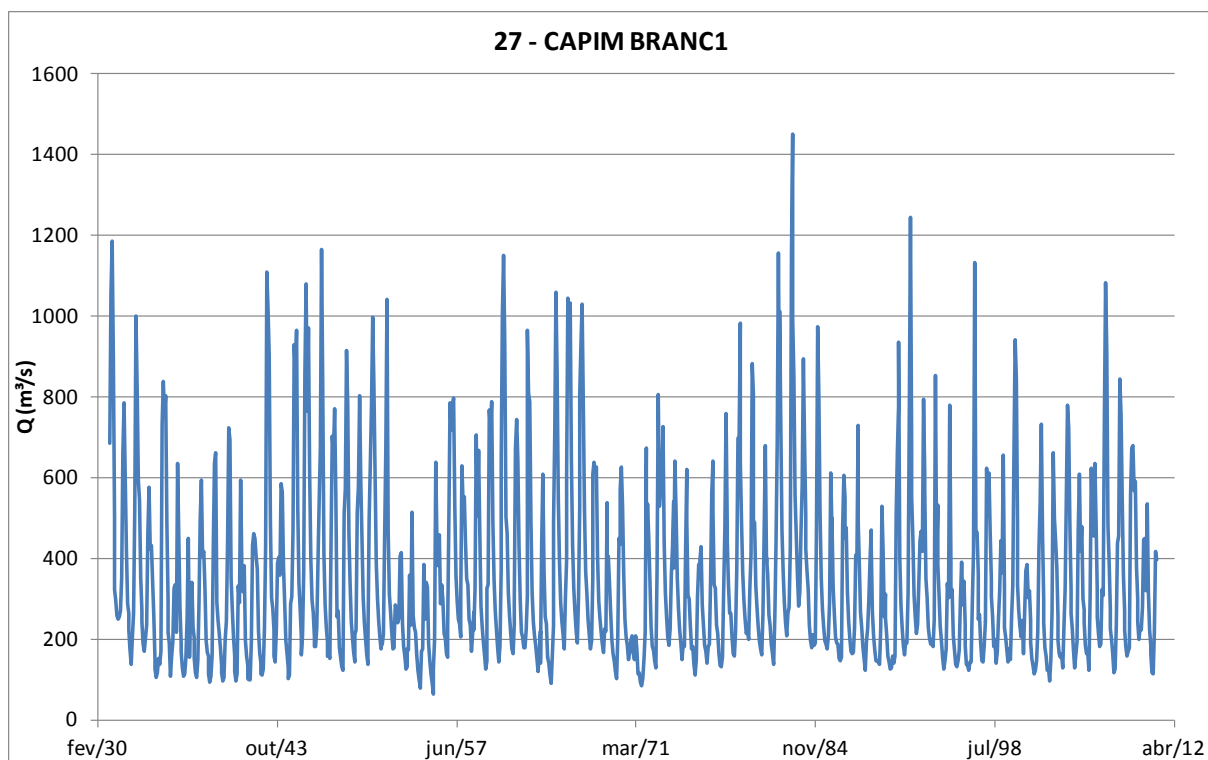


Figura 64 – Série histórica de vazões de Capim Branc1

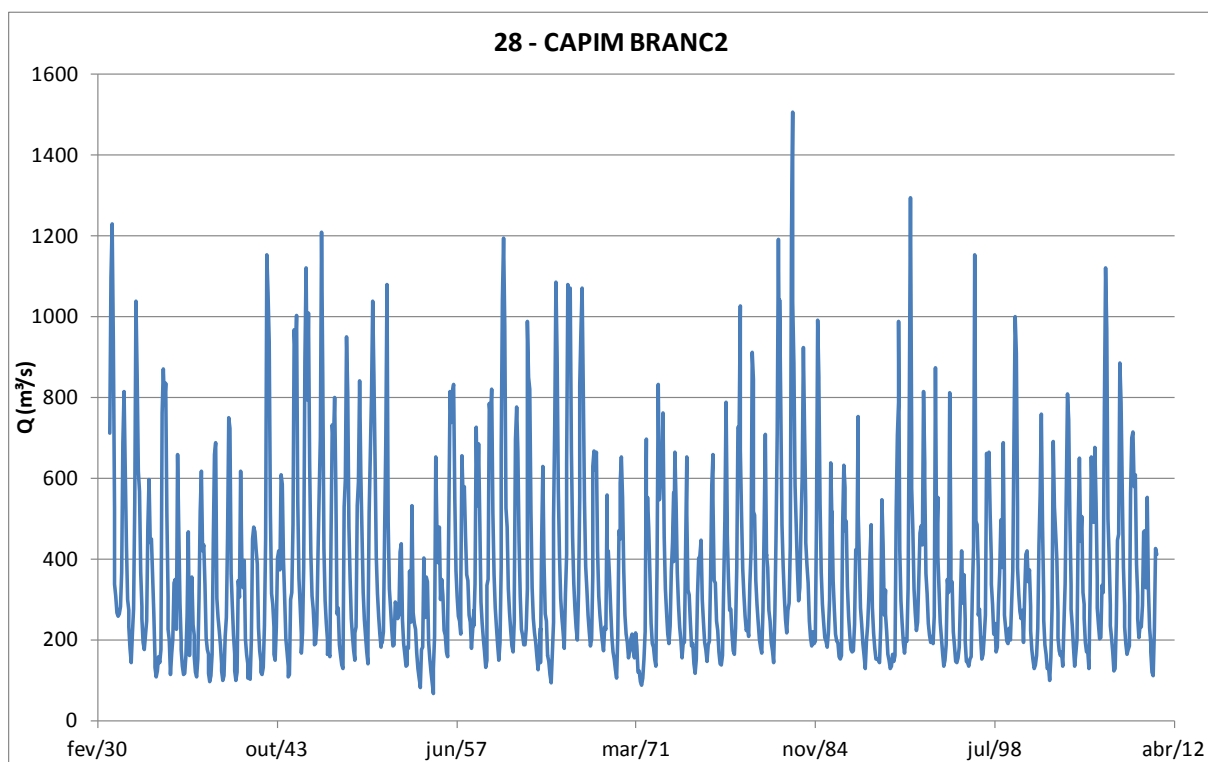


Figura 65 – Série histórica de vazões de Capim Branc2

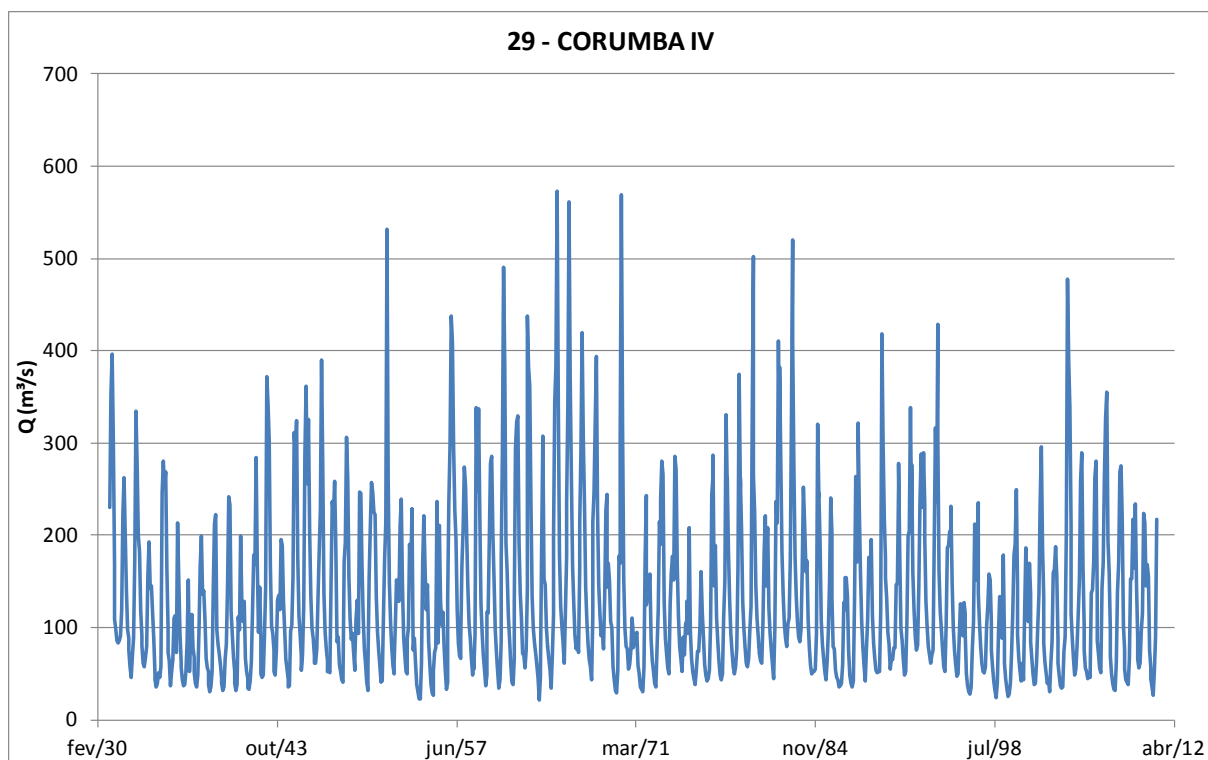


Figura 66 – Série histórica de vazões de Corumbá IV

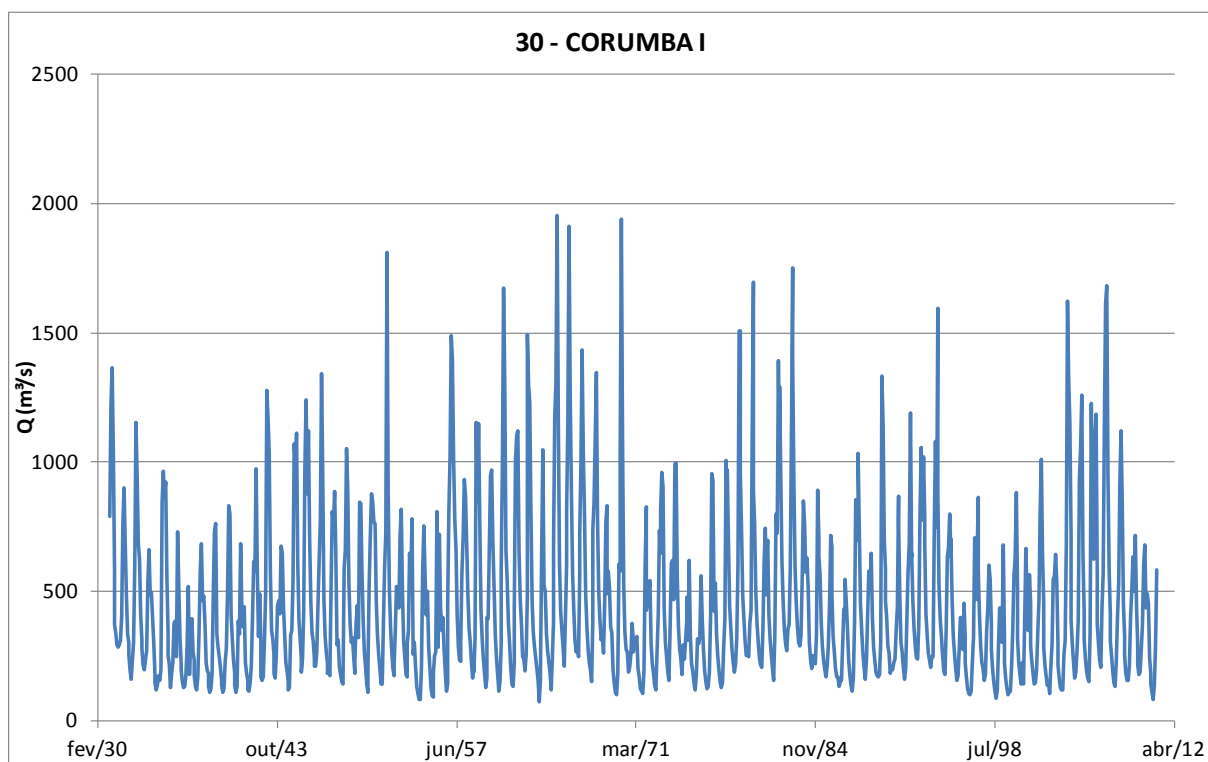


