

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA  
CENTRO TECNOLÓGICO  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E ELETRÔNICA  
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Marcelo Witt Pivoto

**ESTUDO DO MODELO CHUVA-VAZÃO SMAP/ONS PARA A PROJEÇÃO DE  
VAZÕES DE USINAS HIDRELÉTRICAS**

Florianópolis

2022



Marcelo Witt Pivoto

**ESTUDO DO MODELO CHUVA-VAZÃO SMAP/ONS PARA A PROJEÇÃO DE  
VAZÕES DE USINAS HIDRELÉTRICAS**

Trabalho Conclusão do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal de Santa Catarina como requisito para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica

Orientador: Prof. Erlon Cristian Finardi, Dr.

Florianópolis

2022

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,  
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária da UFSC.

Pivoto, Marcelo

Estudo do modelo chuva-vazão SMAP/ONS para a projeção de vazões de usinas hidrelétricas / Marcelo Pivoto ; orientador, Erlon Cristian Finardi, 2022.  
61 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) - Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico, Graduação em Engenharia Elétrica, Florianópolis, 2022.

Inclui referências.

1. Engenharia Elétrica. 2. Modelo chuva-vazão. 3. SMAP/ONS. 4. Previsão de vazões. I. Finardi, Erlon Cristian. II. Universidade Federal de Santa Catarina. Graduação em Engenharia Elétrica. III. Título.

Marcelo Witt Pivoto

## ESTUDO DO MODELO CHUVA-VAZÃO SMAP/ONS PARA A PROJEÇÃO DE VAZÕES DE USINAS HIDRELÉTRICAS

Este Trabalho Conclusão de Curso foi julgado adequado para obtenção do Título de “Bacharel em Engenharia Elétrica” e aceito, em sua forma final, pelo Curso de Graduação em Engenharia Elétrica.

Florianópolis, 25 de abril de 2022.

---

Prof. Miguel Moreto, Dr.  
Coordenador do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica

### Banca Examinadora:



Documento assinado digitalmente  
Erlon Cristian Finardi  
Data: 03/05/2022 08:51:40-0300  
CPF: 020.364.749-18  
Verifique as assinaturas em <https://v.ufsc.br>

---

Prof. Erlon Cristian Finardi, Dr.  
Orientador  
Universidade Federal de Santa Catarina



Documento assinado digitalmente  
Felipe Beltran Rodriguez  
Data: 03/05/2022 14:40:16-0300  
CPF: 012.611.389-02  
Verifique as assinaturas em <https://v.ufsc.br>

---

Felipe Beltrán Rodríguez, Dr. Eng.  
Avaliador  
Norus



Documento assinado digitalmente  
ROILAN HERNANDEZ VALDES  
Data: 03/05/2022 11:32:09-0300  
CPF: 877.156.510-87  
Verifique as assinaturas em <https://v.ufsc.br>

---

Roilan Hernandez, Me.  
Avaliador  
Engie



## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço aos meus pais, que me fornecerem total apoio durante a minha trajetória acadêmica, amor e respeito. Vocês são meu alicerce.

À Rafaela pela compreensão, companheirismo e apoio, por muitas vezes caminhar quando eu não podia e sempre trazer alegria aos meus dias.

Aos meus familiares que também serviram de exemplo e sempre me apoiaram com muito carinho.

Aos meus queridos amigos que criei em minha trajetória, sejam eles antigos, da minha cidade natal, ou novos, que criei vínculos durante o transcorrer do curso de Engenharia Elétrica, é graças a vocês que as minhas memórias de faculdade serão eternizadas com extrema alegria.

Aos meus colegas da Engie, pela boa convivência e expertise no setor elétrico, responsáveis pelo meu interesse em continuar na área e me desenvolver, e também por aliviar a pressão do dia a dia em momentos de descontração. Em especial ao Pedro e ao Roilan, que me motivaram na escolha do tema.

Aos grandes professores que tive ao longo da graduação, vocês foram exemplares e muitas vezes necessários para inspirar e buscar ser sempre alguém a mais.

E por fim, agradeço ao professor Erlon pela orientação e compreensão durante a execução desse trabalho.



## RESUMO

A grande dimensionalidade e parcela de usinas hidrelétricas no SIN tornam o problema do planejamento da operação energética bastante complexo, exigindo uma gestão minuciosa dos recursos hidroenergéticos. A complexidade da operação está muitas vezes inserida no despacho dependente entre usinas hidrelétricas em cascata. Logo, para uma gestão ótima dos recursos hídricos, diretamente relacionada ao despacho e custo do sistema, os dados de entrada de vazão dos modelos computacionais precisam representar a previsão mais assertiva possível, mesmo com todas as incertezas relacionadas. As incertezas dos modelos hidrológicos estão concentradas principalmente nas incertezas da precipitação, devido à estocasticidade das chuvas. Para a representação de previsões de curto prazo e programação diária, o ONS utiliza o modelo chuva-vazão determinístico denominado SMAP, cuja modelagem é objeto de análise deste trabalho. Já a partir da segunda semana do modelo de curto prazo e médio prazo, outros modelos estocásticos são utilizados, permitindo assim uma análise de risco sistêmico. A estrutura do modelo estudada é conforme a utilizada pelo operado no PMO de janeiro de 2022, assim como os dados de precipitação e parâmetros de bacias.

**Palavras-chave:** Modelo chuva-vazão, SMAP/ONS, previsão de vazões.



## ABSTRACT

The large dimension and high participation of hydroelectric plants in the Interconnected Brazilian Power System makes the operation planning problem quite complex, demanding a thorough management of hydropower resources. The complexity of the operation is often embedded in the dependency of the dispatch between hydropower plants in cascade. Therefore, for an optimal management of water resources, related to the total cost of the system, the inflow input data of computational models has to represent the most assertive forecast possible, even with all the related uncertainties. The uncertainties of the hydrological models are mainly concentrated in precipitation, due to the stochasticity of the rains. For the representation of short-term and daily forecasts, the Electrical System National Operator uses the deterministic rain-flow model called SMAP, whose modeling is the object of analysis of this work. From the second week of the short term model and long term model, other stochastic models are used, thus allowing a systemic risk analysis. The structure of the model is the one used by the Operator in the January's 2022 Mensal Operating Program, as well as precipitation data and basin parameters.

**Keywords:** rain-flow model, SMAP/ONS, flow forecast.



## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Cadeia de modelos utilizada no planejamento da operação.....	21
Figura 2 – Dilema do Operador.....	22
Figura 3 – Capacidade instalada de Geração Elétrica. ....	25
Figura 4 - Projeção de ESS e Custos devido ao deslocamento entre CMO e PLD. ....	28
Figura 5 - Projeção de ESS e Custos devido ao deslocamento entre CMO e PLD. ....	28
Figura 6 – Exemplo de hietograma e hidrograma. ....	32
Figura 7 – Hidrograma resultante de ocorrência de um evento de precipitação. ....	33
Figura 8 – Delimitação de Sub-bacias conforme pontos considerados.....	34
Figura 9 – Divisão hidrográfica do Estado do Rio Grande do Sul.....	35
Figura 10 – Esquema do Modelo SMAP/ONS .....	40
Figura 11– Localização aproximada dos pontos de precipitação de cada Sub-bacia modelada da bacia do Uruguai considerados no SMAP/ONS .....	48
Figura 12 – Fluxograma da bacia do Uruguai.....	49
Figura 13 – Comparação da capacidade de saturação do solo. ....	50
Figura 14 – Zoom esquema modelo SMAP/ONS.....	51
Figura 15 – Comparação da Capacidade de Campo.....	52
Figura 16 – Comparação da área de drenagem, .....	52
Figura 17 – Hidrograma realizado e projetado da Sub-bacia Barra Grande. ....	55
Figura 18 - Hidrograma realizado e projetado da Sub-bacia Campos Novos. ....	55
Figura 19- Hidrograma realizado e projetado da Sub-bacia Itá. ....	56
Figura 20 - Hidrograma realizado e projetado da Sub-bacia Foz do Chapecó.....	56
Figura 21 – Análise do efeito de um evento de precipitação no teor de umidade do solo. ....	57



## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Modelo Estatal x Modelo Liberal .....	17
Tabela 2 - Comparação entre o modelo liberal (FHC) e o novo modelo .....	19
Tabela 3 - Parâmetros Serra da Mesa .....	44
Tabela 4 – Configuração SMAP/ONS para a bacia do Uruguai. ....	47
Tabela 5 – Coeficientes de evapotranspiração (mm/dia). ....	53



## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACE	Administradora de Contratação de Energia
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
CCPE	Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CEPTEC	Centro de Previsão de Tempo e Estudos Climáticos
CME	Custo Marginal de Expansão
CMO	Custo Marginal de Operação
DAEE	Departamento de Águas e Energia Elétrica do Estado de São Paulo
ECMWF	European Centre for Medium Range Weather Forecasts
ENA	Energia Natural Afluente
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FCF	Função de Custo Futuro
FHC	Fernando Henrique Cardoso
GCOI	Grupo Coordenador de Operação Interligada
GCPS	Grupo Coordenador de Planejamento dos Sistemas Elétricos
NCEP	National Centers for Environmental Prediction
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
SEB	Sistema Elétrico Brasileiro
SIN	Sistema Interligado Nacional
SMAP	Soil Moisture Active Passive



## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>15</b>
1.1	HISTÓRICO DO SETOR ELÉTRICO .....	15
1.2	MODELO ATUAL DO SETOR .....	20
1.3	DEPENDÊNCIA HIDROLÓGICA DA MATRIZ ELÉTRICA .....	23
1.4	INCERTEZAS NAS PREVISÕES HIDROLÓGICAS .....	26
1.5	IMPORTÂNCIA DE PLANEJAR A OPERAÇÃO DO FUTURO .....	27
1.6	OBJETIVOS .....	29
<b>2</b>	<b>FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA .....</b>	<b>30</b>
2.1	DEFINIÇÕES EM HIDROLOGIA .....	30
<b>2.1.1</b>	<b>ENA .....</b>	<b>30</b>
<b>2.1.2</b>	<b>Postos do ONS .....</b>	<b>30</b>
<b>2.1.3</b>	<b>Hietograma e Hidrograma .....</b>	<b>31</b>
<b>2.1.4</b>	<b>Escoamento superficial e subterrâneo .....</b>	<b>32</b>
<b>2.1.5</b>	<b>Influência das características da bacia .....</b>	<b>34</b>
2.2	PMO .....	36
2.3	MODELOS DETERMINÍSTICOS E ESTOCÁSTICOS .....	36
2.4	MODELOS DE PREVISÃO DE CHUVA .....	37
<b>2.4.1</b>	<b>ETA .....</b>	<b>37</b>
<b>2.4.2</b>	<b>ECMWF .....</b>	<b>38</b>
2.5	MODELOS DE PREVISÃO DE VAZÃO .....	38
<b>2.5.1</b>	<b>PREVIVAZ .....</b>	<b>38</b>
<b>2.5.2</b>	<b>GEVAZP .....</b>	<b>38</b>
<b>2.5.3</b>	<b>SMAP .....</b>	<b>39</b>
2.5.3.1	<i>Metodologia .....</i>	39
2.5.3.2	<i>Dados de entrada .....</i>	44
2.5.3.3	<i>Dados de saída .....</i>	45

<b>3</b>	<b>CONFIGURAÇÃO DA BACIA DO URUGUAI – SMAP.....</b>	<b>46</b>
<b>4</b>	<b>ANÁLISE DOS RESULTADOS SMAP/ONS - PMO JANEIRO/2022.....</b>	<b>50</b>
4.1	ANÁLISE DOS DADOS DE ENTRADA .....	50
4.2	DADOS DE SAÍDA .....	54
<b>5</b>	<b>CONCLUSÃO.....</b>	<b>58</b>
	<b>REFERÊNCIAS .....</b>	<b>59</b>

## 1 INTRODUÇÃO

O Sistema Interligado Nacional - SIN é um sistema de grande porte, com predominância de usinas hidrelétricas e com múltiplos proprietários. (ONS, 2021)

A grande dimensionalidade e parcela de usinas hidrelétricas no SIN tornam o problema do planejamento da operação energética bastante complexo, exigindo uma gestão minuciosa dos recursos hidroenergéticos. A complexidade de se operar este sistema está inserida, principalmente, nos limites físicos e na dinâmica de funcionamento dos reservatórios, uma vez que toda a geração hidrelétrica está relacionada com os balanços de afluências e defluências de cada usina, muitas vezes, estas, inseridas em complexas cascatas e com limites de defluência previamente estabelecidos. Além disso, os modelos hidrológicos de chuva-vazão, sendo eles dinâmicos ou estatísticos, tentam representar o comportamento das vazões futuras, trabalhando diretamente com previsões de precipitação.

No entanto, houve todo um percurso de ações que foram tomadas para chegar na configuração atual do setor elétrico. Para isso, serão apresentados um breve histórico do setor elétrico até o modelo atual, ressaltando a dependência hidrológica que a matriz possui e as incertezas que isto traz para o planejamento. Ainda, será introduzida a importância do planejamento da operação e ressaltando a aplicabilidade dos modelos de projeção de vazão.

### 1.1 HISTÓRICO DO SETOR ELÉTRICO

Historicamente, o setor elétrico passou por duas fases, uma com a participação ativa do Estado e outra com mudanças institucionais ocasionadas pela privatização e reestruturação do setor.

O desenvolvimentismo econômico consolidou o modelo estatal adotado pelo país após a Segunda Guerra.. Nele estavam presentes o processo de substituição de importações, a maior participação do Estado nas atividades econômicas e a modernização administrativa, principalmente das empresas estatais. Isso, aliado à facilidade de obtenção de empréstimos externos, possibilitou ao Estado constituir-se no principal agente de financiamento e executor do processo de desenvolvimento acelerado que ficou conhecido como "milagre brasileiro". (PEREIRA, 1983)

Após a crise no início dos anos 80, em 1987, foi identificado o problema de que as tarifas eram reajustadas para atender às políticas econômicas e sociais e não a necessidade financeira das empresas. Diante desse quadro, e tendo em vista a transformação do setor elétrico

em âmbito mundial, os organismos financeiros internacionais passaram a recomendar a reformulação do setor, ou seja, além da privatização das empresas, fazer uma reforma estrutural e regulatória (PAGLIARDI, et al., 2011).

Nos anos 90, com o governo lançando um abrangente programa de desestatização com o objetivo de buscar recursos para o tesouro nacional, o setor começou a mudar o seu panorama. De forma geral, em um contexto de implantação de ajustes de caráter liberal à economia, o Brasil promoveu reformas de mesmo caráter no setor elétrico, com objetivos bastante definidos, sendo possível dividir esta liberalização em duas fases: a primeira no governo Collor e FHC e a segunda, durante o governo Lula.

Existem duas motivações principais para a primeira reforma implantada de 1995 a 2003. A primeira foi a tentativa de atrair o capital privado para investir na infraestrutura e, com isso, recuperar financeiramente as empresas debilitadas. A outra, era a tendência mundial de implementação do modelo clássico de reforma como ocorrido na Inglaterra e País de Gales (OLIVEIRA, 2006).

Havia toda a promoção de uma ideologia liberal, defendendo que o setor privado é mais eficiente em alocar recursos do que o setor público, além de ideias de introdução de competitividade e simplificação da regulação do setor focando na eficiência econômica. Outro ponto defendido era de que com a inclusão de competitividade no setor, tecnologias obsoletas seriam extintas, promovendo melhorias na conservação ambiental e melhor rendimento na utilização de recursos naturais.

Foi nessa época, em 1996 que foi criada a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL com o objetivo de promover a reestruturação e privatização do setor elétrico, seu principal papel seria o de regulamentar e fiscalizar a indústria, cabendo proteger o interesse dos consumidores cativos em relação ao preço, dar continuidade ao fornecimento e qualidade do serviço; assegurar a viabilidade financeira de longo prazo dos concessionários. Ainda, promover competição onde possível e prover incentivos para a eficiência econômica; assegurar o cumprimento de leis e regulamentações; lidar com as reclamações dos consumidores; garantir transparência nas transações entre as companhias reguladas; e incentivar a conservação de energia, através de mecanismos regulatórios criados com essa finalidade (PAGLIARDI, et al., 2011). Já em 1998, foi criado o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, com o objetivo de coordenar a operação do sistema interligado.

É importante ressaltar que anteriormente ao governo Collor, o planejamento, realizado pelo Grupo Coordenador de Planejamento dos Sistemas Elétricos – GCPS, e a operação do

sistema, realizado pelo Grupo Coordenador de Operação Interligada – GCOI, ambos instituídos através da Lei nº 5.899, de 1973, conhecida como lei de Itaipu, era de caráter normativo, passando a ser indicativo durante o governo FHC. Na Tabela 1, pode ser observado uma síntese das reformas realizadas comparadas ao modelo anterior.

Tabela 1 - Modelo Estatal x Modelo Liberal

<b>Modelo Estatal</b>	<b>Modelo Liberalizado (1ª fase)</b>
Preços de geração regulamentados e contratos de suprimento renováveis	MAE – mercado atacadista de concepção mercantil
Empresas integradas atuando em regime de monopólio	G, T, D e C como atividades independentes e limites à participação cruzada
Transmissão de energia agregada à geração	Malhas de transmissão/conexão e distribuição desagregadas e permitindo livre acesso
Mercados cativos	Consumidores cativos + aumento gradual de livres + liberação paulatina
GCPS e planejamento normativo	CCPE e planejamento indicativo
GCOI e condomínio de mercado	ONS operacionalizando mercado competitivo
Tarifa via serviço pelo custo e remuneração garantida até 1993	Tarifa regulada para consumidores cativos e preços competitivos e desregulamentados para livres e suprimento
Restrição à atuação de autoprodutores e produtores independentes	Regulamentação da atuação de autoprodutores e PIE e permissões de livre acesso à rede

Fonte: (SAUER, 2003)

As principais diferenças ocasionadas pela transição durante o governo FHC, onde o planejamento passou a ser efetuado pelo Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos – CCPE e a operação, pelo ONS, foi que antes as informações particulares de cada agente eram compartilhadas abertamente, permitindo as entidades assegurar os menores riscos de desabastecimento. No entanto, com a adoção do modelo liberalizado, estas informações passaram a ser tratadas como vantagens comerciais pelos agentes, não sendo mais possível as entidades obtê-las com a mesma transparência de antes.

Com este caráter normativo do planejamento, os agentes começaram a tomar decisões de acordo com os seus próprios interesses, muitas vezes vindo de suas matrizes, fora do contexto nacional.

Ao contrário do CCPE, que se utilizava ainda de toda a capacidade técnica provinda da Eletrobras, no ONS ocorreu uma desarticulação do pessoal de sua inteligência, ocasionando, logo no seu início, um blecaute nacional. Demonstrando ter-se tornado um órgão meramente executivo (MERCEDES, 2002).

Além da perda de competência técnica, com o desmonte das principais áreas de planejamento e operação do sistema elétrico, do surgimento e ampliação dos custos, da inadequação do modelo e falta de cultura regulatória, que permitiram abusos por parte dos novos concessionários, e do aumento exponencial das tarifas, um evento ficou como a marca das reformas: o racionamento de energia ocorrido em 2001. Antes, vários blecautes, por má gestão, operação e manutenção, com explicações duvidosas. A falta de investimentos em potência instalada e o fracasso do programa prioritário de termelétricas levaram ao deplecionamento dos reservatórios do SIN e culminaram no racionamento (MERCEDES, 2012).

Como relatado por Mercedes anteriormente, ficou claro as consequências da desarticulação do ONS, consequência disto foi a conhecida crise de energia elétrica entre os anos de 2001 e 2002, devido às severas secas e à má utilização dos recursos hídricos pelo operador. Para contornar tal acontecimento, foi necessário tomar medidas de natureza emergencial, cancelando o atendimento de energia a eventos considerados não tão importantes, como eventos esportivos noturnos e casas de show, além de uma redução da iluminação pública. Até mesmo processos industriais começaram a se reinventar, buscando equipamentos mais eficientes, além de uma certa parcela de consumidores passando a racionar energia, isso tudo acabou afetando o fluxo de caixa das distribuidoras, tornando evidente a necessidade de implementar novas mudanças.

Fica claro que a primeira fase de implementação de um modelo mais liberal não obteve sucesso, principalmente devido as falhas no planejamento da operação visto que com a forte seca de 2001 os geradores não conseguiram gerar energia suficiente para atender a demanda que crescia na época, o que já demonstrava a extrema dependência da geração do setor com as fontes hídricas. Mesmo havendo um certo incentivo para fontes térmicas, que poderiam ser despachadas em casos mais críticos, aonde fosse mais viável optar pelo não deplecionamento dos reservatórios e assim acumular água para o futuro, este não foi o suficiente para evitar a crise de 2001. Resultado disso foi uma segunda reforma a partir de 2004, com o entendimento

que o modelo liberal implementado era insuficiente em alguns aspectos, principalmente no sentido de assegurar a energia para atendimento a demanda.

As principais soluções que persistem até hoje são os leilões de energia no mercado regulado e os contratos de longo prazo. As distribuidoras passaram a ser obrigadas a contratar 100% da demanda de seus consumidores cativos através de leilões no ambiente regulado, implicando na realização de projeções de carga, como na época grande parte do consumo estava no mercado regulado, a maioria da carga seria atendida através destes leilões. Para atender isso, no primeiro ano do governo Lula foi criada a Administradora da Contratação de Energia – ACE com o principal objetivo de corrigir o mais visível defeito do modelo herdado do governo FHC, que fracassou na implementação de um mercado livre de compra e venda além de não garantir a instalação de novas linhas de transmissão e usinas. Na tabela 2 podem ser observados uma síntese da primeira e segunda fase dos modelos implementados.

Tabela 2 - Comparação entre o modelo liberal (FHC) e o novo modelo

<b>Item</b>	<b>Modelo Liberalizado (1ª fase)</b>	<b>Novo Modelo (2ª fase)</b>
Descontratação de Energia	Sim	Sim
Natureza da geração elétrica	Mercantil	Serviço Público e mercantil
Forma de exploração de usinas	Produção independente	Concessão com muitos produtos individuais
Geração e Transmissão	Desverticalizar	Não desverticaliza
Mercado atacadista	Indutor de investimento	Substituído
Garantia de suprimento	Mercado	Poder público
Produtores independentes	Maioria	Grande número
Planejamento	Indicativo	Determinativo
Despacho de usinas	Oferta de menor preço	Menor preço
Energias alternativas	Mercado	Proinfa e mercado
Participação privada	Privatizações	Suspensas
Política energética	Dada pelo mercado	Indefinida

Fonte: (MERCEDES, et al., 2015)

## 1.2 MODELO ATUAL DO SETOR

O modelo atual é o resultado das reformas realizadas na segunda metade dos anos 1990, passando por revisões importantes em 2002 (acionamento), 2004 (novo modelo setorial) e mais recentemente, em 2021 a implementação do preço horário, visto que antes o preço era semanal.

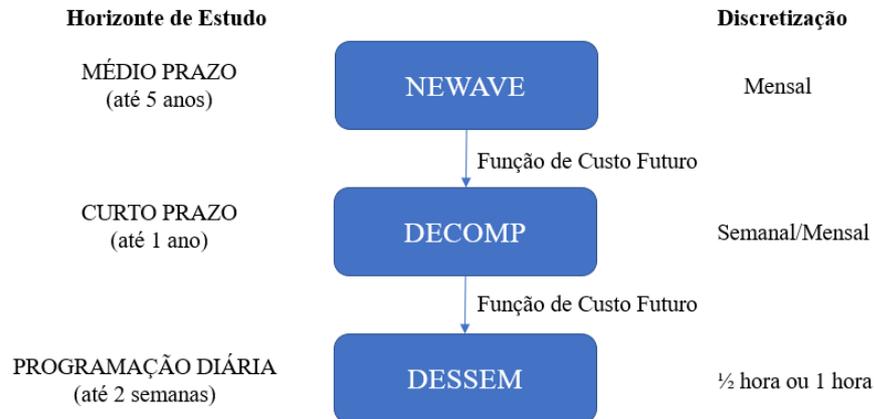
As funções de despacho e funcionamento do mercado continuam sendo realizadas por entidades distintas, onde a operação é realizada pelo ONS, que toma como base o resultado da execução sequencial de três modelos computacionais, representando a rede elétrica por completo, para ter as diretrizes gerais da operação:

- NEWAVE, que calcula a política ótima de operação com o parque hidrotérmico de forma agregada, com um único reservatório agregado por subsistema e fornece uma curva de custo futuro para o DECOMP;
- DECOMP, que traduz as decisões operacionais do NEWAVE para usinas individualizadas e fornece uma curva de custo futuro para o DESSEM; e
- DESSEM, que calcula o despacho em nível horário.

Já os preços do Mercado de Curto Prazo – MCP são calculados pela CCEE, de forma muito semelhante ao cálculo do ONS; no entanto, existem algumas simplificações, desconsiderando as restrições elétricas dentro dos submercados, mas considerando os limites de intercâmbio entre subsistemas. A realização dos preços é feita antes do despacho, através dos modelos. Já a contabilização é realizada com base em valores de consumo e geração realizados.

Os preços do MCP devem refletir o custo marginal da energia do sistema e o uso de forma eficiente dos recursos disponíveis. Na programação diária da operação, a eficiência está diretamente relacionada ao despacho com o menor custo de operação, já no médio prazo, está associada ao nível de investimento necessário para executar o atendimento e expansão do setor. A cadeia completa dos modelos utilizados, presente na Figura 1, apresenta a utilização do NEWAVE, DECOMP e DESSEM para o planejamento da operação no médio, curto e curtíssimo prazo, este podendo ser chamado também de programação diária da operação (A Adoção do Preço Horário na Operação do Mercado Brasileiro – Questões e Soluções, 2018).