Figura 67 – Série histórica de vazões de Corumbá I

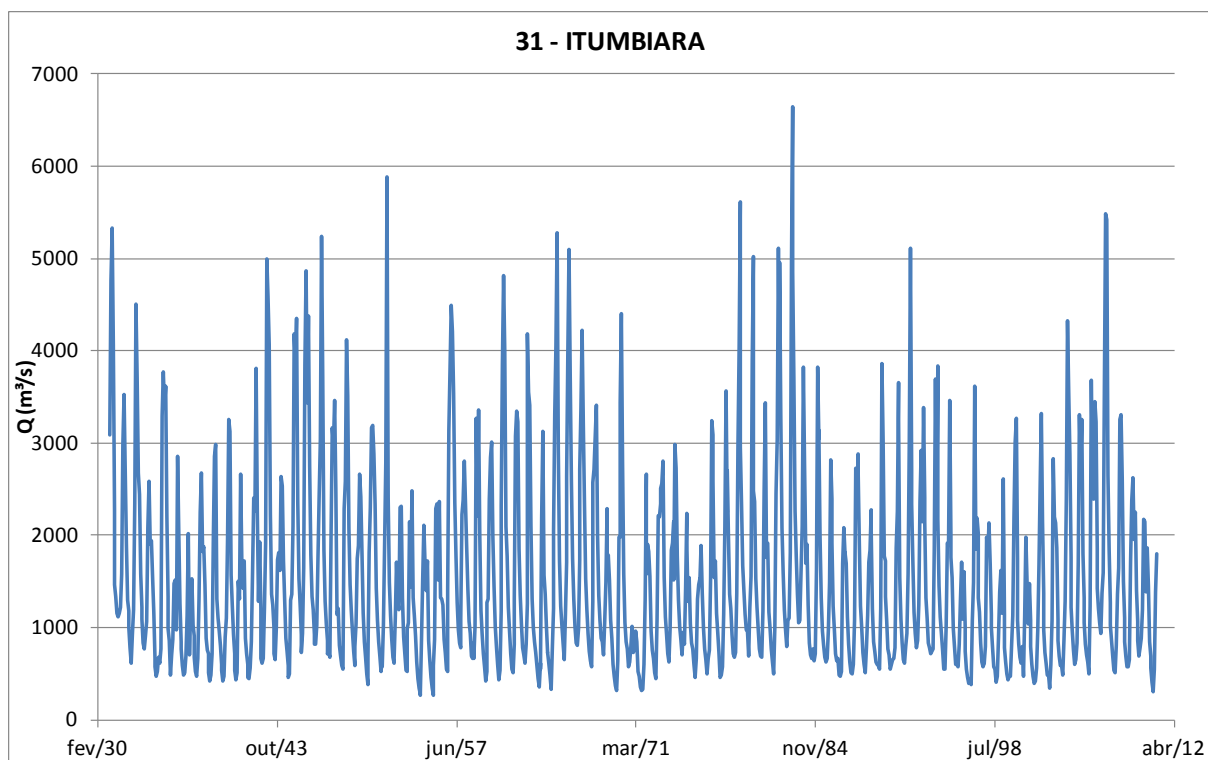


Figura 68 – Série histórica de vazões de Itumbiara

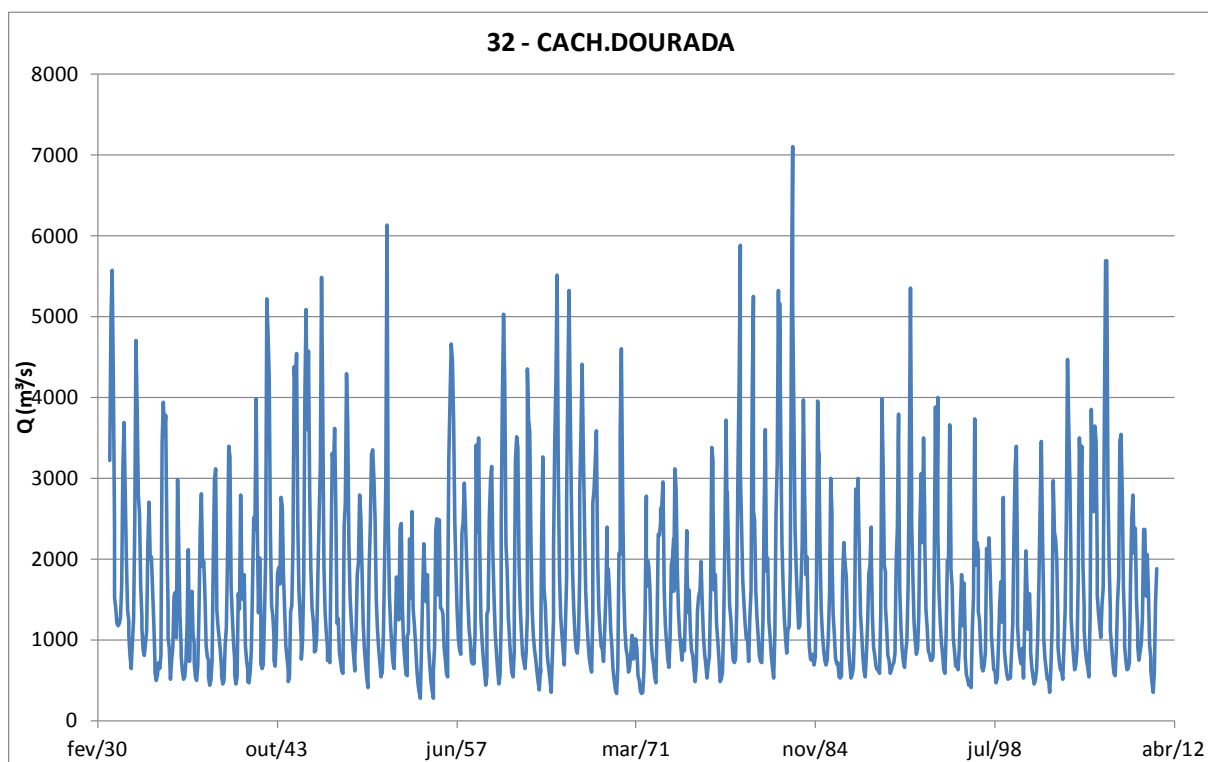
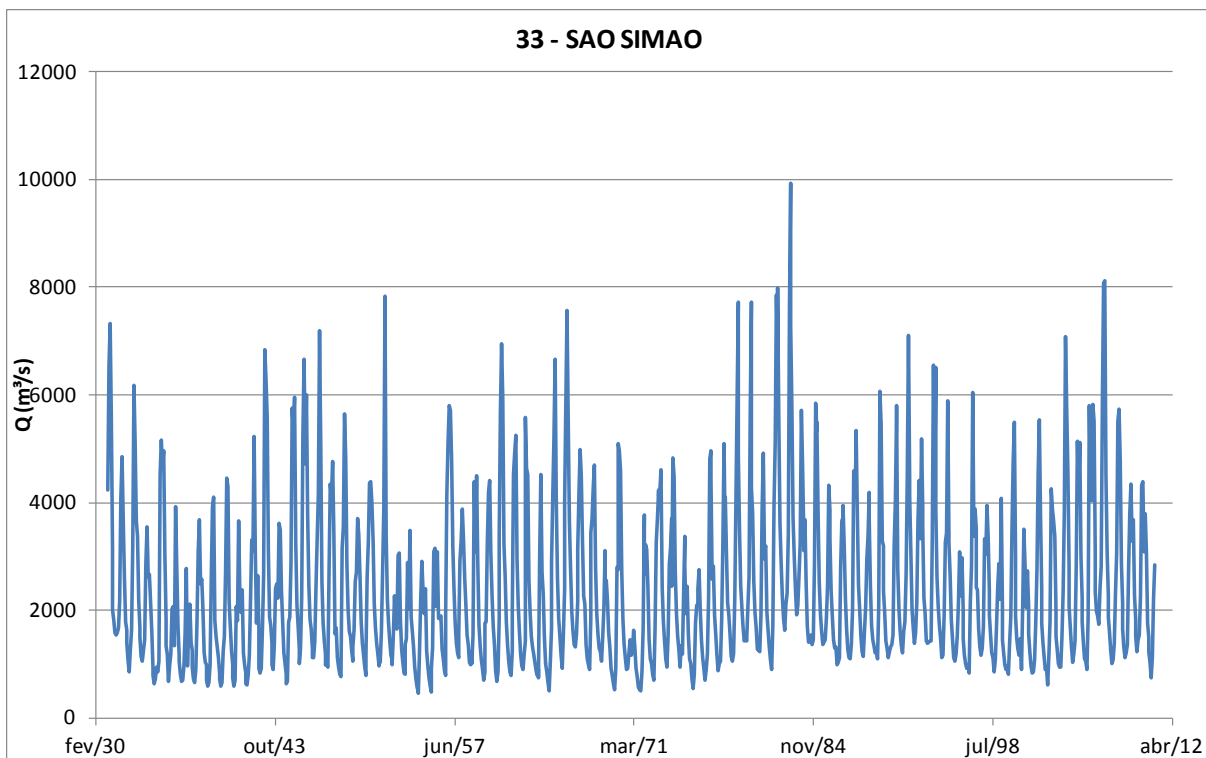
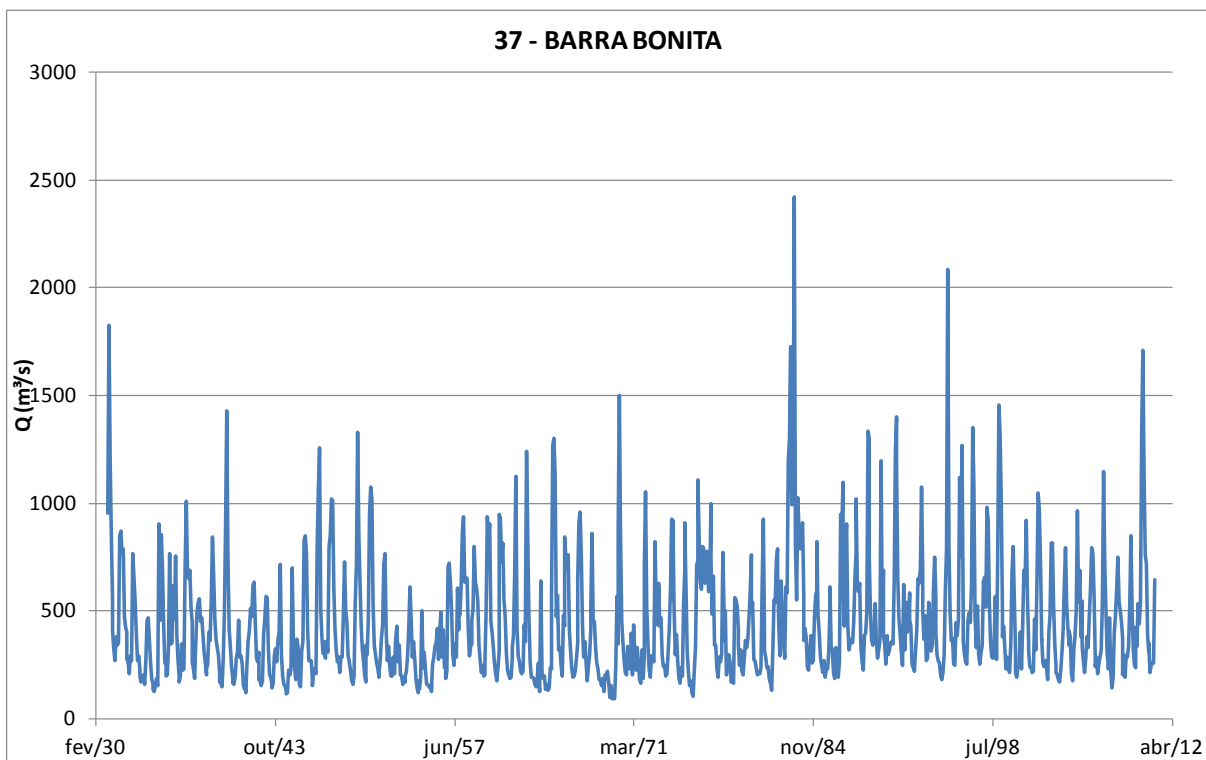


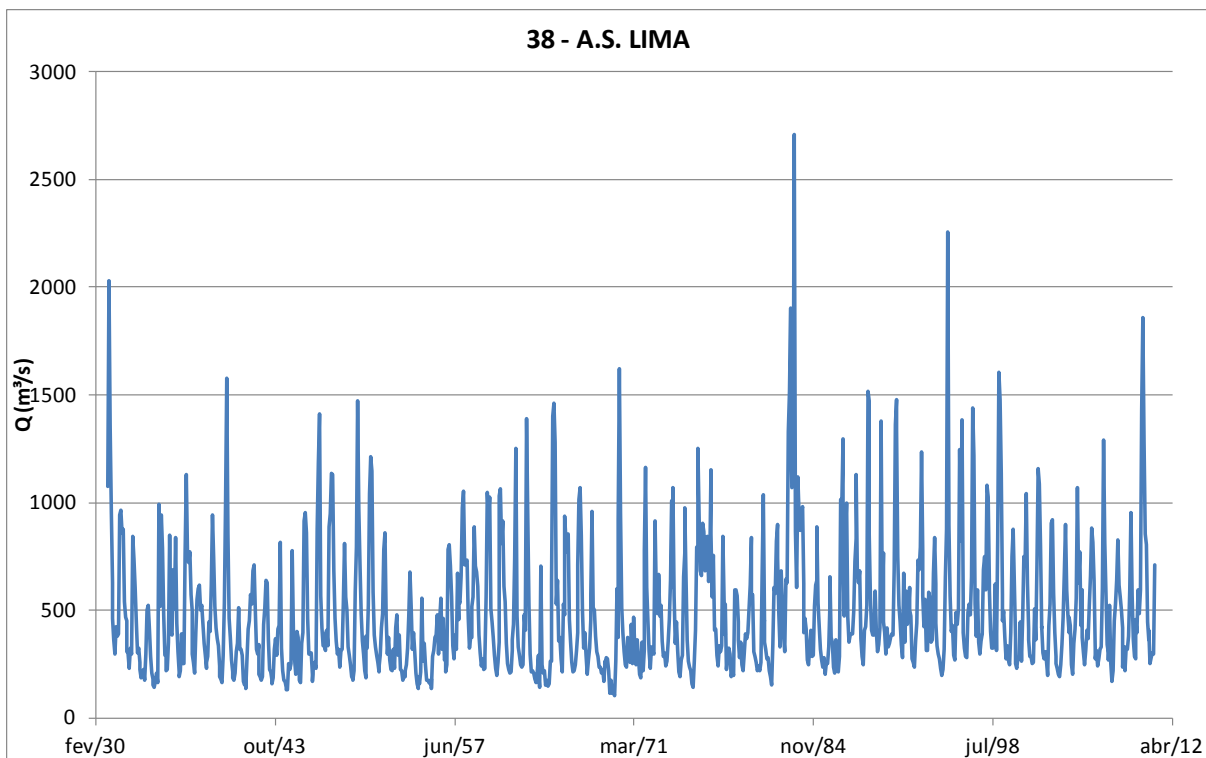
Figura 69 – Série histórica de vazões de Cach. Dourada