Figura 1 – Cadeia de modelos utilizada no planejamento da operação.



Fonte: Adaptado de (A Adoção do Preço Horário na Operação do Mercado Brasileiro – Questões e Soluções, 2018)

É importante destacar que os modelos de médio e curto prazo, são utilizados principalmente para determinar as diretrizes operativas, que são passadas para o modelo seguinte através de uma Função de Custo Futuro – FCF. A FCF é criada a partir de diversos cenários operativos dentro de cada modelo, sendo capaz de valorar o uso da água nos reservatórios decorrente de cada cenário e trazer este custo para valor presente.

A maneira mais simples de entender o efeito do uso dos recursos hídricos e consequentemente do valor da água é a partir do dilema do operador, onde é preciso avaliar as consequências de se deplecionar ou não os reservatórios das hidrelétricas no presente de acordo com possíveis cenários futuros, a Figura 2 sintetiza esse dilema.

Figura 2 – Dilema do Operador.



Fonte: (MARQUES, 2016)

Através deste dilema que há toda a necessidade de o ONS utilizar modelos computacionais capazes de sintetizar inúmeras séries de possíveis cenários futuros, de acordo com um certo histórico para que a decisão ótima seja tomada. A decisão ótima impacta diretamente no custo da operação e conseqüentemente no preço da energia, e como a dependência da matriz em relação a água é grande, a ponderação das aflúncias no resultado final também é. O preço por sua vez serve como entrada para o planejamento da expansão, ressaltando como toda essa cadeia é função da hidrologia do país.

Os modelos encadeados utilizam diferentes metodologias para a previsão das aflúncias dos cenários a serem considerados. Por sua vez, o SMAP/ONS, por se tratar de um modelo determinístico, é utilizado para a projeção de vazões nas duas primeiras semanas da cadeia de modelos. Logo, ele acaba influenciando diretamente fornecendo as vazões para o início do intervalo do DECOMP que fornecerá as diretrizes para a operação diária da operação. O ONS vem adotando este modelo desde 2008, utilizando a generalização do modelo original para a previsão de vazões no âmbito do SIN.

Além das instituições citadas anteriormente, há a EPE que desenvolve estudos sobre a expansão de geração e transmissão, demanda de energia, viabilidade técnica de empreendimentos, parâmetros relacionados aos leilões, entre outros, auxiliando as decisões do Ministério de Minas e Energia.

Com a definição do despacho e conseqüentemente do preço da energia no MCP, os diversos agentes do setor realizam as suas atividades, cumprindo as suas obrigações, interagindo entre si devido às dinâmicas do setor. De acordo com o relatório da ANEEL

“Tendências Regulatórias do Setor Elétrico Brasileiro” de 2014, o setor pode ser dividido em 4 segmentos com diferentes regulamentações:

- **Geração**, podendo vender energia tanto para o Ambiente de Contratação Livre – ACR, como para o Ambiente de Contratação Regulada. A negociação da energia se dá através de contratos de quantidade, disponibilidade e mais recentemente por contratos de reserva de capacidade na forma de potência.
- **Transmissão**, onde as empresas são remuneradas através do custo de transporte e encargos, arrecadados pelas empresas de distribuição, geradoras e consumidores livres. A tarifa é baseada na Receita Anual Permitida – RAP que é o valor resultante do leilão onde a empresa obteve a concessão.
- **Distribuição**, as tarifas de energia buscam não somente repassar ao consumidor os custos das empresas de distribuição, mas também corrigir o processo inflacionário, além de estimular a produtividade das empresas e definir padrões de qualidade de serviço.
- **Comercialização**, atividade menos regulada que fica sobre fiscalização da CCEE, responsável por contabilizar as operações de compra e venda, os montantes negociados e efetivamente gerados e consumidos.

### 1.3 DEPENDÊNCIA HIDROLÓGICA DA MATRIZ ELÉTRICA

A matriz energética brasileira é predominantemente hidráulica, representando aproximadamente 62,5% do total do sistema (EPE, 2020). Esse é um dos motivos de a geração de energia elétrica ser fortemente correlacionada com as afluições que chegam aos reservatórios, de modo que a operação do sistema hidrotérmico é sensível às variações climáticas.

Historicamente, até a década de 90, o país optou fortemente por explorar os recursos hídricos de seu amplo território. As hidroelétricas possuem um custo de operação muito menor do que comparadas às termoelétricas antigas além de serem fontes renováveis, sem a emissão de gás carbônico na atmosfera. O contexto político global pós Segunda Guerra Mundial contribuiu exacerbadamente com o grande anseio e crescimento de hidroelétricas no mundo.

Após a Segunda Guerra Mundial, o desenvolvimento econômico se tornou uma ideia-chave na cena internacional e o estado de "subdesenvolvimento" de parte dos países algo a ser superado. Nesse paradigma, as sociedades deveriam crescer economicamente e entrar na

"modernidade" ou fracassar (LEWIS, 2008). Nesse contexto, explorar os recursos naturais e utilizá-los para o projeto de desenvolvimento nacional era de extrema importância, e por isso a exploração hidrelétrica foi fortemente promovida no mundo todo principalmente depois dos anos 1950.

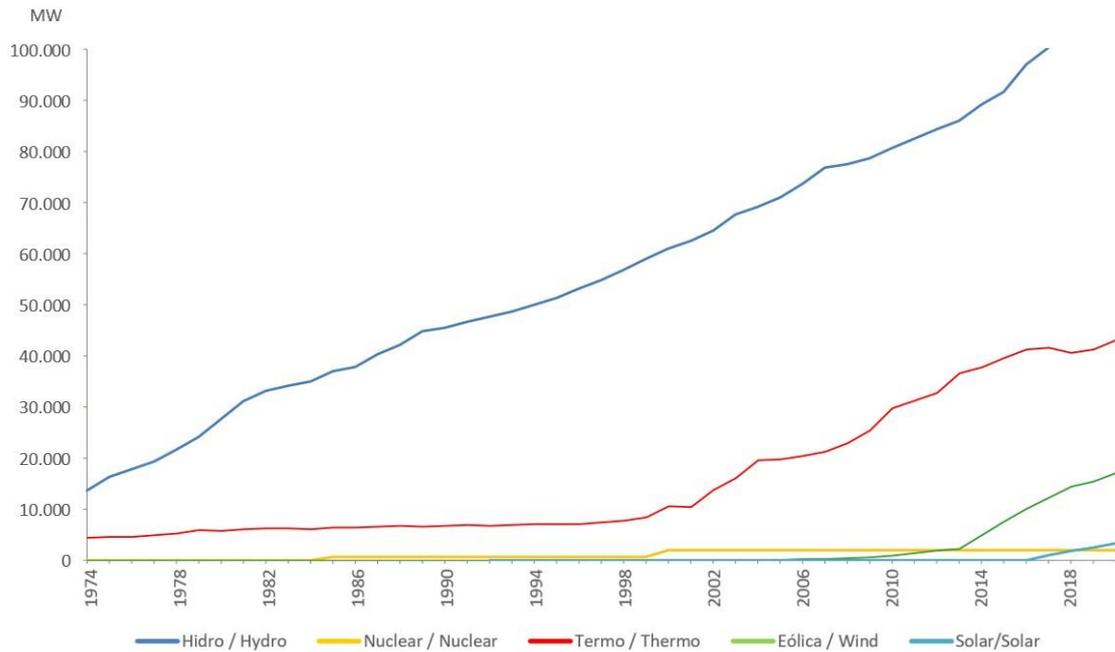
Em sintonia com esse contexto global, a construção de hidrelétricas no Brasil se expandiu a partir do final dos anos 1950 e principalmente depois do regime militar brasileiro. Porém, ela não dependeu apenas de fatores externos, mas também de dinâmicas nacionais, e às vezes locais, onde o papel do Estado foi central.

Durante a ditadura, houve a construção de 61 grandes barragens hidrelétricas que aumentaram a capacidade instalada de 4.894 MW a 37.437 MW entre 1964 e 1985, e a eletrificação residencial, que chegou a 75% em 1985 contra somente 45% em 1970. Ao contrário dos períodos anteriores, quase todas essas construções foram realizadas sob a responsabilidade do Estado através da Eletrobrás ou das outras concessionárias estatais (OLIVEIRA, 2018).

Outro elemento, foi uma série de estudos de potencial hidrelétrico conhecidos como Canambra, realizados na década de 1960 e financiados pelo Banco Mundial. Esses estudos realizados sob a coordenação de autoridades brasileiras, em parceria com duas empresas estrangeiras, visaram estimar o potencial hidrelétrico na região Sudeste do Brasil. O relatório final de 1966, estimou um potencial de 38 mil MW naquela região (OLIVEIRA, 2018).

Pode-se observar na Figura 3 a evolução da capacidade instalada em potência ao desde 1974. Isto demonstra a preferência pela construção de usinas hidrelétricas a qualquer outra fonte durante o período. Ainda é possível observar, conforme mencionado no subcapítulo anterior, o aumento da derivada da curva das termoelétricas a partir de 2001, devido ao racionamento do período. Até meados de 2010 ainda era possível afirmar que o SIN era hidrotérmico; no entanto, atualmente a configuração do sistema é hidro-termo-eólico, visto que há momentos em que o parque gerador eólico já alcança valores na casa dos 50% de geração instantânea comparada com o parque térmico.

Figura 3 – Capacidade instalada de Geração Elétrica.



Fonte: (EPE, 2020)

Ainda neste sentido, conforme o PLANO 2015, realizado pela Eletrobrás em 1993, a hidroeletricidade era vista como a fonte energética de melhor perspectiva de aproveitamento no país, com os principais motivos ressaltados:

- Grande potencial disponível a custos inferiores aos das outras opções (somente cerca de ¼ encontram-se em operação e construção);
- Experiência existente no país em planejamento, projeto, construção, fabricação de equipamentos e operação de usinas hidrelétricas;
- Os reservatórios hidrelétricos podem e devem ser planejados num contexto de uso múltiplo do recurso hídrico (energia, navegação, controle de cheia, piscicultura, irrigação, etc.) beneficiando outros setores da economia e viabilizando a inserção regional dos empreendimentos quanto aos aspectos socioambientais;
- Viabilidade técnico-econômica e experiência existente no país em sistemas de transmissão de longa distância, que permite o aproveitamento do potencial hidrelétrico da Amazônia para suprimentos dos sistemas interligados Norte/Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste.

Todos os aspectos mencionados anteriormente resgatam a razão do porquê a distribuição do parque gerador do SIN é majoritariamente hidrelétrica. A partir disso, essa

dependência da água para a geração de energia do sistema gera consequências para a operação e o planejamento.

Tanto o ONS quanto a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE utilizam esses algoritmos para o planejamento da operação e projeção de preços de energia elétrica, porém com finalidades distintas. O ONS visa definir diretrizes de operação do setor elétrico brasileiro - SEB para atendimento da demanda pelo menor custo energético, no qual é definido o Custo Marginal da Operação – CMO por subsistema. A CCEE, ao retirar restrições conjunturais de transmissão internas dos subsistemas e restrições de usinas em teste, mas mantendo algumas restrições para a modelagem por submercado, visa a determinação do Preço de Liquidação das Diferenças - PLD, que é utilizado na liquidação e contabilização do mercado de curto prazo (LIMA, 2010).

#### 1.4 INCERTEZAS NAS PREVISÕES HIDROLÓGICAS

Para atingir o objetivo de realizar previsões hidrológicas com boa assertividade é necessário entender a complexidade do comportamento de uma bacia hidrográfica. Nela, entram vários fatores naturais, como a disposição geográfica, fluxo entre rios, características do clima, vegetação, uso múltiplo da água, etc. A importância de ser ter todos estes elementos bem mapeados é valiosa para uma boa antecipação das condições de vazão, visto que as mudanças na cobertura do solo não aferidas com precisão podem aumentar os erros da modelagem hidrológica, e assim ser possível emitir alertas de segurança, planejar a execução de obras e otimizar a utilização dos recursos hídricos para a geração de energia.

Os estudos voltados a previsão de variáveis hidrológicas ganham a cada dia maior notoriedade no cenário mundial pois, os eventos críticos hidrológicos influenciam consideravelmente a vida dos cidadãos que habitam regiões limítrofes aos corpos d'água. Uma das dificuldades enfrentadas na elaboração e pesquisa na área de previsões hidrológicas é relacionada aos níveis de incertezas inerentes a essas ferramentas (TUCCI, 2013).

As incertezas dos modelos hidrológicos estão concentradas principalmente nas incertezas da precipitação. Um fator relevante que dificulta o planejamento da operação do sistema elétrico é a estocasticidade das chuvas (quantidade e lugar onde essas chuvas caem) e, conseqüentemente, das vazões naturais nos rios. Essa irregularidade das vazões naturais (ou afluições), aliada a grande quantidade de usinas hidráulicas (usinas com reservatório e fio d'água), faz do sistema elétrico brasileiro único no mundo pelo seu tamanho e características (LIRA, et al., 2013).

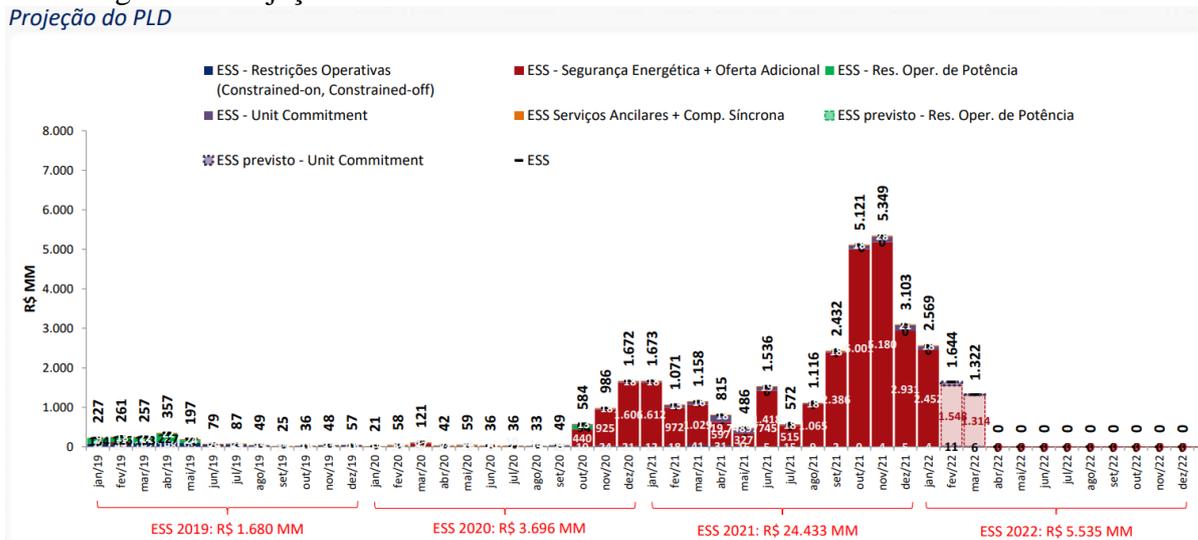
### 1.5 IMPORTÂNCIA DE PLANEJAR A OPERAÇÃO DO FUTURO

O planejamento da expansão do setor elétrico está diretamente integrado com o planejamento da operação. Ambos possuem os mesmos objetivos: economicidade, a confiabilidade e a sustentabilidade do setor. Esta integração muitas vezes aparece nas necessidades momentâneas da operação e refletem nas diretrizes de expansão, nem todas as incertezas do planejamento são relevantes para a operação, mas as incertezas da operação sempre são extremamente importantes. Atualmente, o ONS é responsável pela operação, assim como a EPE é responsável pelos estudos de expansão.

Para melhor entender essa integração, duas características técnicas e econômicas são imprescindíveis. A demanda de energia elétrica tem uma trajetória de crescimento que depende de diversos fatores, sendo o mais comum, o seu aumento de médio e de longo prazo à performance do PIB. Já a oferta de energia elétrica, que engloba os segmentos de geração e transmissão, exige investimentos muito elevados, que envolvem obras complexas e de longo prazo de maturação. Derivado destes condicionantes, pode-se deduzir que o objetivo central da política de energia é garantir o equilíbrio dinâmico, em tempo real, entre uma demanda que depende de múltiplos fatores e uma oferta que cresce de forma mais rígida e em degraus (CASTRO, et al., 2021).

Atualmente, um dos assuntos mais discutidos no setor é se os modelos estão devidamente calibrados para a projeção de vazões futuras principalmente no modelo NEWAVE, visto que eles demonstram estar sendo muito otimistas. Esse fato pode ser respaldado na quantidade de geração despachada fora da ordem de mérito – GFOM do ano de 2021 que pode ser observada no impacto do Encargo de Segurança Energética - ESS na Figura 4.

Figura 4 - Projeção de ESS e Custos devido ao delocamento entre CMO e PLD.



Fonte: (CCEE, 2022).

De forma resumida, as usinas são despachadas conforme os seus custos, até atingir a demanda esperada para o dia seguinte, assim se estabelece o Custo Marginal de Operação – CMO. O PLD é calculado com base no CMO; no entanto, ele possui um limite superior e inferior. Caso o operador opte, por critérios de segurança, despachar usinas com o custo maior do que o PLD definido via modelo, os custos relacionados a essa diferença serão ressarcidos via encargo.

As condições de precipitação durante o ano de 2021 demonstraram a falta de confiança do operador na representação da hidrologia futura devido ao fato de que os níveis dos reservatórios do país estavam em níveis muito baixos, comparando a anos anteriores. Dessa forma, o ONS decidiu por despachar mais usinas térmicas do que o modelo havia planejado, visto que estava enxergando condições mais favoráveis de chuva do que estava sendo realizado, levantando assim uma discussão na metodologia da representação das restrições operativas.

Conforme consta na versão para consulta pública do Plano Decenal de Expansão de Energia 2031 – PDE 2031, as condições operativas durante os anos de 2020 e 2021 evidenciaram que o impacto de algumas restrições não estava sendo percebido em situações normais de atendimento. Em outras palavras, apenas quando foi necessário reduzir ao máximo a produção das UHEs, preservando assim o nível dos reservatórios, foi percebido que a menor produção obtida na prática era superior àquela que os modelos computacionais de curto e médio prazo estavam enxergando. Isso reforça a importância que as variáveis hidrológicas têm no planejamento e na operação do sistema elétrico.

É importante ressaltar que a aplicação do SMAP/ONS é mais focada na programação diária e no curto prazo, devido à sua natureza determinística. Tratando-se do planejamento da expansão, que lida com cenários a partir do médio prazo, modelos capazes gerar um leque de cenários possíveis, como o GEVAZP no NEWAVE, são mais adequados para realizar uma análise de risco sistêmica.

## 1.6 OBJETIVOS

O objetivo deste trabalho é conhecer o funcionamento de um modelo chuva-vazão, mais especificamente o SMAP utilizado pelo ONS e estudar a configuração de suas bacias. Devido aos modelos de preço do setor elétrico utilizarem a vazão afluyente com parâmetro de entrada, será avaliado o processo de tratamento e utilização de dados de precipitação para chegar então à vazão final dos rios.

## **2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA**

Neste capítulo são apresentadas as principais definições em hidrologia necessárias para o entendimento do trabalho, uma introdução ao PMO, assim como características dos modelos dinâmicos e estatísticos, modelos de previsão de chuva como ETA e ECMWF e os modelos de vazões PREVIVAZ, GEVAZP e SMAP.

### **2.1 DEFINIÇÕES EM HIDROLOGIA**

#### **2.1.1 ENA**

A Energia Natural Afluente – ENA é a energia obtida a partir do produto da vazão natural total em determinada seção de interesse pela produtibilidade da usina. Por sua vez, a vazão natural é a vazão que ocorreria em uma seção de rio caso não houvesse ocorrido nenhuma ação antrópica à montante. A ENA é representada em MW médios ou em % da média histórica de longo termo - %MLT, calculada através das médias históricas de 1931 até o último ano disponível, definido pelo ONS (ONS, 2010).

O valor de ENA de uma bacia é diretamente dependente da composição de usinas participantes dela, onde as mesmas condições de chuva podem gerar maior valores de ENA comparando cenários antes e depois da implementação de uma nova usina hidrelétrica. A importância de se utilizar a ENA como unidade de cálculo está diretamente associada a complexidade da operação de usinas em cascatas, visto que ela considera a energia natural do rio, desprezando os reservatórios.

#### **2.1.2 Postos do ONS**

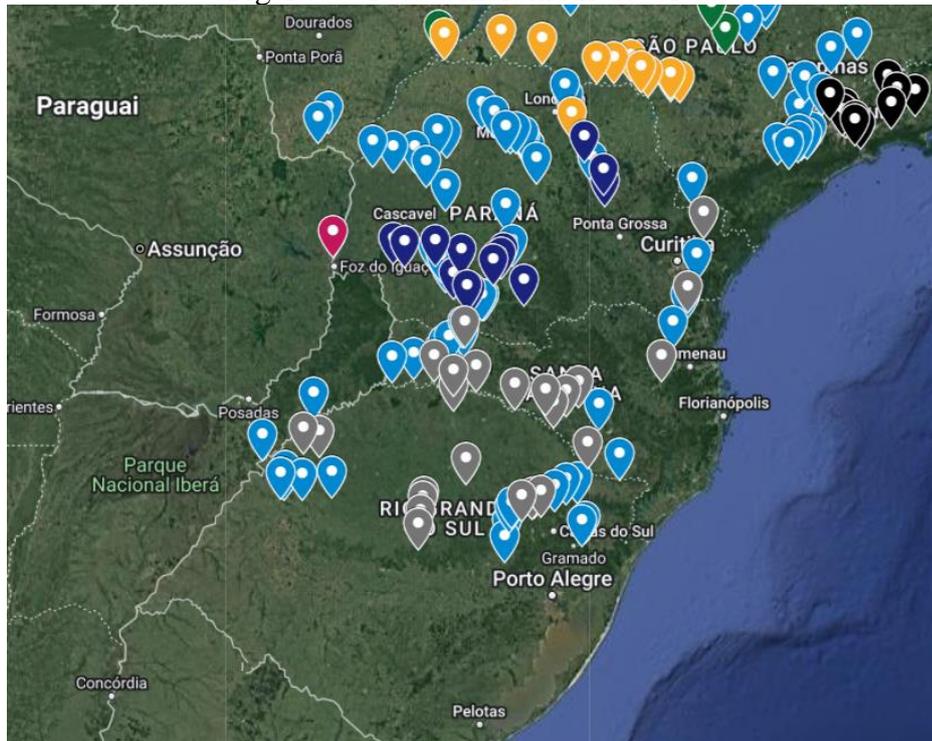
Um posto hidrométrico é um local de medição dos valores de vazão dos rios através de equipamentos especificamente projetados para esta finalidade. Como as atividades humanas afetam de forma artificial o valor da vazão dos rios diariamente, com a construção de represas ou utilização da água para agricultura, as séries de vazão são processadas por estes postos e transformadas nas séries de vazão natural.

Devido à baixa quantidade de postos em determinadas bacias, muitas vezes é realizada a regionalização de vazões, onde é realizada uma relação entre as vazões relativas de dois ou mais postos para construir assim séries sintéticas. O conjunto de dados capturados e processados

por estes postos é utilizado para alimentar os modelos de previsão de vazões e controle de cheias.

Um compilado da disposição geográfica destes postos na região Sul pode ser observado na Figura 5, realizado a partir das informações de latitude e longitude disponibilizadas pelo ONS.

Figura 5 – Postos hidrométricos ONS.

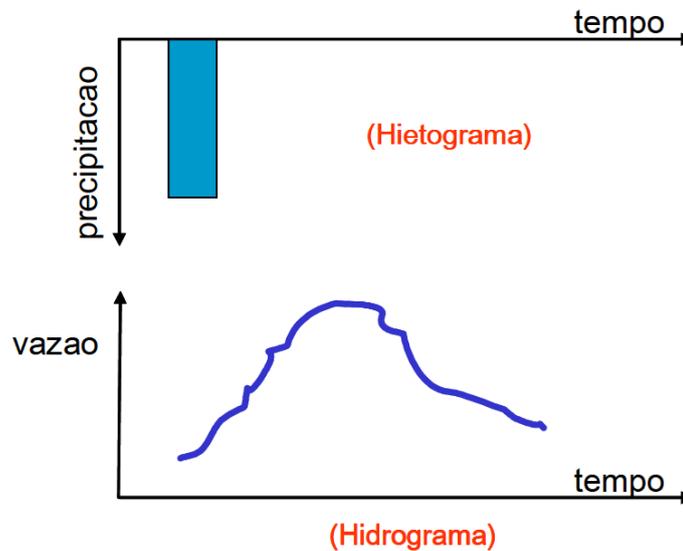


Fonte: (ROCHA, 2015)

### 2.1.3 Hietograma e Hidrograma

Ao lidar com o assunto de precipitação e vazão, é importante entender como estas grandezas são representadas. Através do hietograma, que representa a quantidade de precipitação ao longo do tempo e do hidrograma, que retrata o comportamento da vazão ao longo do tempo, é possível capturar a relação entre as duas grandezas. A Figura 6 demonstra um exemplo desses dois tipos de gráficos, onde o hietograma se encontra acima, com o eixo das ordenadas invertido e o hidrograma abaixo.

Figura 6 – Exemplo de hietograma e hidrograma.



Fonte: (PAZ, 2004)

#### 2.1.4 Escoamento superficial e subterrâneo

Uma das fases mais importantes do ciclo hidrológico é o escoamento superficial e a sua distinção do escoamento subterrâneo. Proveniente da precipitação, a água que não fica retida em depressões passa a escoar, onde parte se infiltra e a outra parte escoar superficialmente. No entanto, além da precipitação, existem outros aspectos relacionados à hidrologia que influenciam no escoamento subterrâneo e no escoamento superficial e, conseqüentemente, nas vazões dos rios.