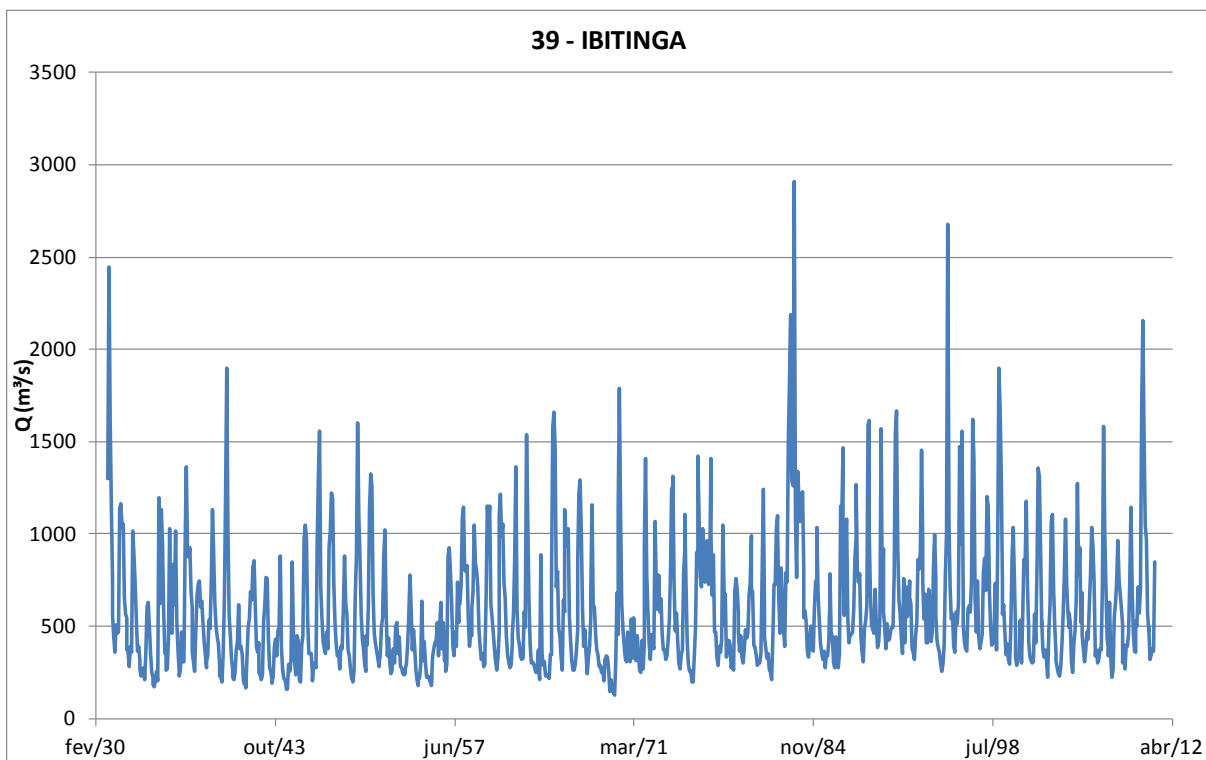
**Figura 70 – Série histórica de vazões de São Simão**



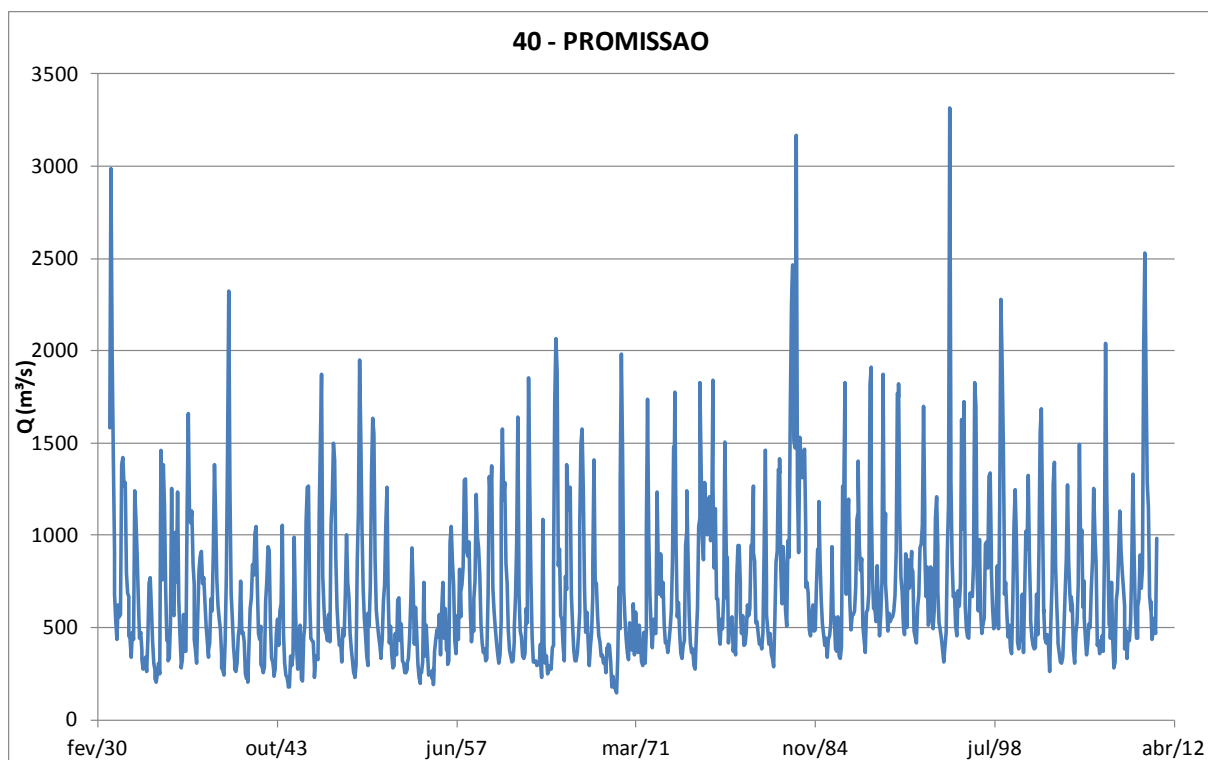
**Figura 71 – Série histórica de vazões de Barra Bonita**



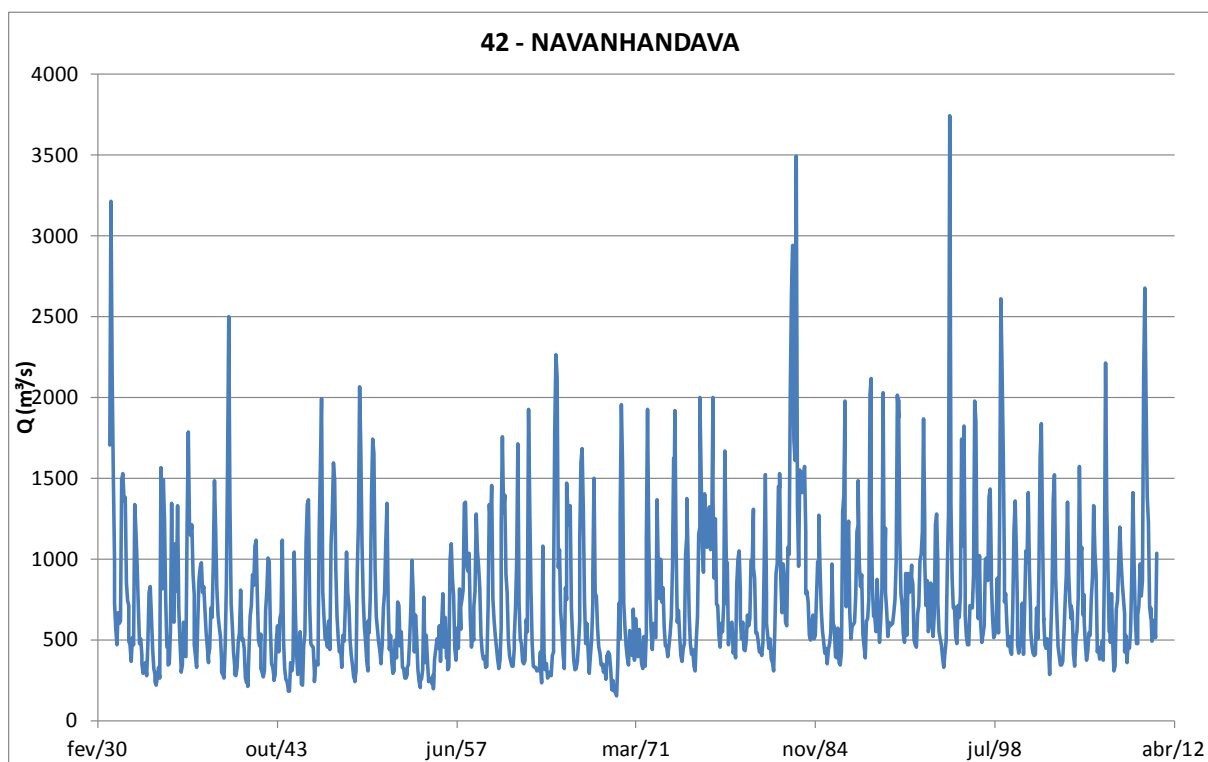
**Figura 72 – Série histórica de vazões de A. S. Lima**



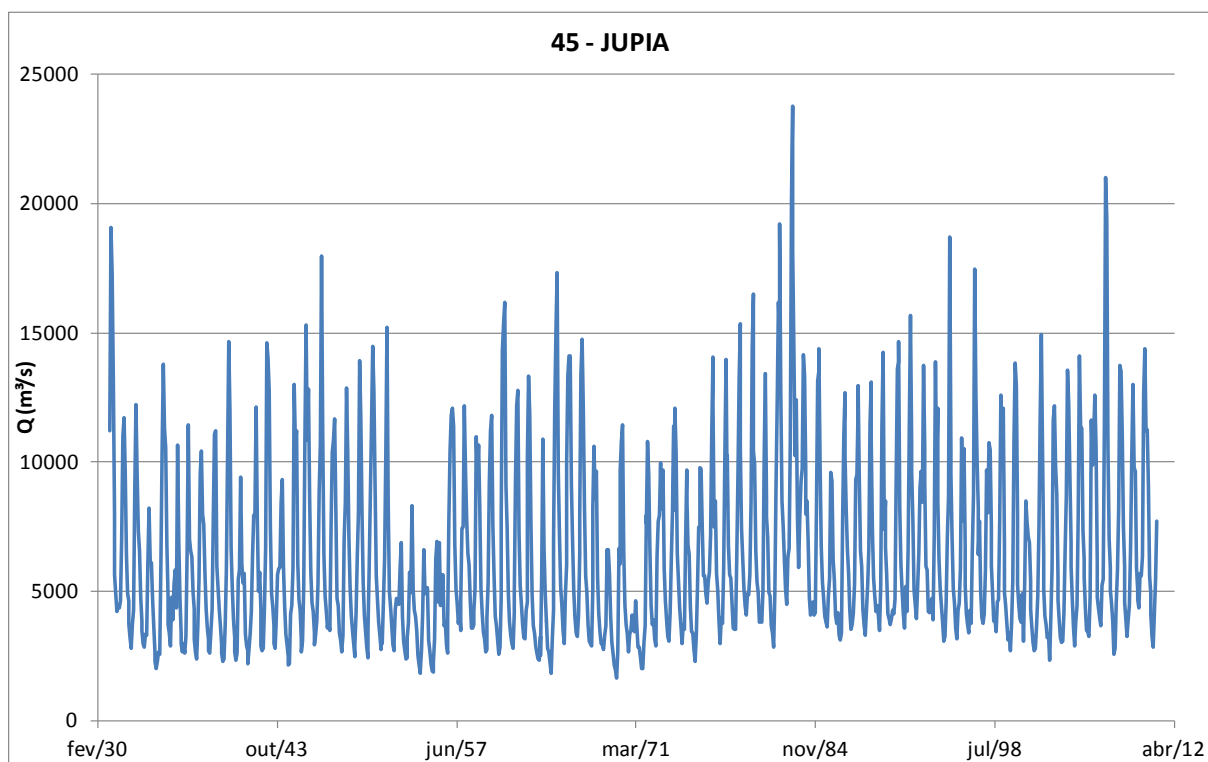
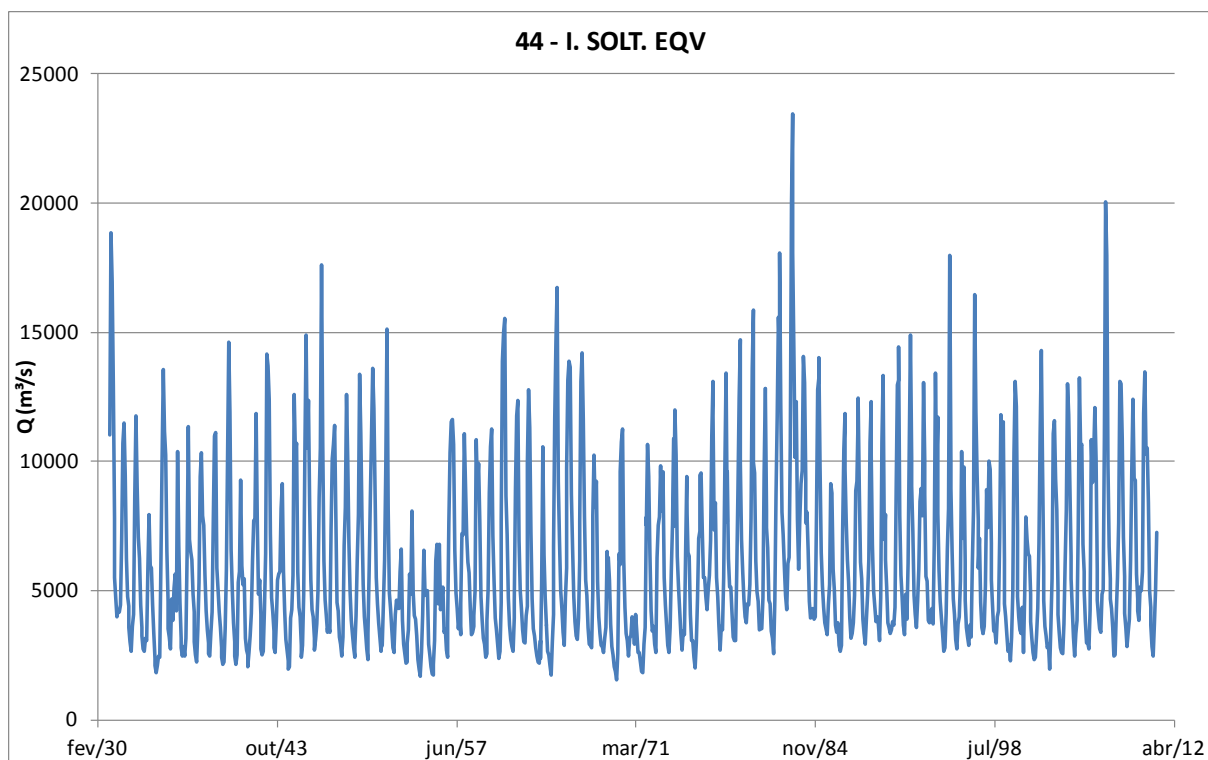
**Figura 73 – Série histórica de vazões de Ibitinga**