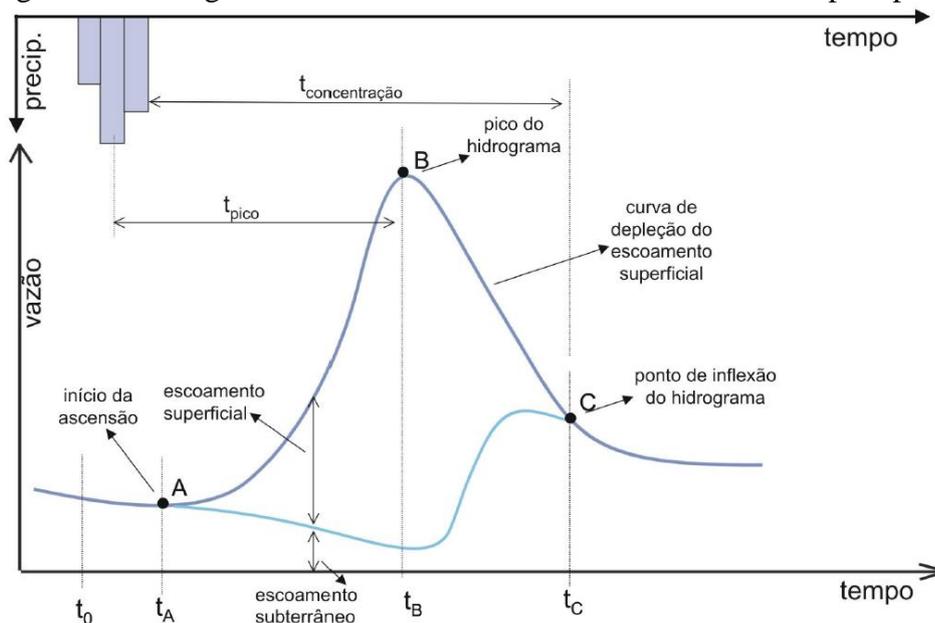
Os aspectos mais importantes a serem considerados são: a evapotranspiração, o tipo, uso e manejo do solo e a topografia. Estes processos dinâmicos, com significativa variabilidade, acabam influenciando na saída de água dos sistemas, assim como no processo de infiltração, tendo grande influência nos escoamentos e recarga de aquíferos (TUCCI, 2013).

A evapotranspiração consiste na união de dois processos pelo qual a água é perdida: a evaporação e a transpiração. A evaporação é o processo pelo qual a pressão das moléculas de água vence a pressão de vapor, dependendo diretamente da temperatura e área de superfície, ocorrendo em lagos, rios, vegetação e até no solo. A transpiração consiste na vaporização da água líquida através dos processos fisiológicos das plantas. Sendo assim, a evapotranspiração como um todo é influenciada por diversos parâmetros, como temperatura, umidade, vento, características da flora e do solo.

Os diversos tipos de solo possuem propriedades diferentes como capacidade de retenção de água e porosidade, que influenciam diretamente na capacidade de infiltração e atrito, caracterizando a velocidade com que a água escoou pela sua superfície, por exemplo. Diferentes características podem afetar estes parâmetros, entre eles há os materiais que compõem o solo, a vegetação e até a topografia, assim como processos de intervenção humana que alteram esses atributos, como a urbanização, criação de canaletas para irrigação rural ou alteração de canais.

Na Figura 7 é apresentado um hidrograma e hietograma típico da resposta a um evento de precipitação. É possível observar a separação entre escoamento superficial e escoamento subterrâneo, onde os dois possuem tipos de resposta diferentes no tempo, além de outras definições na hidrologia, como tempo de concentração -  $t_c$  e ponto de inflexão, as quais não serão aprofundadas aqui.

Figura 7 – Hidrograma resultante de ocorrência de um evento de precipitação.



Fonte: (PAZ, 2004).

A análise dos hidrogramas com esta separação entre escoamento superficial e subterrâneo é um procedimento extremamente importante, possibilitando melhor compreender a dinâmica de bacias hidrográficas assim como o comportamento de suas águas subterrâneas. Além disso, os dois tipos de escoamento têm finalidades distintas; portanto, sua divisão proporciona um melhor gerenciamento das aflúências dependendo do tipo de aplicação.

### 2.1.5 Influência das características da bacia

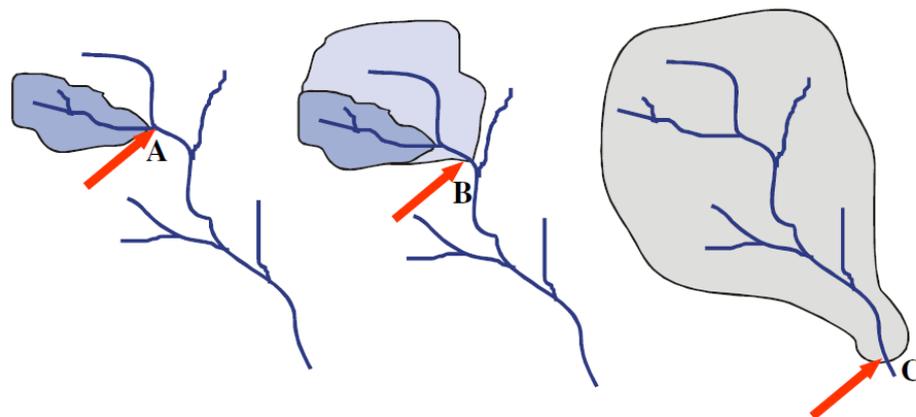
A bacia hidrográfica é uma área de captação natural da água de precipitação que faz convergir os escoamentos para um único ponto de saída (exutório). Ela é constituída de um conjunto de superfícies vertentes, por onde a água escoar e uma rede de drenagem (TUCCI, 2013).

Uma bacia pode ser considerada um sistema físico aberto, onde a entrada é o volume de água que provém da precipitação e a saída, o volume de água escoado. Esse sistema possui características intrínsecas que podem ser consideradas perdas relacionadas à infiltração ou à evapotranspiração. Em suma, é um sistema com um conjunto de áreas que contribuem para o escoamento em um determinado ponto.

Estas áreas são normalmente delimitadas pela topografia do terreno, através de curvas de nível, visto que toda água precipitada converge para pontos de menor nível devido à gravidade, onde normalmente as regiões com terrenos mais elevados estabelecem as divisões entre áreas que contribuem para diferentes rios ou bacias (PAZ, 2004).

É importante o conceito de sub-bacias, ou também, “bacias dentro de bacias”, o qual pode ser observado na Figura 8. Nela é possível observar a disposição em cascata de bacias hidrográficas, onde a vazão no ponto final contribui para a vazão da bacia seguinte, portanto a bacia com o ponto de exutório A, está inserida na bacia com o ponto B, assim como para a de ponto C.

Figura 8 – Delimitação de Sub-bacias conforme pontos considerados.

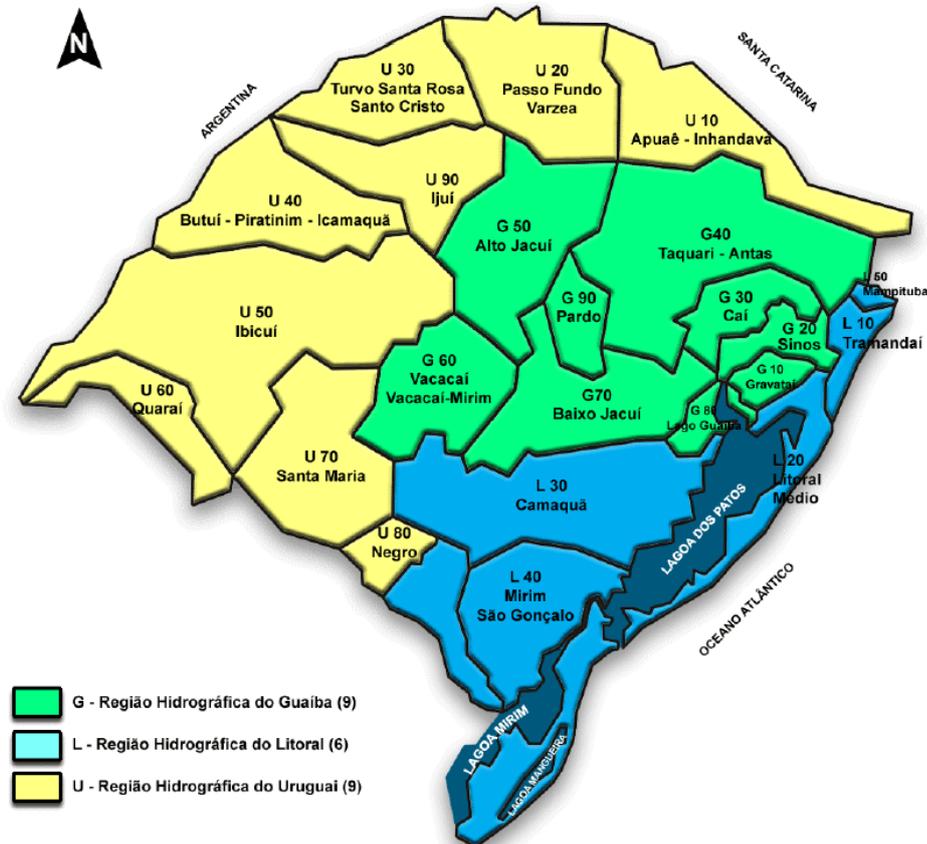


Fonte: (PAZ, 2004)

O conceito de região hidrográfica é um pouco diferente de bacia hidrográfica, pois nele são considerados alguns limites geopolíticos, como por exemplo os limites de cada país. Um exemplo prático de como a topografia afeta na definição das bacias e conseqüentemente

das regiões hidrográficas pode ser visto na Figura 9, onde há três regiões hidrográficas no Estado do Rio Grande do Sul: Uruguai, Guaíba e do Litoral.

Figura 9 – Divisão hidrográfica do Estado do Rio Grande do Sul.



Fonte: (PAZ, 2004)

As particularidades de cada bacia afetam diretamente as dinâmicas de suas vazões (anteriormente foram abordados alguns aspectos do efeito da composição do relevo, solo e vegetação na seção 2.1.4). No entanto, a área, o formato e a rede de drenagem de cada bacia também têm influência nas suas dinâmicas. A área da bacia permite estimar o volume de água precipitado através de uma lâmina de precipitação. Já o formato da bacia tem influência no tempo transcorrido entre a precipitação e o escoamento final, onde bacias mais alongadas tendem a possuir tempos superiores ao de bacias mais circulares, dependendo é claro de um mesmo volume de precipitação (PAZ, 2004).

## 2.2 PMO

O Programa Mensal de Operação Energética - PMO é uma reunião mensal, atualmente transmitida pela internet, com a participação dos agentes do setor. Nela há um conjunto de apresentações com as premissas utilizadas para a programação da operação do próximo mês, onde os agentes podem intervir em algumas premissas assim como tirar dúvidas, para definir o planejamento da operação. As premissas de reservatórios, intercâmbio, geração térmica e restrições operativas utilizadas no PMO servem como base para dar as diretrizes operativas para a programação diária da operação, associada ao modelo DESSEM, e assim a CCEE estabelecer o preço horário. O modelo SMAP/ONS fornece as previsões de vazões para a maioria das bacias do sistema, mas somente para as primeiras duas semanas.

Após encerrada a reunião, o ONS disponibiliza para o setor os decks (conjunto de arquivos com os dados de entrada) dos diferentes modelos, sejam eles de preço de curtíssimo, curto ou médio prazo, assim como os de chuva-vazão. Cabe ressaltar que o programa passa por revisões semanais, necessidade imposta devido às incertezas das perspectivas operativas se confirmarem ao longo do mês. Estas revisões são destacadas na nomenclatura dos arquivos disponibilizados, podendo eles terminar com “rv0” até “rv4”, dependendo do número de semanas do mês, onde a revisão zero está diretamente associada a primeira versão do PMO para o mês.

## 2.3 MODELOS DETERMINÍSTICOS E ESTOCÁSTICOS

O termo “modelo” pode dar margem a diferentes sentidos, conforme o universo da vida humana em que ela seja anunciada. Do latim *modulus*, originalmente significava “pequena medida”. Atualmente, a palavra possui diferentes usos, mas o que mais interessa, neste texto, é aquela com que a palavra é empregada como “representação de algo” (CUNHA, 1989).

Os modelos matemáticos buscam fazer uma conexão entre o mundo real e a matemática, sendo que o segundo é responsável por desvendar as regras do primeiro. Eles são retratos aproximados da realidade, visto que quase sempre será necessário realizar adaptações ou simplificações, seja para adotar premissas ou facilitar o processo de convergência. Os modelos possuem diversos tipos de classificação, podendo ser lineares ou não lineares, discretos ou contínuos, determinísticos ou estocásticos.