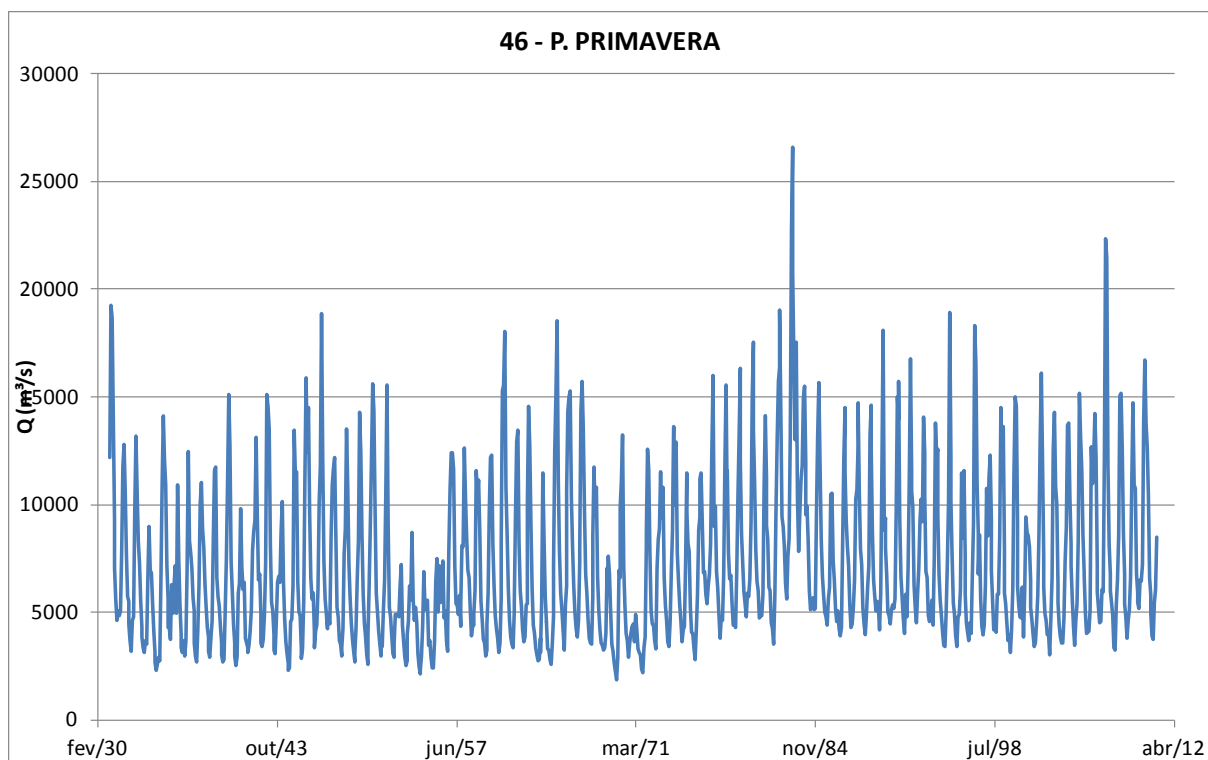


**Figura 74 – Série histórica de vazões de Promissão**

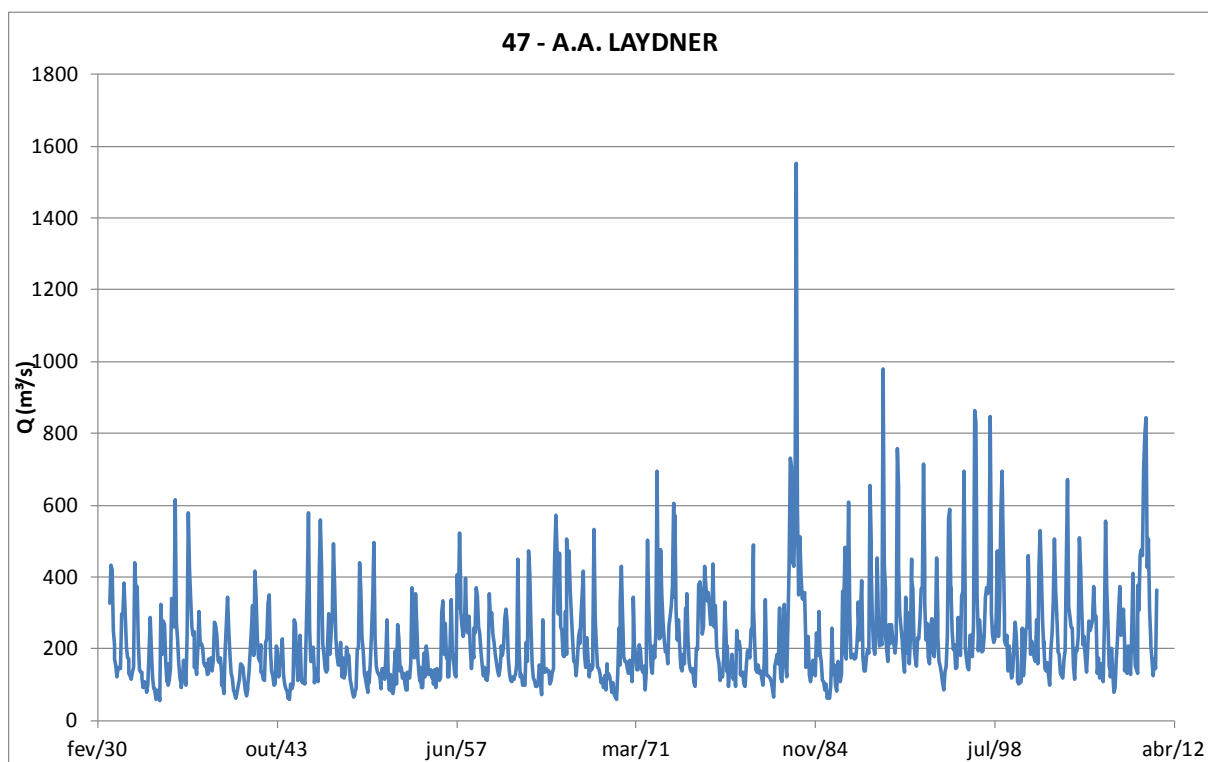


**Figura 75 – Série histórica de vazões de Navanhandava**





**Figura 78 – Série histórica de vazões de P. Primavera**



**Figura 79 – Série histórica de vazões de A. A. Laydner**

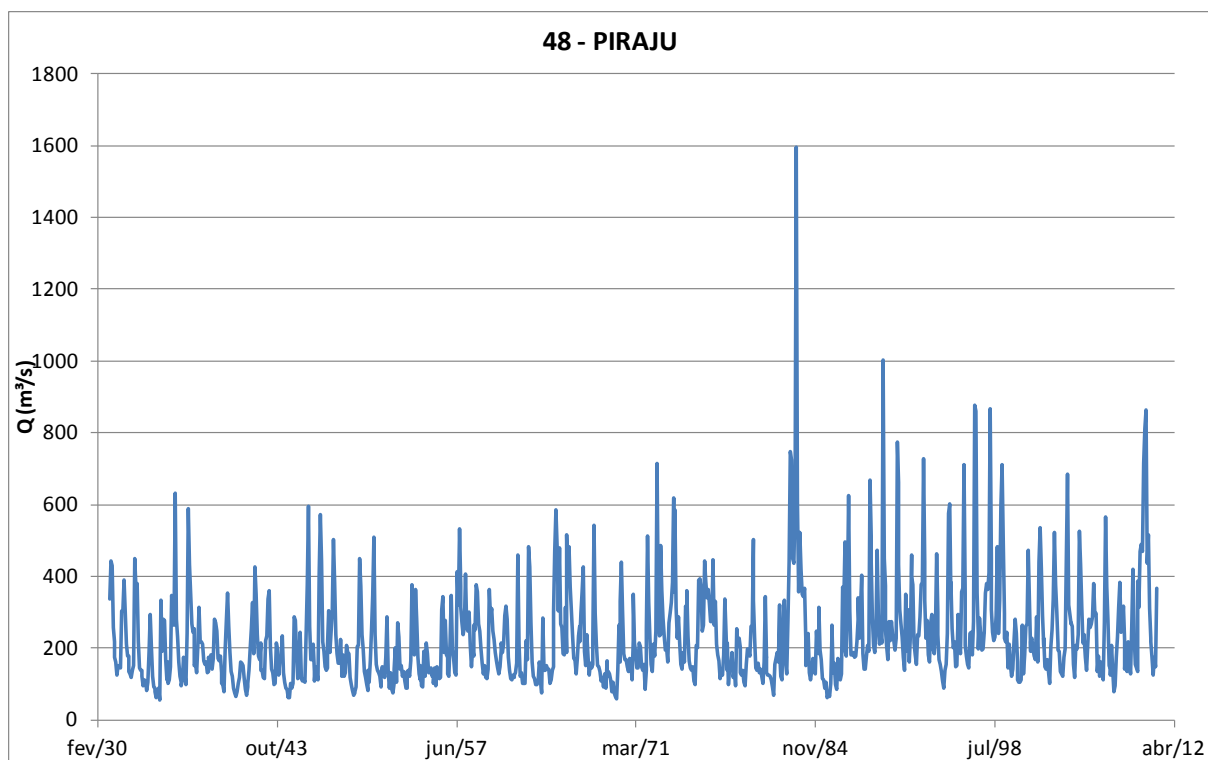