O modelo determinístico é aquele que não possui componentes aleatórias, sempre resultando em um único resultado caso as condições iniciais não forem alteradas. Já o modelo estocástico ou probabilístico possui variáveis aleatórias para tomar a decisão.

## 2.4 MODELOS DE PREVISÃO DE CHUVA

Esta seção não objeto de análise do trabalho, sendo somente indicativa. Os modelos de previsão de chuva são muitas vezes utilizados como fonte de dados de entrada para modelos de previsão de vazão, principalmente em curto prazo, onde a variabilidade das previsões climáticas não é tão grande. Além disso, os postos hidrométricos muitas vezes se encontram descalibrados ou em pequena distribuição para algumas bacias, sendo este mais um motivador para a utilização de modelos de previsão de chuva. Os modelos ETA e ECMWF, são alguns dos modelos utilizados pelo ONS para a previsão de chuvas. Eles acabam sendo utilizados em composição com o intuito de remoção de viés das previsões.

### 2.4.1 ETA

O Modelo ETA foi desenvolvido pela Universidade de Belgrado e o Instituto Hidrometeorológico da antiga Iugoslávia e posteriormente foi operacionalizado *pelo National Center for Environmental Prediction* - NCEP. No Brasil, o Modelo ETA foi instalado no Centro de Previsão de Tempo e Estudos Climáticos - CEPTEC em 1996 (CHOU, 1996)

O Modelo ETA é um modelo bastante criticado atualmente, antes estado da arte para pesquisa e para uso operacional em meteorologia. O modelo representa o estado atmosférico em pontos de grade, sendo configurado na resolução de 40km na horizontal e 38 níveis na vertical. Uma das principais vantagens do modelo é a coordenada vertical e a estabilidade numérica (MESINGER, et al., 1990). Cada nível é uma partição da coordenada vertical, onde a resolução é maior conforme a proximidade com o solo.

O modelo se propõe a prever fenômenos associados a frentes, brisa marítima, tempestades severas, sistemas organizados em meso escala com maior detalhamento. Devido a maior não-linearidade dos sistemas nesta escala, a previsibilidade é menor e as previsões são de curto prazo. No caso do ETA, as previsões se estendem de 8 a 10 dias e cobrem a maior parte da América do Sul (CHOU, 1996).

As variáveis do modelo são: temperatura do ar, umidade, pressão à superfície, vento horizontal, energia cinética turbulenta e água líquida ou gelo das nuvens previstas em intervalos de seis horas. A condição inicial para o ETA é fornecida pelo NCEP e as condições de contorno lateral, atualizadas a cada 6 horas, são as previsões do modelo global do CPTEC.

### **2.4.2 ECMWF**

O European Centre for Medium Range Weather Forecasts – ECMWF, gera previsões de clima em grade, contendo cada grid uma informação meteorológica com uma resolução espacial de 0,25 graus ( $\pm 25 \times 25$  km) em escala decendial. Considerado atualmente estado da arte para pesquisas e uso operacional. Ele colabora principalmente com o fornecimento de dados com poucas estações meteorológicas de superfície (CEGLAR, et al., 2016), potencializando o uso de ferramentas de análise estatística, independentemente de um grande número de estações. Modelos do ECMWF vem sendo aplicados com o objetivo de identificar as características atmosféricas de macro e meso escalas, como, por exemplo, na Amazônia, onde há um pequeno número de estações.

## **2.5 MODELOS DE PREVISÃO DE VAZÃO**

### **2.5.1 PREVIVAZ**

O PREVIVAZ é um modelo também conhecido como vazão-vazão. Nele a previsão de vazões é obtida através de um histórico de vazões naturais semanais. O modelo, desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL, é formado por uma vasta gama de modelagens estocásticas que contemplam modelos autorregressivos e de médias móveis, com estrutura estacionária ou periódica (GUILHON, 2003).

O modelo, de forma resumida, divide as séries históricas de vazões observadas em duas partes, estimando os seus parâmetros através da primeira metade e verificando o erro obtido com as projeções realizadas para a segunda metade; após isso, o mesmo é feito para a segunda metade. Em seguida, todos os parâmetros são ordenados com a finalidade de escolher a representação com o menor valor médio da raiz do erro médio quadrático (SILVA, et al., 2011).

Uma vez escolhida a melhor representação, o PREVIVAZ fornece a previsão de afluências com discretização semanal para o horizonte dentro do primeiro mês do PMO.

### **2.5.2 GEVAZP**

Considerar apenas um único cenário médio é insuficiente para representar uma amostra de tamanho necessário para estimar risco de forma aceitável, sendo então necessário gerar uma grande quantidade de cenários.

Para isso, o GEVAZP foi desenvolvido, sendo um modelo que gera séries sintéticas baseado em modelos autorregressivos periódicos. Os cenários gerados podem servir tanto para o curto quanto para o médio prazo. No curto prazo sua execução é encadeada com o PREVIVAZ e gera as séries a partir dos valores de previsão fornecidos, realizando a projeção de vazões para o segundo mês do PMO, cujos valores são utilizados no cálculo no Custo Futuro do DECOMP. Já no médio prazo, ele pode fornecer cenários de energia afluenta para um horizonte de até cinco anos no NEWAVE.

### 2.5.3 SMAP

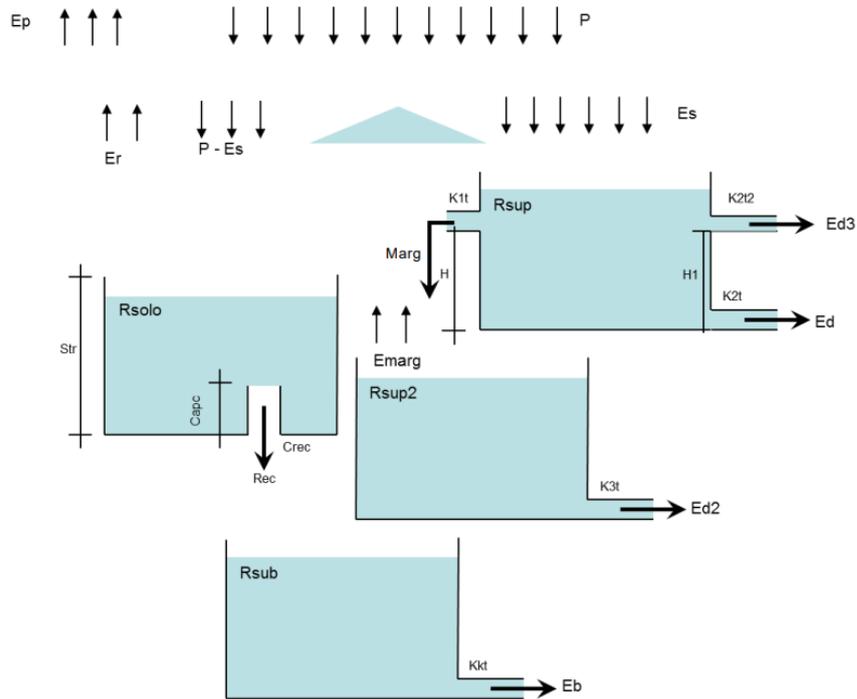
#### 2.5.3.1 Metodologia

O modelo de simulação hidrológica SMAP, do tipo transformação chuva-vazão, é um modelo determinístico desenvolvido por Lopes, J.E.G., Braga, B.P.F. e Conejo, J.G.L, em 1981. Sua criação foi baseada na aplicação do modelo Stanford Watershed IV e do modelo Mero pelo Departamento de Águas e Energia Elétrica do Estado de São Paulo – DAEE (ONS, 2018). Seu nome vem de uma sigla do inglês *Soil Moisture Accounting Procedure* – SMAP e a previsão do horizonte do modelo é de duas semanas.

Seu funcionamento se baseia na divisão do escoamento do solo em superficial e subterrâneo. Utilizando a curva de *runoff* (*curve number*) onde cada parcela de escoamento é armazenada em reservatórios fictícios, responsáveis por modelar o comportamento dos escoamentos, essa repartição pode ser observada na Figura 10. O modelo utilizado pelo ONS possui alguns aprimoramentos metodológicos e diferenças de aplicação, com o objetivo de melhor adaptar o modelo as diversas bacias do território brasileiro, conforme (ONS, 2018) cita, as principais alterações são:

- Uso de coeficientes de representação temporal da precipitação;
- Uso de coeficientes de ajuste da precipitação e da evapotranspiração potencial;
- Criação de um quarto reservatório (reservatório de planície); e
- Possibilidade de utilização de até dois coeficientes de recessão do reservatório de escoamento superficial;

Figura 100 – Esquema do Modelo SMAP/ONS



Fonte: (ONS, 2018)

A metodologia geral consiste na Figura 10, onde a parcela do escoamento superficial ( $E_s$ ) é transferida para o reservatório de superfície ( $R_{sup}$ ), calculando então os escoamentos superficiais ( $E_d$  e  $E_{d3}$ ) e a transferência de água ( $M_{arg}$ ) para o reservatório de planície ( $R_{sup2}$ ). Esse reservatório tem como função representar o amortecimento dos canais de drenagem, onde também é calculado o escoamento superficial de planície ( $E_{d2}$ ) e uma parcela da evaporação ( $E_{marg}$ ) (ONS, 2018).

Já a parcela que infiltra é a diferença entre a precipitação e o escoamento superficial ( $P - E_s$ ). Ela é transferida para o reservatório do solo ( $R_{solo}$ ), onde é extraída a parcela de evapotranspiração real ( $E_r$ ) e a transferência para o reservatório subterrâneo ( $R_{sub}$ ) através da recarga do aquífero ( $Rec$ ), desde que não tenha sido atingido o limite da capacidade de campo do solo ( $C_{apc}$ ). No reservatório  $R_{sub}$ , é calculado o escoamento subterrâneo ( $E_b$ ) (ONS, 2018).

Dessa forma, cada reservatório tem as seguintes equações que descrevem seus estados no tempo (ONS, 2018):

$$R_{solo(t)} = \text{mín}\{R_{solo(t-1)} + P(t) - E_{s(t)} - E_{r(t)} - Rec(t); S_{tr}\} \quad (1)$$

$$R_{sub(t)} = R_{sub(t-1)} + R_{ec(t)} - E_{b(t)} \quad (2)$$

$$R_{sup(t)} = R_{sup(t-1)} + E_{s(t)} + M_{arg(t)} - E_{d(t)} - E_{d3(t)} + \max\{0; (R_{solo(t-1)} + P(t) - E_{s(t)} - E_{r(t)} - R_{ec(t)}) - S_{tr}\} \quad (3)$$

$$R_{sup2(t)} = R_{sup2(t-1)} + M_{arg(t)} - E_{d2(t)} - E_{marg(t)} \quad (4)$$

Onde:

- $R_{solo}$  – Reservatório do solo / zona aerada (mm) (valor mínimo entre o cálculo e a capacidade de saturação do solo)
- $R_{sub}$  – Reservatório subterrâneo / zona saturada (mm)
- $R_{sup}$  – Reservatório da superfície da bacia (mm)
- $R_{sup2}$  – Reservatório da superfície/planície (mm)
- $P$  – Precipitação média (mm/dia)
- $E_s$  – Escoamento para o reservatório de superfície (mm/dia)
- $E_r$  – Evapotranspiração real do solo (mm/dia)
- $R_{ec}$  – Recarga subterrânea (mm/dia)
- $S_{tr}$  – Capacidade de saturação do solo (mm, constante em função do tempo)
- $E_b$  – Escoamento de base (mm/dia)
- $M_{arg}$  – Extravasamento pelas margens (mm/dia)
- $E_{marg}$  – Evaporação da planície de inundação (mm/dia)
- $E_d$  – Primeiro escoamento superficial (mm/dia)
- $E_{d2}$  – Segundo escoamento superficial (mm/dia)
- $E_{d3}$  – Escoamento superficial (mm/dia)