Figura 80 – Série histórica de vazões de Piraju

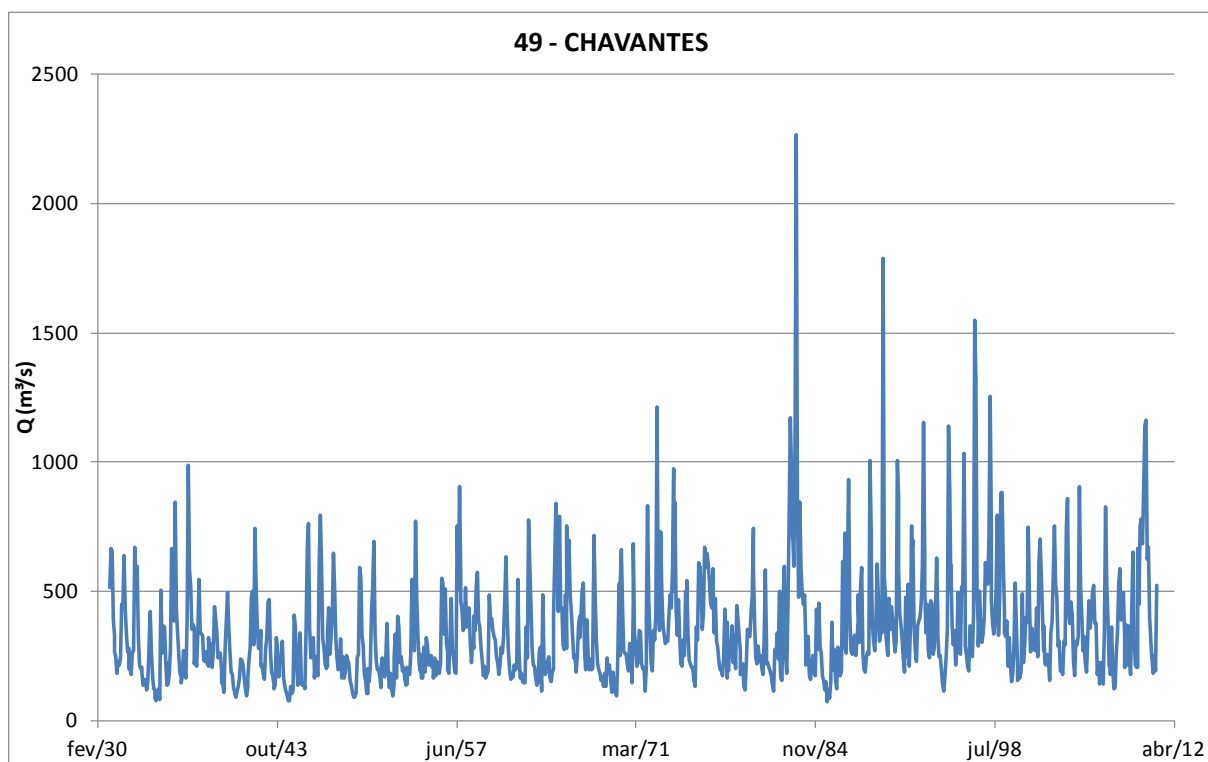


Figura 81 – Série histórica de vazões de Chavantes

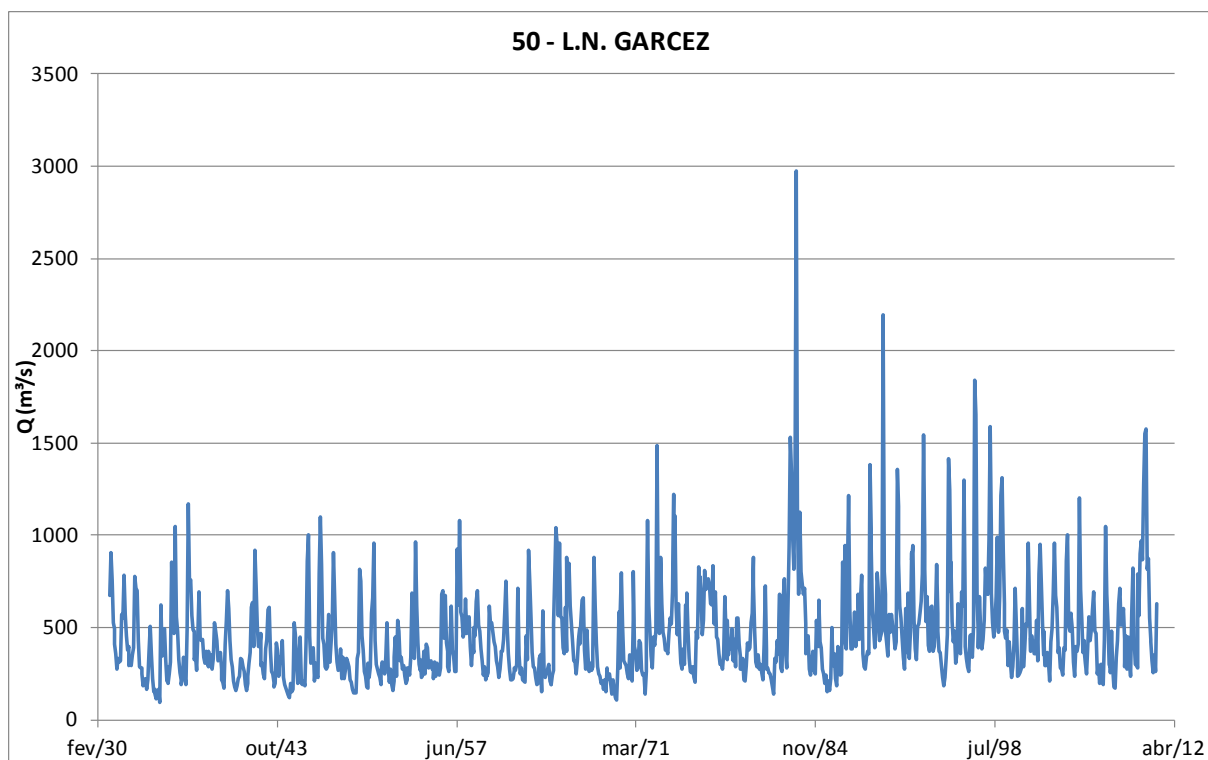


Figura 82 – Série histórica de vazões de L. N. Garcez

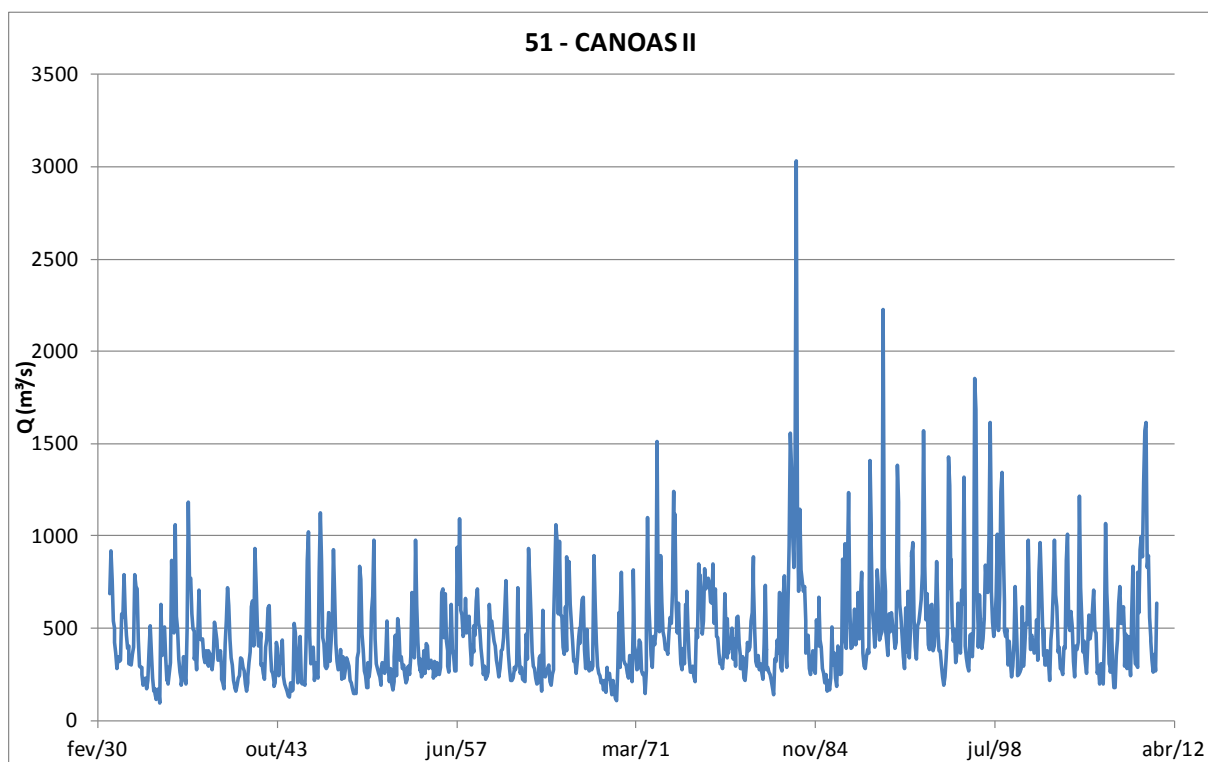
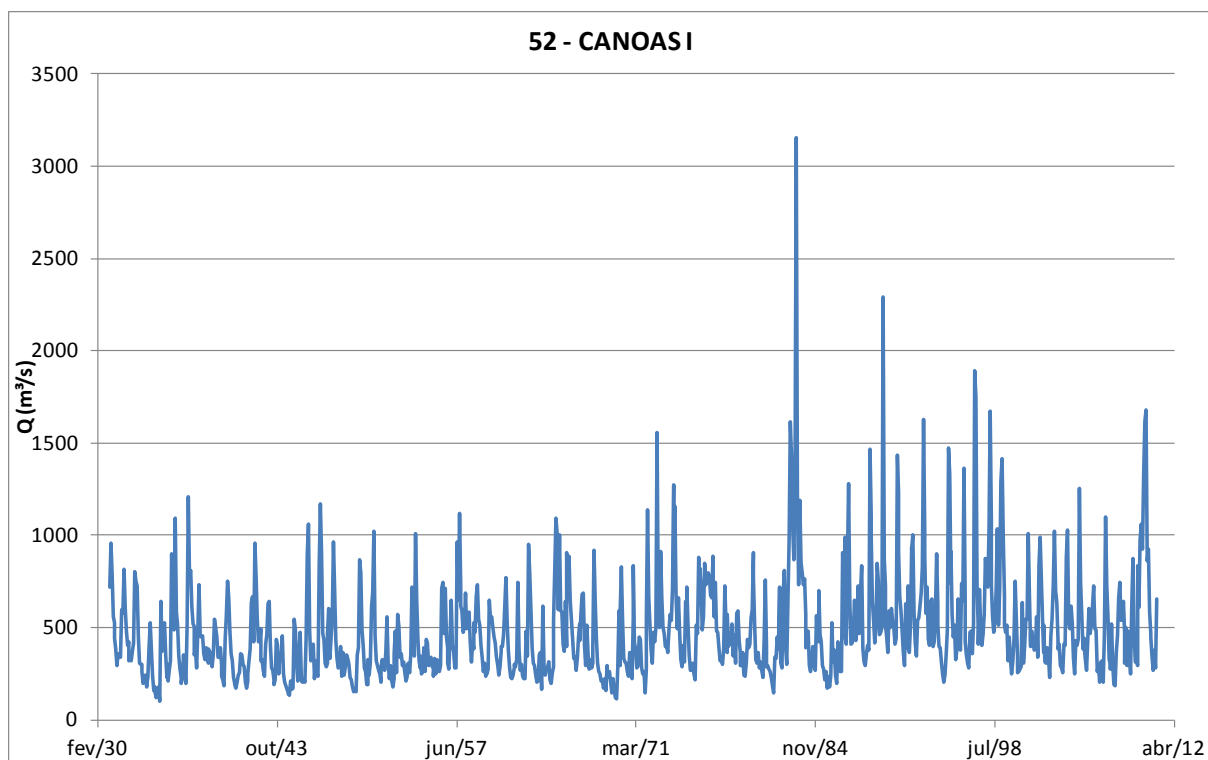
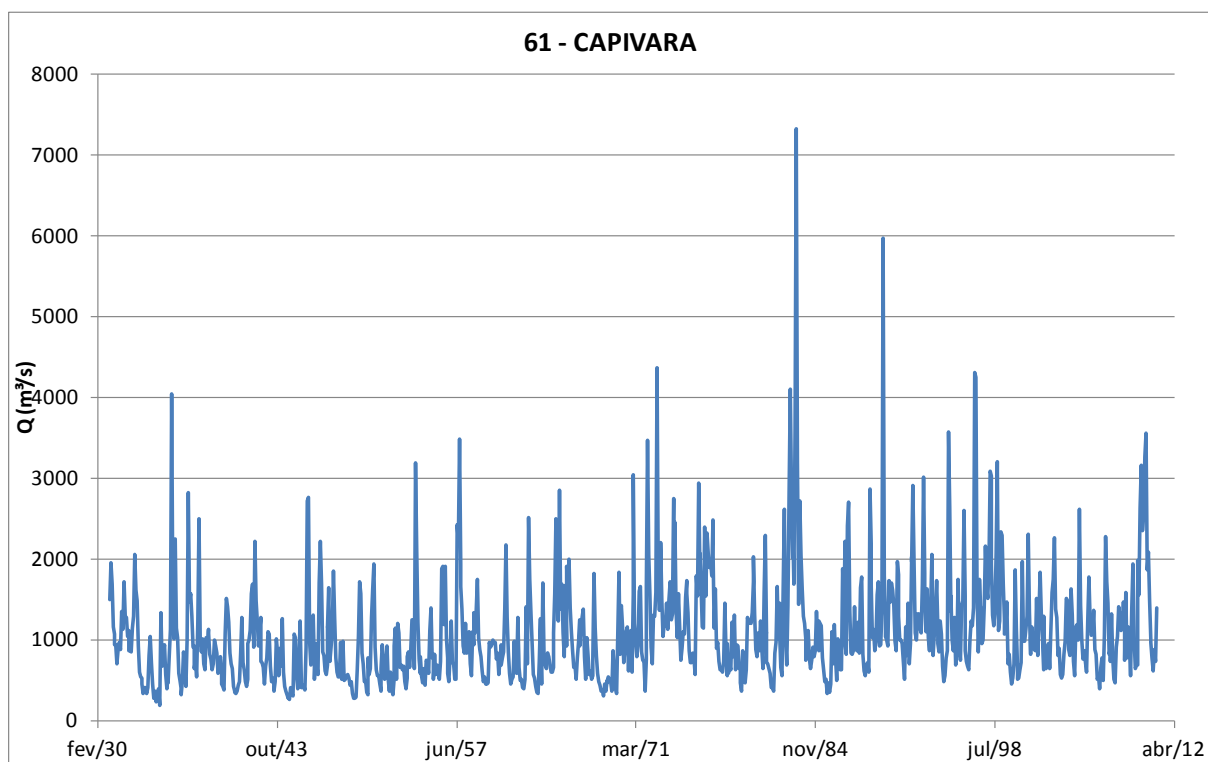