Por sua vez, as funções de transferência são calculadas a cada passo de tempo, conforme (ONS, 2018):

$$Se P(t) > A_i \Rightarrow S = S_{tr} - R_{solo(t)} \quad (5)$$

$$E_{s(t)} = \frac{(P(t) - A_i)^2}{P(t) - A_i + S}$$

$$Se P_{(t)} \leq A_i \Rightarrow E_{S_{(t)}} = 0$$

$$Se (P_{(t)} - E_{S_{(t)}}) > E_{p_{(t)}} \Rightarrow E_{r_{(t)}} = E_{p_{(t)}} \quad (6)$$

$$Se (P_{(t)} - E_{S_{(t)}}) \leq E_{p_{(t)}} \Rightarrow E_{r_{(t)}} \\ = (P_{(t)} - E_{S_{(t)}}) + (E_{p_{(t)}} - (P_{(t)} - E_{S_{(t)}})) * T_{u_{(t)}}$$

$$Se R_{Solo_{(t-1)}} > \frac{C_{apc}}{100} * S_{tr} \Rightarrow R_{ec_{(t)}} \quad (7)$$

$$= \frac{C_{rec}}{100} * T_{u_{(t)}} * (R_{Solo_{(t-1)}} - \frac{C_{apc}}{100} * S_{tr})$$

$$Se R_{Solo_{(t-1)}} \leq \frac{C_{apc}}{100} * S_{tr} \Rightarrow R_{ec_{(t)}} = 0$$

$$Se R_{Sup_{(t-1)}} > H \Rightarrow M_{arg_{(t)}} = (R_{Sup_{(t-1)}} - H) * (1 - 0.5^{\frac{1}{kk^t}}) \quad (8)$$

$$Se R_{Sup_{(t-1)}} \leq H \Rightarrow M_{arg_{(t)}} = 0$$

$$E_{d_{(t)}} = Menor (R_{Sup_{(t-1)}} - M_{arg_{(t)}}; H1) * (1 - 0.5^{\frac{1}{k2^t}}) \quad (9)$$

$$E_{d3_{(t)}} = Maior (R_{Sup_{(t-1)}} - M_{arg_{(t)}} - H1; 0) * (1 - 0.5^{\frac{1}{k2^t}}) \quad (10)$$

$$E_{d2_{(t)}} = R_{Sup2_{(t-1)}} * (1 - 0.5^{\frac{1}{k3^t}}) \quad (11)$$

$$E_{b_{(t)}} = R_{Sub_{(t-1)}} * (1 - 0.5^{\frac{1}{kk^t}}) \quad (12)$$

$$T_{u_{(t)}} = \frac{R_{Solo_{(t-1)}}}{S_{tr}} \quad (13)$$

Onde:

- $A_i$  – Abstração inicial (mm)
- $E_p$  – Evapotranspiração potencial (mm/dia)
- $T_u$  – Teor de umidade do solo (adimensional)
- $C_{apc}$  – Capacidade de campo (%)
- $C_{rec}$  – Parâmetro de recarga subterrânea (%)
- $H$  – Altura representativa para transbordamento para planícies (mm)
- $H1$  – Altura representativa para início do segundo escoamento superficial (mm)
- $K_{1t}$  – Constante de recessão do escoamento para planícies (dias)
- $K_{2t}$  – Constante de recessão do primeiro escoamento superficial (dias)
- $K_{2t2}$  – Constante de recessão do segundo escoamento superficial (dias)
- $K_{3t}$  – Constante de recessão do escoamento da superfície/planícies (dias)
- $K_{kt}$  – Constante de recessão do escoamento básico (dias)

As constantes de recessão estão diretamente associadas ao intervalo, em dias, no qual a vazão cai à metade do seu valor, desconsiderando novas recargas. Se por ventura algum desses reservatórios do solo transbordar, o montante é transformado em escoamento superficial. E por fim, o cálculo da vazão é dado pela equação (ONS, 2018):

$$Q_{calc(t)} = \frac{(E_{d(t)} + E_{d2(t)} + E_{d3(t)} + E_{b(t)}) * A_d}{86,4} \quad (14)$$

Onde:

- $Q_{calc(t)}$  - Vazão total calculada pelo modelo no instante de tempo  $t$  ( $m^3/s$ )
- $A_d$  – Área de drenagem da bacia considerada ( $km^2$ )
- 86,4 – Fator de correção para mudar a unidade de tempo.

As constantes de recessão estão associadas à duração do intervalo (medido em dias) no qual a vazão do respectivo reservatório cai à metade de seu valor (sem considerar nova recarga nesse período). O transbordamento do reservatório do solo, se houver, é transformado em escoamento superficial. Finalmente, o cálculo da vazão total no instante de tempo  $t$  (em  $m^3/s$ ) é dado pelo somatório dos escoamentos multiplicado pela área de drenagem da bacia considerada (em  $km^2$ ). A Tabela 3 exemplifica os valores para a sub-bacia Serra da Mesa.

Tabela 3 - Parâmetros Serra da Mesa

<b>Montante de Serra da Mesa</b>	
<b>Área (km<sup>2</sup>)</b>	51.223
<b>Kt-3</b>	0,014
<b>Kt-2</b>	0,014
<b>Kt-1</b>	0,267
<b>Kt0</b>	0,267
<b>Kt+1</b>	0,439
<b>Kt+2</b>	-
<b>STR (mm)</b>	128,63
<b>K2t (dias)</b>	2,0
<b>Crec (%)</b>	100
<b>Ai (mm)</b>	1
<b>Capc (mm)</b>	31,07
<b>Kkt (dia)</b>	65
<b>K2t2 (dia)</b>	10
<b>H1 (mm)</b>	200
<b>H (mm)</b>	200
<b>K3t (dia)</b>	10
<b>K1t (dia)</b>	10
<b>Ecof</b>	1,20
<b>Pcof</b>	0,95
<b>Ecof 2</b>	0,00

Fonte: (ONS, 2018)

#### 2.5.3.2 Dados de entrada

Para o SMAP/ONS conseguir realizar a sua previsão, são necessários os dados anteriores ao período a ser previsto. Alguns destes dados são inferidos internamente no modelo, mas outros precisam ser fornecidos pelo usuário. Os dados de entrada são:

- Parâmetros de cada sub-bacia conforme exemplo da Tabela 3;
- Vazão média anterior ao período a ser previsto;
- Constantes de evapotranspiração;
- Latitude e longitude média a ser considerada para a sub-bacia; e
- Dados de precipitação para o horizonte a ser projetado nas localizações da bacia.

### *2.5.3.3 Dados de saída*

Após a conclusão da execução do modelo, o SMAP gera dois arquivos “.txt” para cada bacia. Um arquivo é de ajuste, devido aos cálculos internos que o modelo tem que realizar para estimar os escoamentos superficiais, de base e teor de umidade do solo para o período pré-projeção. E por fim, um arquivo de texto com a vazão total projetada para todo o período simulado que compreende a duas semanas.

### 3 CONFIGURAÇÃO DA BACIA DO URUGUAI – SMAP

A estrutura do SMAP pode ser adaptada conforme o problema a ser resolvido. No caso brasileiro, o ONS tem interesse em projetar as vazões futuras de todas ou da maioria das bacias no território brasileiro, para assim subsidiar a tomada de decisão na utilização dos recursos hídricos para o planejamento da operação. A configuração utilizada no SMAP/ONS é disponibilizada no Sintegre, onde há a informação das configurações de cada bacia utilizada no modelo. Para este caso, será analisada a configuração do PMO de janeiro de 2022.

As subdivisões da configuração são de:

- 6 Modelos.
- 26 Bacias.
- 155 Sub-bacias, das quais 104 são modeladas.
- 3 Tipos, que podem ser “Não Base”, “Base – Reservatório” e “Base – Posto Flu”.

Cada um dos “Tipos” está diretamente associado a forma como a sub-bacia é modelada. O tipo “Base – Reservatório” corresponde às bacias que possuem representações específicas para elas, já o “Não Base”, corresponde às representações não específicas, quando uma sub-bacia é modelada a partir da representação de outra sub-bacia. Por fim, o tipo “Base – Posto Flu” corresponde a representação de um posto fluviométrico específico no modelo que será diretamente associado a uma sub-bacia posteriormente.

Para realizar uma análise mais detalhada, será utilizada a bacia do Uruguai, cuja estrutura mencionada anteriormente se encontra na Tabela 4. Essa bacia, possui somente 11 Sub-bacias, das quais oito são modeladas. A razão pela qual nem todas as sub-bacias são modeladas é que há semelhanças entre elas e uma representação específica para uma sub-bacia de menor representatividade não é necessária. Utilizar aproximações para alguns casos, acaba não afetando tanto os resultados devido à natureza dessas sub-bacias, além de economizar recursos de modelagem e tempo, visto que a calibração dos parâmetros é bastante complexa.

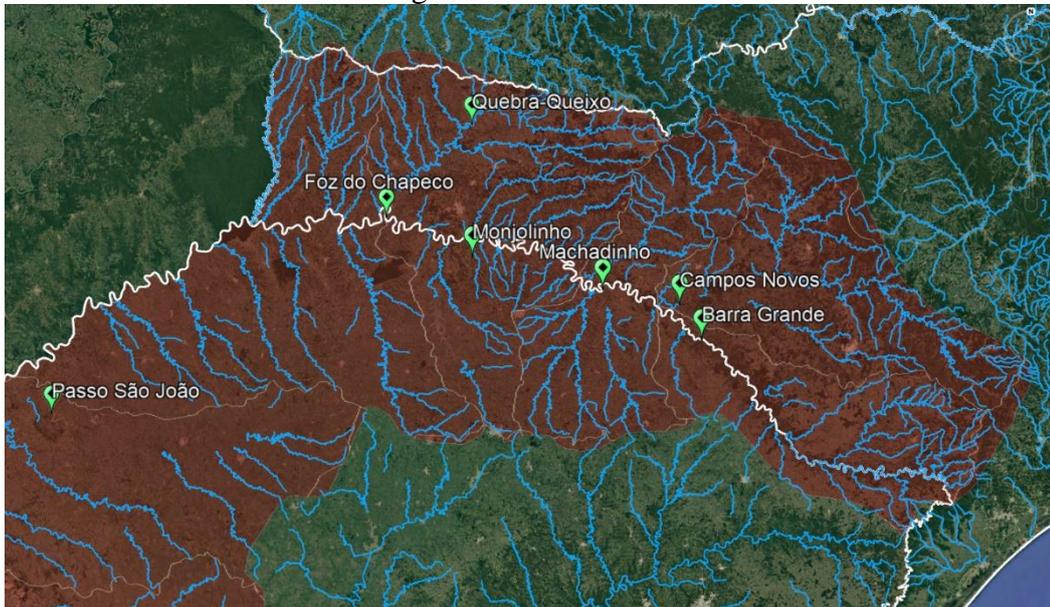
A localização geográfica aproximada considerada no modelo de cada Sub-bacia modelada pode ser observada conforme a Figura 11. Os pontos de latitude e longitude considerados foram retirados da mesma fonte da Tabela 4. Como a precisão das coordenadas é de somente duas casas decimais, as localizações demonstradas são aproximações da real localização. Já a área destacada em vermelho representa a bacia do Uruguai.

Tabela 4 – Configuração SMAP/ONS para a bacia do Uruguai.

<b>Modelo</b>	<b>Bacia</b>	<b>Sub-bacia</b>	<b>Sub-bacia Modelada</b>	<b>Tipo</b>
SMAP SUL	Uruguai	Barra Grande	Barra Grande	Base - Reservatório
SMAP SUL	Uruguai	Campos Novos	Campos Novos	Base - Reservatório
SMAP SUL	Uruguai	Garibaldi	Campos Novos	Não Base
SMAP SUL	Uruguai	Machadinho	Machadinho	Base - Reservatório
SMAP SUL	Uruguai	Itá	Itá	Base - Reservatório
SMAP SUL	Uruguai	Monjolinho	Monjolinho	Base - Reservatório
SMAP SUL	Uruguai	Passo Fundo	Monjolinho	Não Base
SMAP SUL	Uruguai	Foz Chapeco	Foz Chapeco	Base - Reservatório
SMAP SUL	Uruguai	Quebra Queixo	Quebra Queixo	Base - Reservatório
SMAP SUL	Uruguai	Passo São João	Passo São João	Base - Reservatório
SMAP SUL	Uruguai	São José	Passo São João	Não Base

Fonte: Adaptado de (ONS, 2022).

Figura 11– Localização aproximada dos pontos de precipitação de cada Sub-bacia modelada da bacia do Uruguai considerados no SMAP/ONS

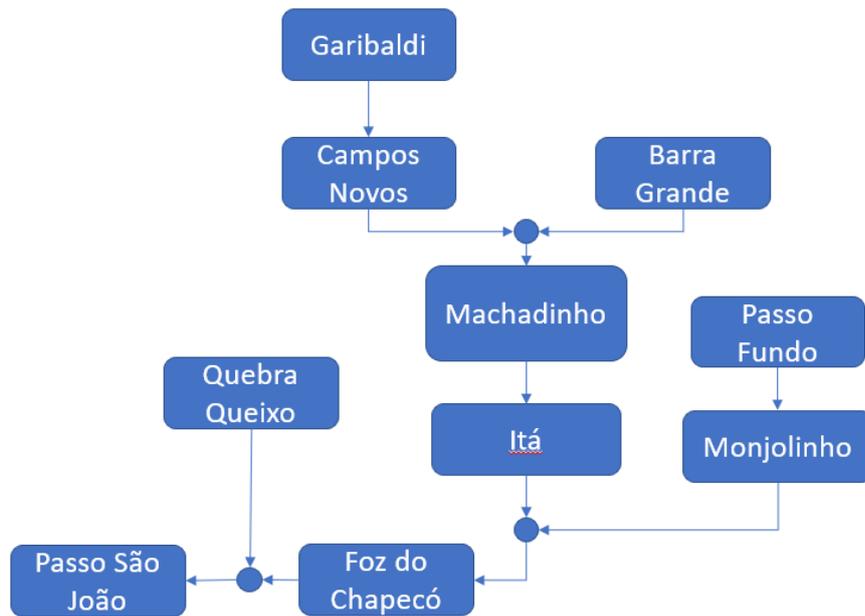


Fonte: Elaborado pelo autor.