Figura 83 – Série histórica de vazões de Canoas II



**Figura 84 – Série histórica de vazões de Canoas I**



**Figura 85 – Série histórica de vazões de Capivara**

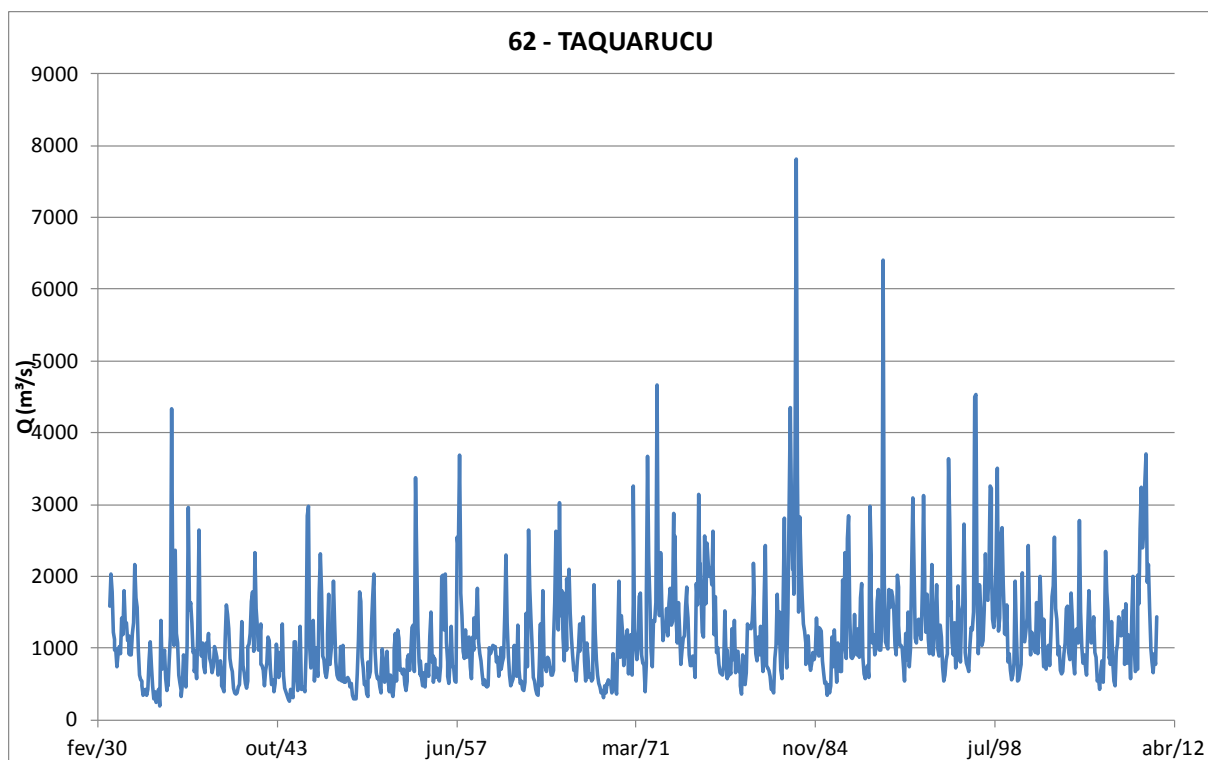


Figura 86 – Série histórica de vazões de Taquarucu

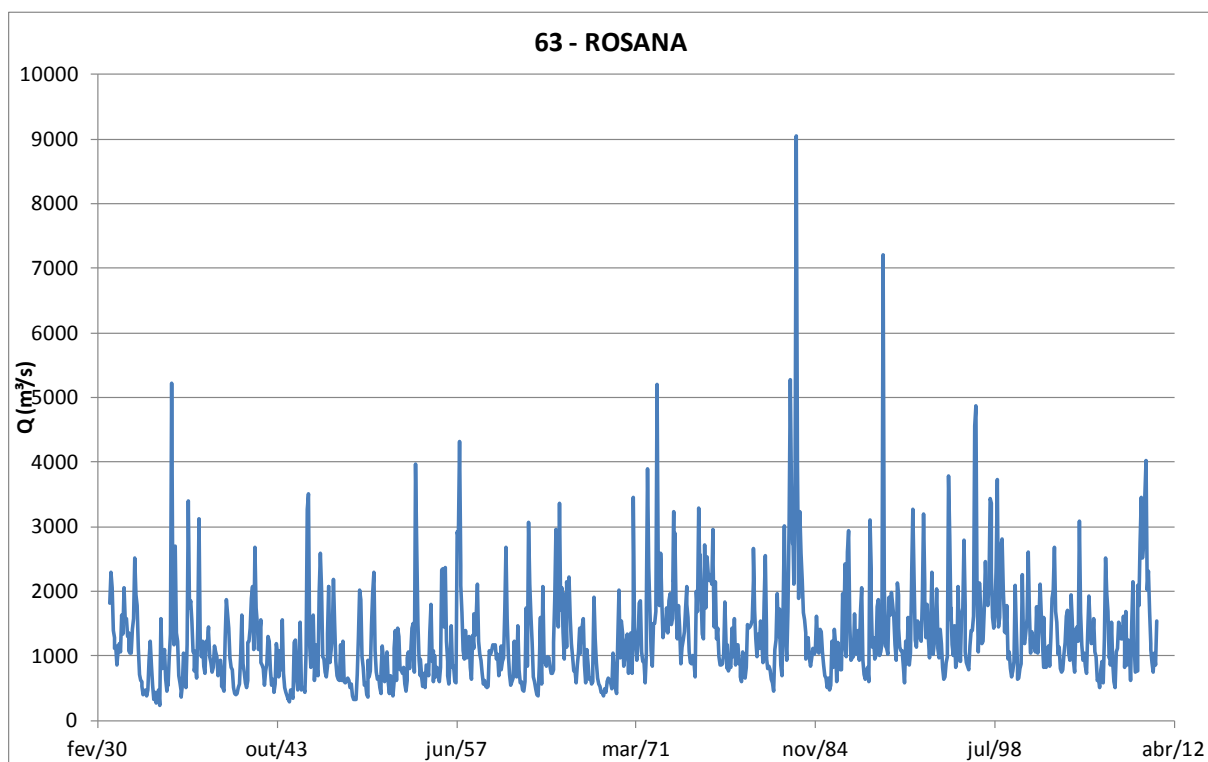


Figura 87 – Série histórica de vazões de Rosana

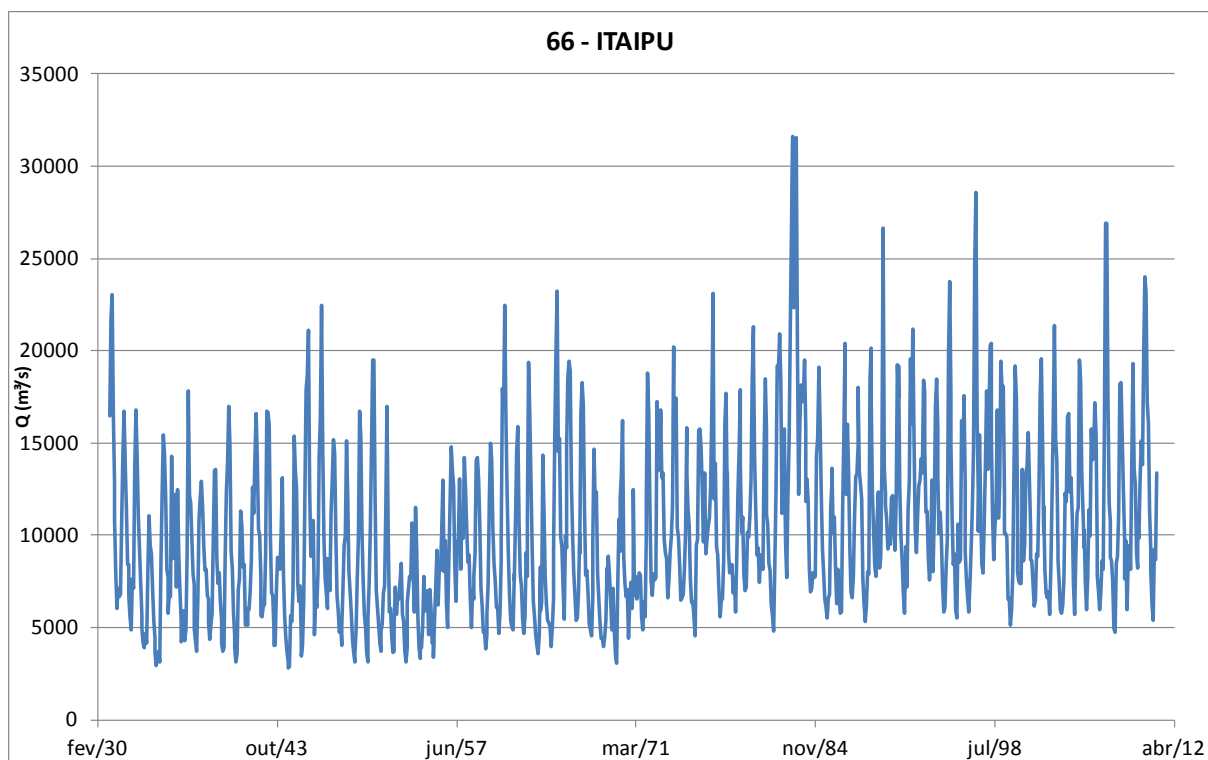


Figura 88 – Série histórica de vazões de Itaipu

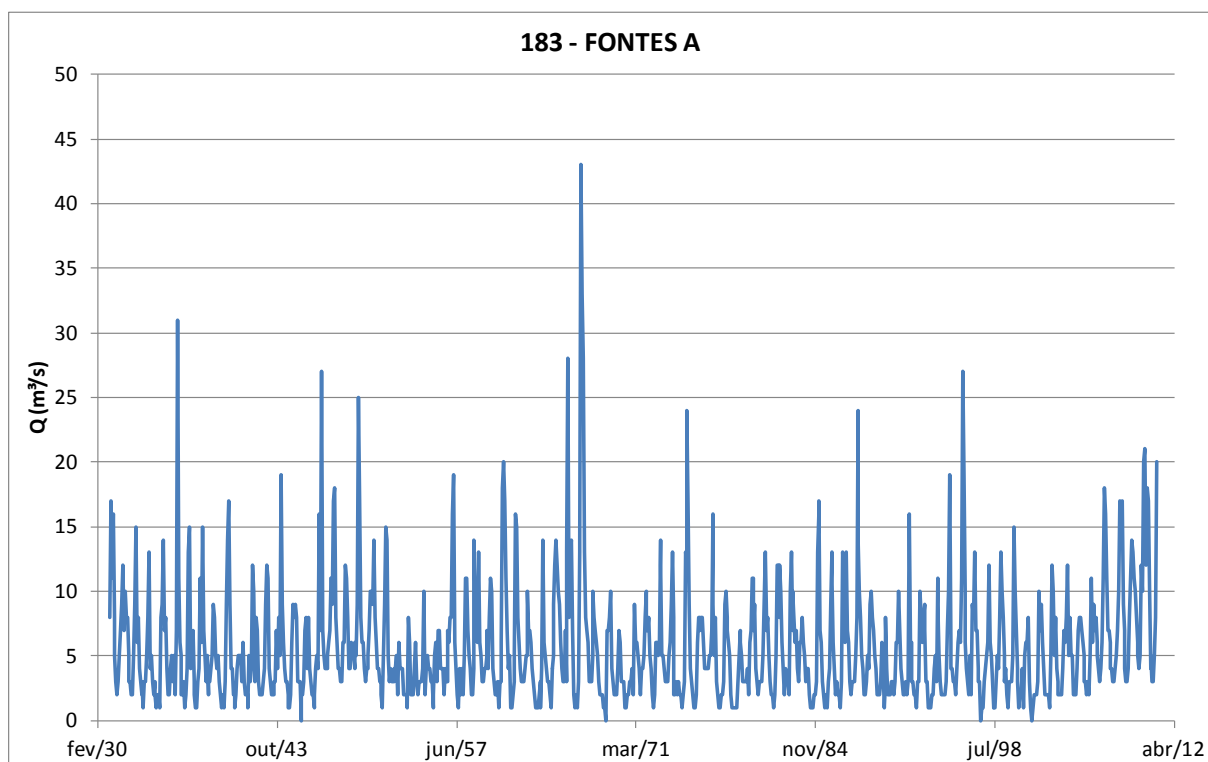


Figura 89 – Série histórica de vazões de Fontes A

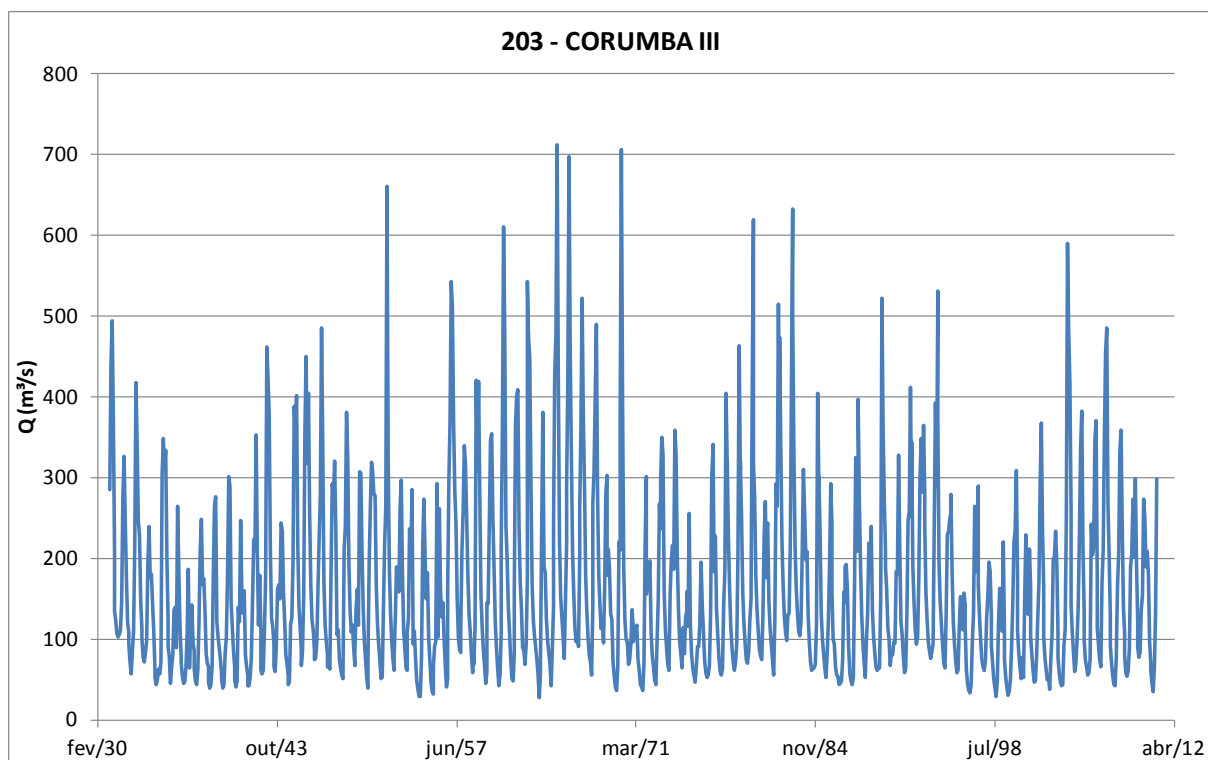


Figura 90 – Série histórica de vazões de Curumbá III

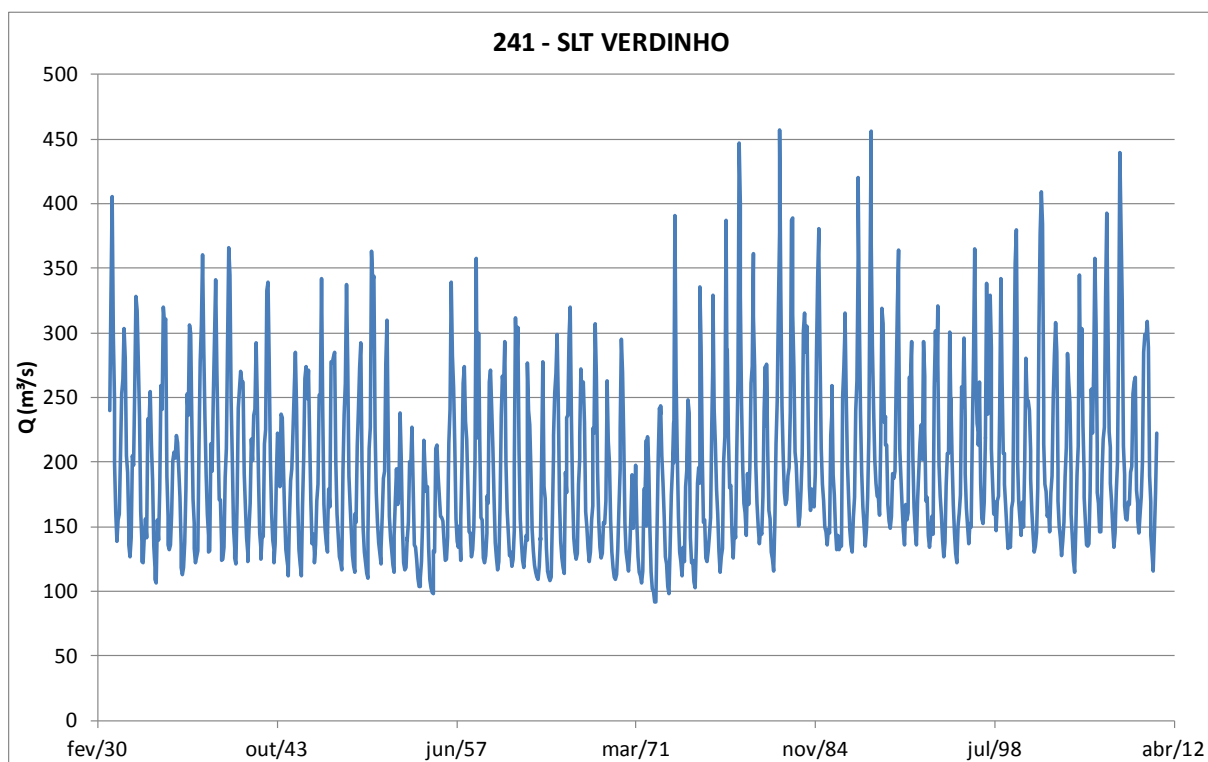


Figura 91 – Série histórica de vazões de Slt Verdinho

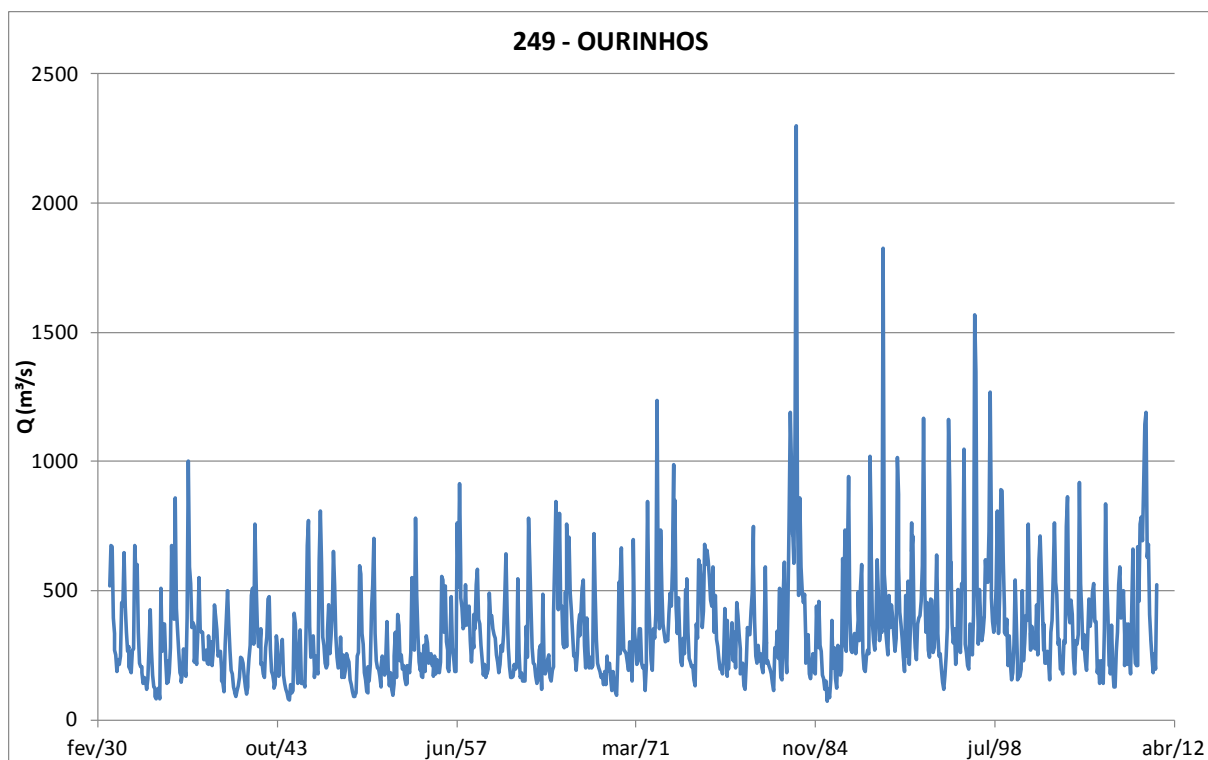


Figura 92 – Série histórica de vazões de Ourinhos

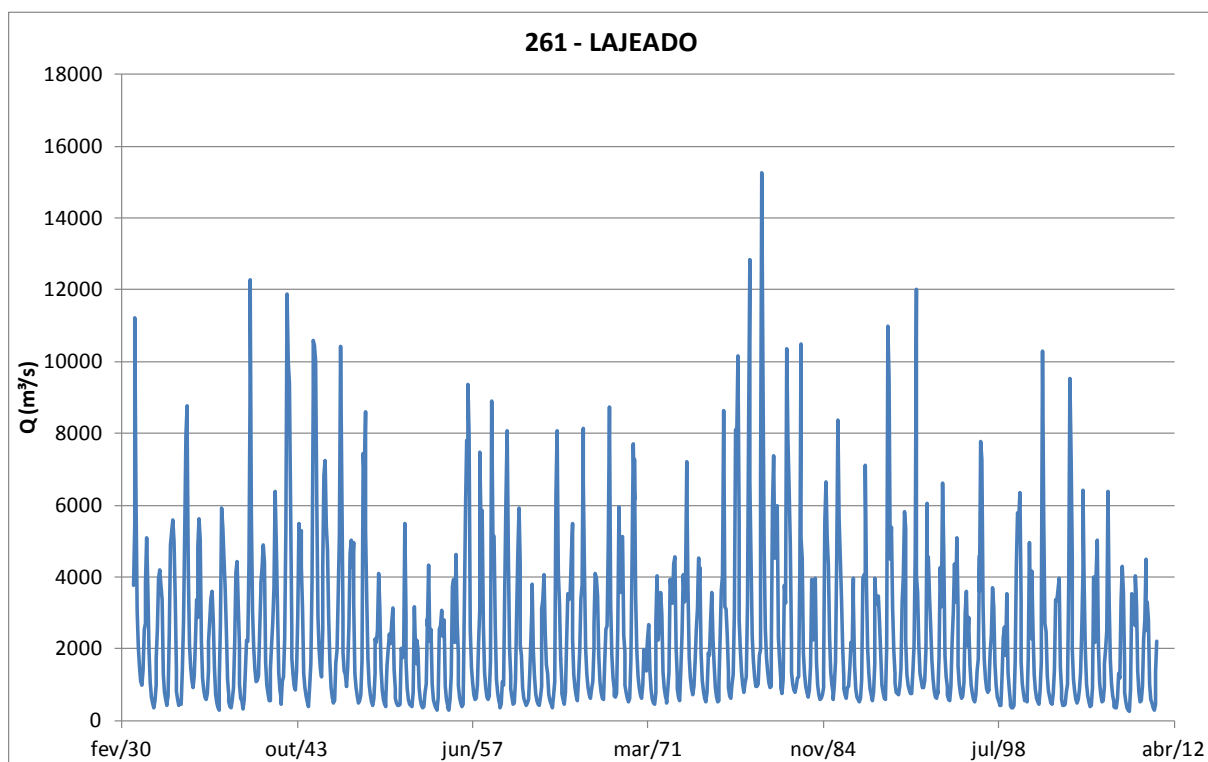
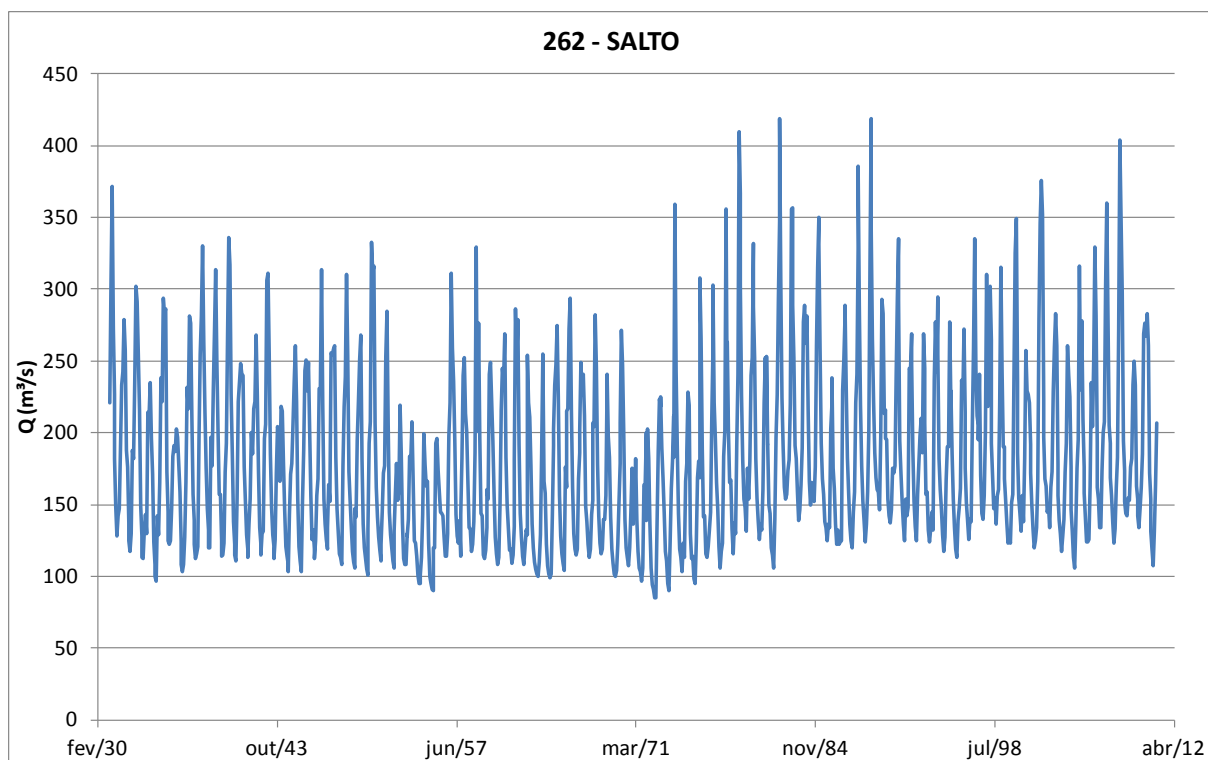
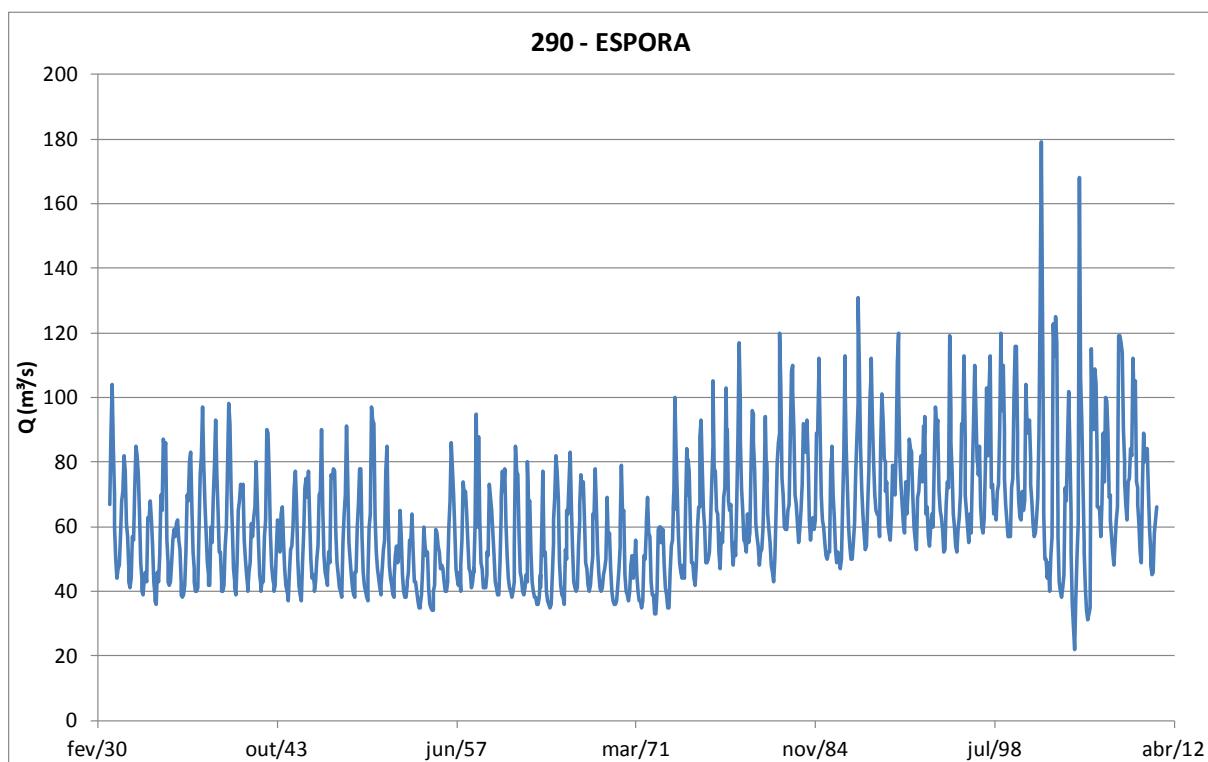


Figura 93 – Série histórica de vazões de Lajeado



**Figura 94 – Série histórica de vazões de Salto**



**Figura 95 – Série histórica de vazões de Espora**

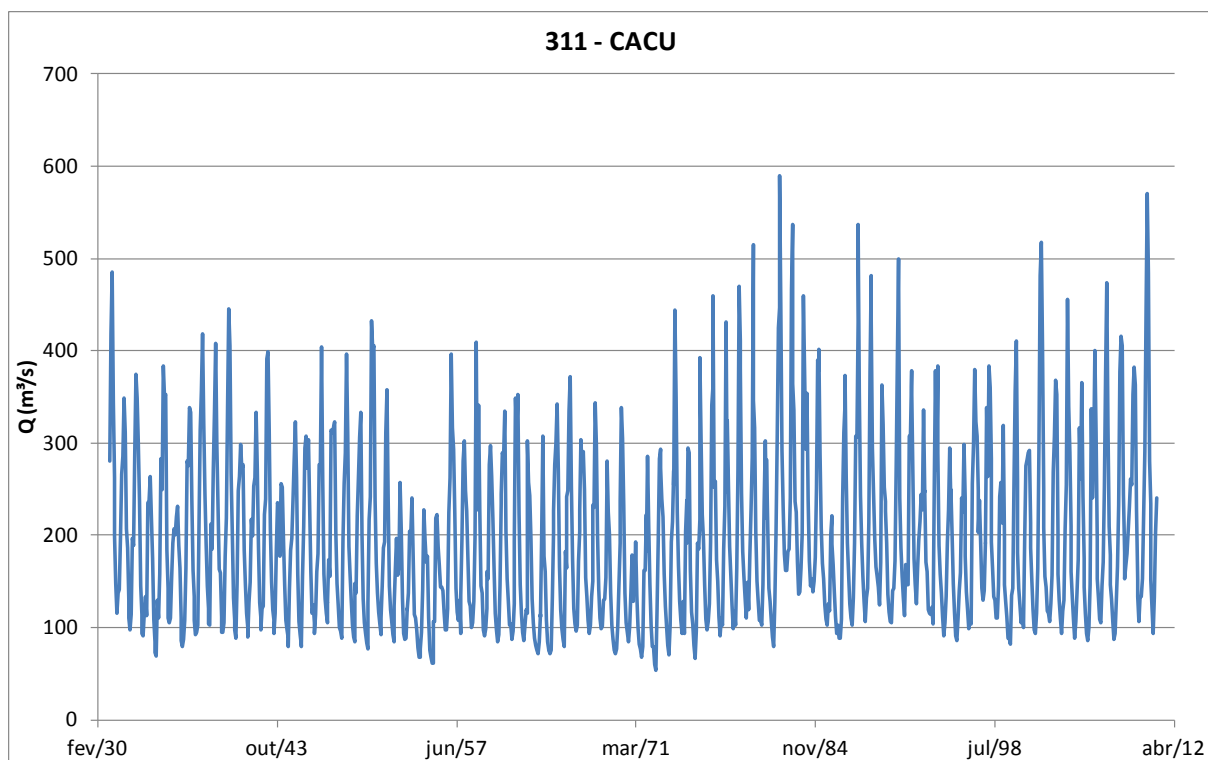


Figura 96 – Série histórica de vazões de Cacu

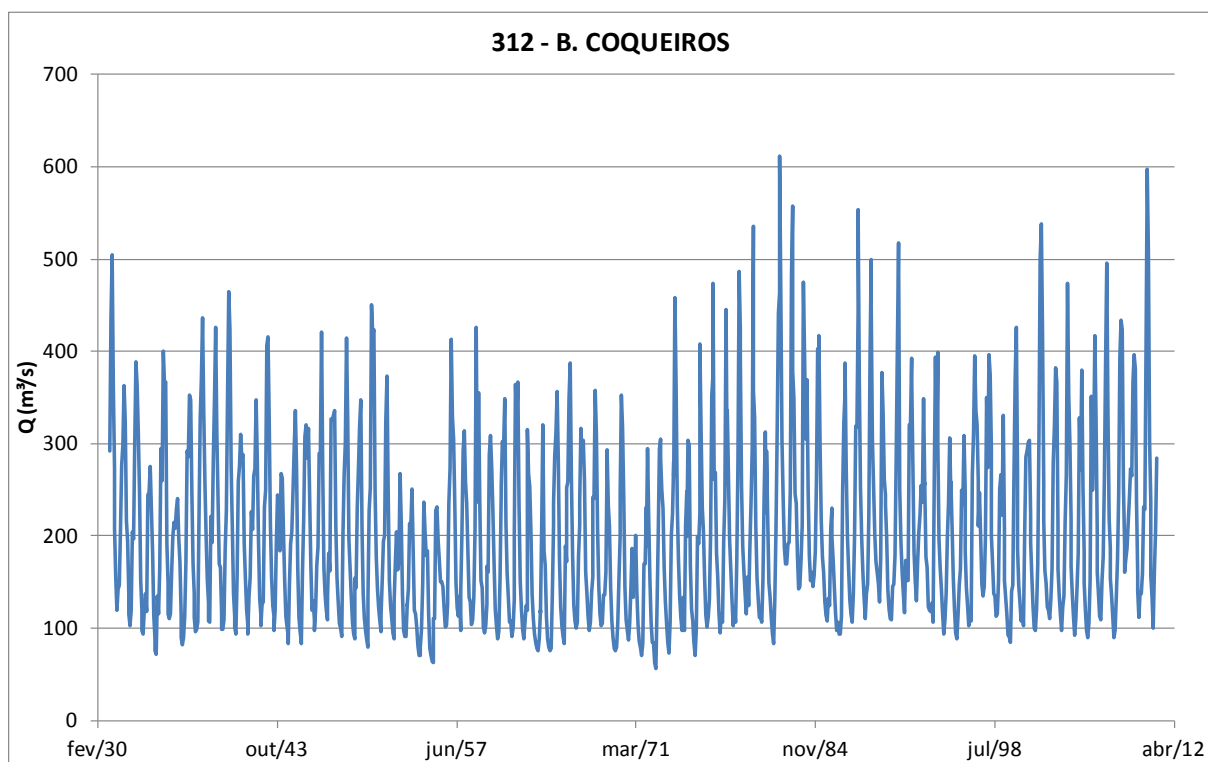
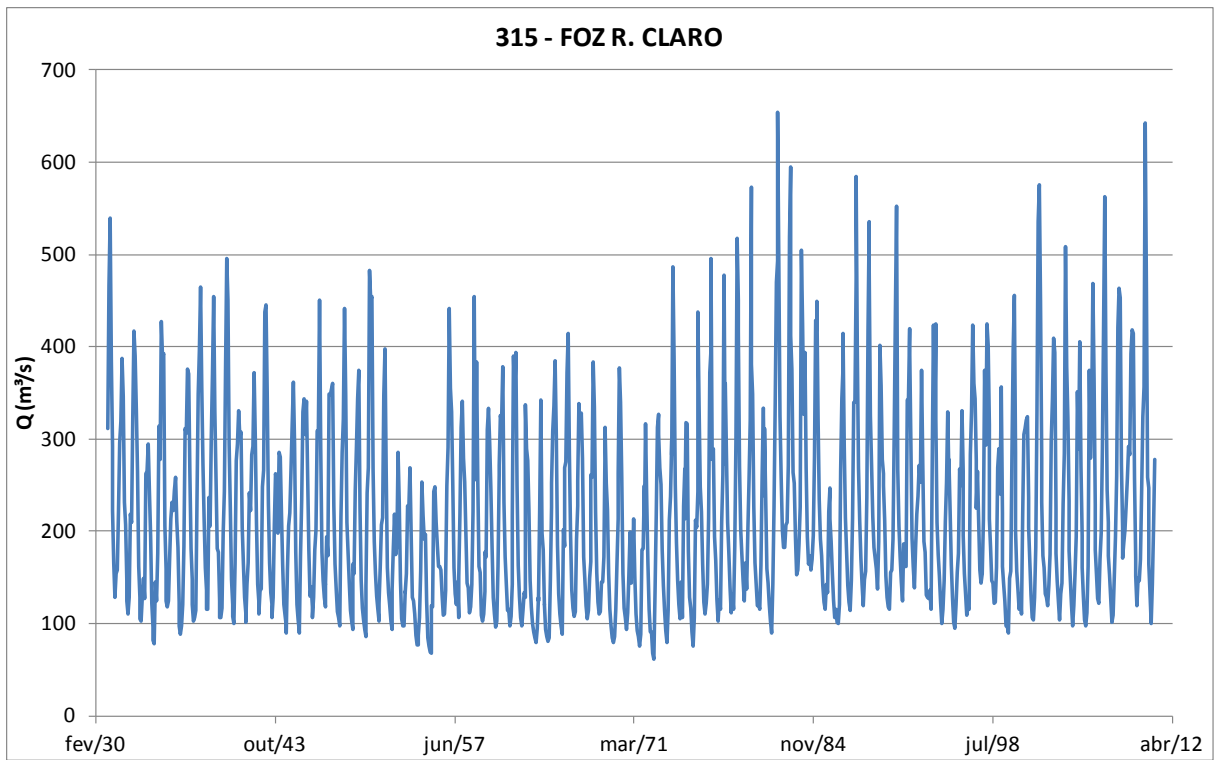


Figura 97 – Série histórica de vazões de B. Coqueiros



**Figura 98 – Série histórica de vazões de Foz R. Claro**