A partir da organização espacial de cada sub-bacia, o modelo encadeia cada sistema, considerando as suas entradas e saídas. Dependendo da localização, as sub-bacias podem ter dados de precipitação de entrada ou também vazões incrementais de sub-bacias adjacentes. Para a bacia do Uruguai, a Figura 12 demonstra em fluxograma o comportamento em cascata de cada uma das suas sub-bacias.

Com base nesta configuração, o modelo executa a previsão de vazão de acordo com os parâmetros de entrada estabelecidos pelo estudo. Através dos dados de entrada, é possível realizar sensibilidades para estudar o efeito que diferentes variáveis têm no resultado final.

Figura 122 – Fluxograma da bacia do Uruguai.



Fonte: Adaptado de (ONS, 2022).

## 4 ANÁLISE DOS RESULTADOS SMAP/ONS - PMO JANEIRO/2022

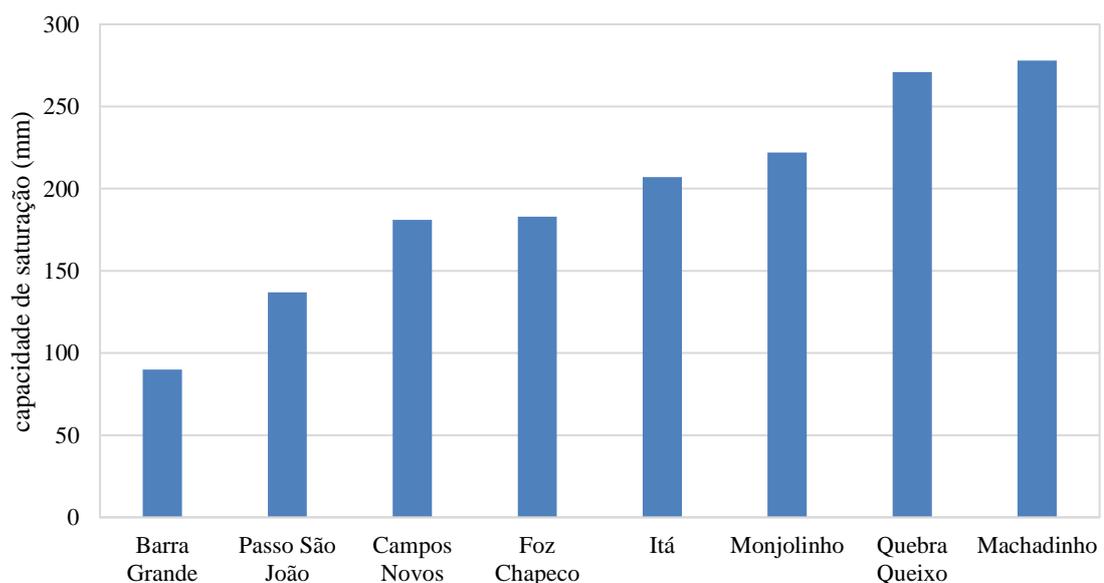
Nesta seção serão realizadas algumas comparações dos dados de entrada e o efeito teórico que isso impacta na modelagem, além de demonstrar os dados de saída do modelo de previsão, diretamente associados com a vazão e precipitação realizadas.

### 4.1 ANÁLISE DOS DADOS DE ENTRADA

Cada Sub-bacia modelada na Figura 11 e 12 possui parâmetros conforme os demonstrados na Tabela 3. Estes dados estão presentes no deck de execução do SMAP que pode ser baixado no Sintegre (ONS). Nos arquivos disponibilizados, os parâmetros de cada bacia se encontram especificamente nos arquivos de formato “.txt”, iniciando com a nomenclatura da Sub-bacia acompanhado de “\_PARAMETROS”. A partir do agrupamento dos dados entre as diferentes Sub-bacias é possível realizar análises de forma a anteceder o comportamento esperado conforme os parâmetros iniciais de cada representação e o equacionamento demonstrado no sub-capítulo 2.4.3.

A capacidade de saturação do solo ( $S_{tr}$ ) afeta diretamente na vazão total calculada e na dinâmica da bacia. No modelo, ela representa a profundidade total do reservatório do solo ( $R_{solo}$ ) e acaba influenciando diretamente a capacidade de campo ( $C_{apc}$ ). Na Figura 13 são ordenadas as sub-bacias conforme as suas capacidades de saturação do solo.

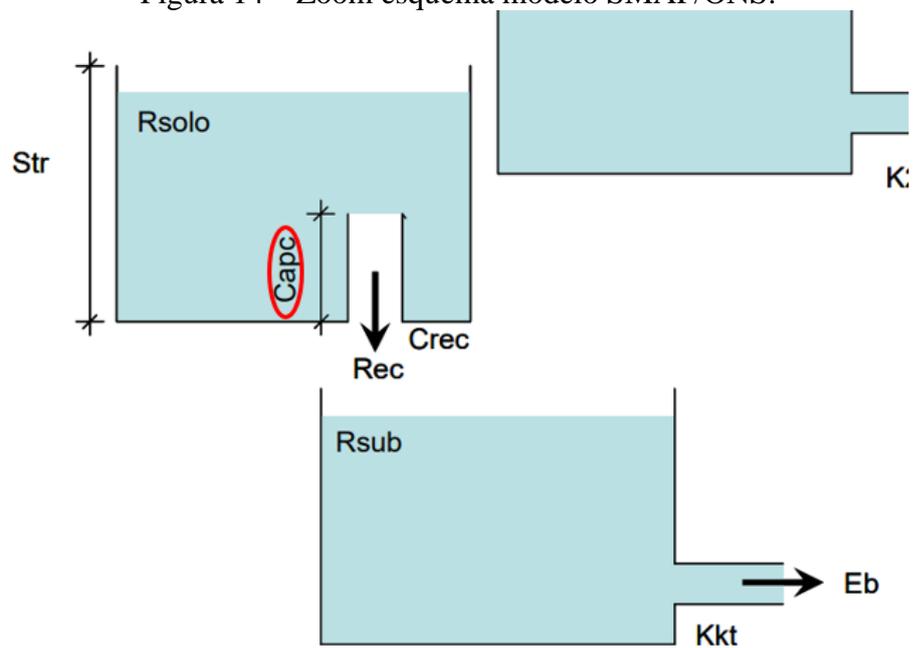
Figura 133 – Comparação da capacidade de saturação do solo.



Fonte: Elaborado pelo autor.

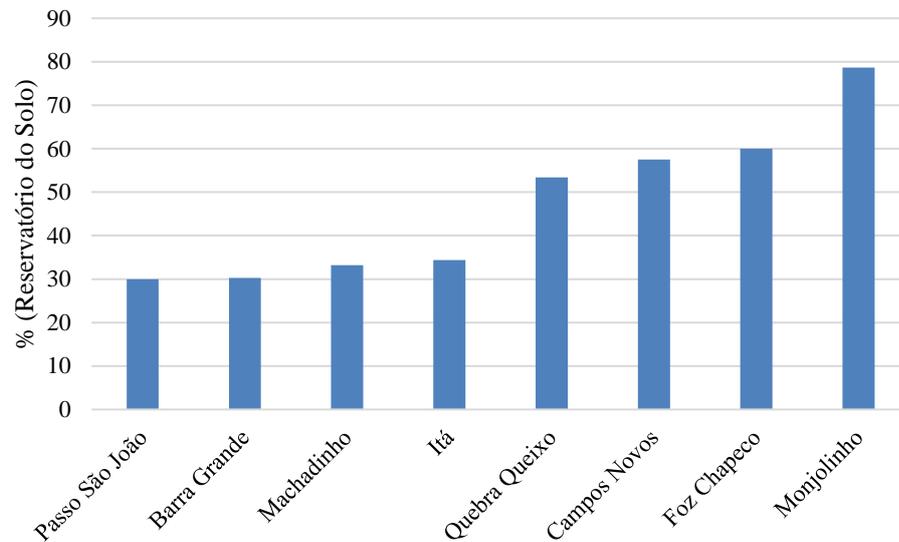
A capacidade de campo está diretamente atrelada ao nível que o reservatório do solo do modelo tem que atingir para que inicie a transferência para o reservatório subterrâneo ( $R_{sub}$ ) através da recarga do aquífero ( $R_{ec}$ ). Esta relação pode ser observada melhor a partir da Figura 14. Logo, a proporção da capacidade de campo em relação ao tamanho do reservatório afeta diretamente na dinâmica da bacia. Uma análise dessa capacidade em % do reservatório do solo por sub-bacia pode ser observado na Figura 15.

Figura 14 – Zoom esquema modelo SMAP/ONS.



Fonte: Adaptado de (ONS, 2018).

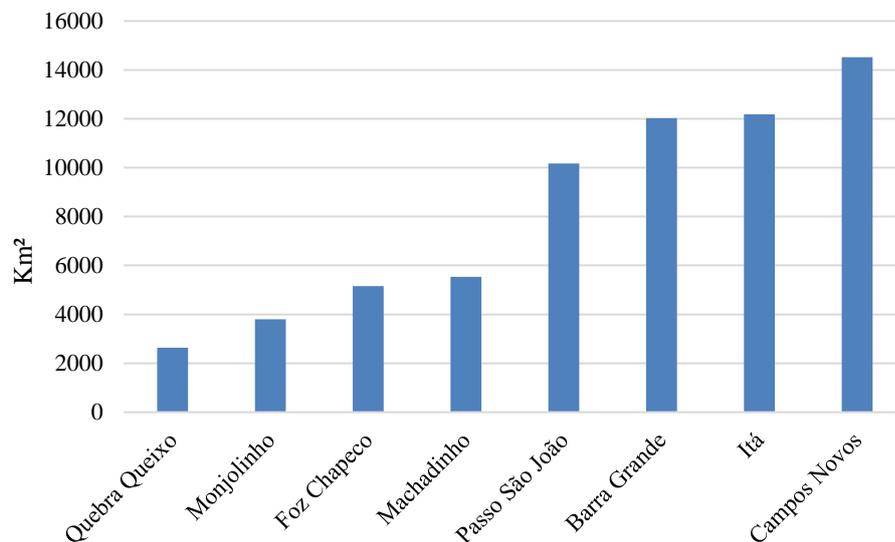
Figura 15 – Comparação da Capacidade de Campo.



Fonte: Elaborado pelo autor.

A área de drenagem é um dos fatores que afeta, de acordo com o modelo, a vazão total e esta é uma característica da forma como a bacia é delimitada conforme as condições de topografia. Uma comparação entre as sub-bacias da bacia do Uruguai pode ser observada na Figura 16.

Figura 16 – Comparação da área de drenagem,



Fonte: Elaborada pelo autor.

Os dados de evapotranspiração, também estão presentes nos arquivos do deck, são os arquivos de formato “.txt” que acompanham a nomenclatura “\_EVAPOTRANSPIRAÇÃO”. Estes estão consistidos em um arquivo excel, cujos valores utilizados para a simulação do PMO

de janeiro de 2022 constam na Tabela 5, assim como as temperaturas médias do Rio Grande do Sul do Climate Data (Merkel). Baseando-se na análise dos dados desta tabela, fica claro a correlação da evapotranspiração com a temperatura, sendo ela um dos fatores mais fortes para a sua variação, onde no verão é maior e no inverno, menor.

Tabela 5 – Coeficientes de evapotranspiração (mm/dia).

<b>Temperatura Média (°C)</b>	<b>23,4</b>	<b>23,7</b>	<b>22,7</b>	<b>20,2</b>	<b>17</b>	<b>14,5</b>	<b>13,3</b>	<b>14,1</b>	<b>15,2</b>	<b>17,6</b>	<b>19,6</b>	<b>21,6</b>
<b>Nome</b>	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez
<b>Barra Grande</b>	5,81	6,25	4,39	3,30	2,39	1,77	2,06	2,71	3,27	4,48	5,57	5,84
<b>Campos Novos</b>	5,74	5,18	4,35	3,30	2,35	1,77	2,06	2,71	3,27	4,48	5,50	5,84
<b>Machadinho</b>	6,23	5,64	4,74	3,60	2,52	1,87	2,23	2,90	3,53	4,77	6,03	6,03
<b>Itá</b>	6,42	5,79	4,84	3,60	2,42	1,83	2,16	2,90	3,57	4,90	6,07	6,32
<b>Monjolinho</b>	6,48	5,82	4,84	3,57	2,35	1,77	2,06	2,81	3,50	4,97	6,07	6,48
<b>Foz Chapeco</b>	6,77	5,93	4,84	3,50	2,39	1,57	1,87	2,68	3,43	4,94	6,20	6,68
<b>Quebra Queixo</b>	6,23	5,71	4,97	3,83	2,68	2,10	2,48	3,23	3,83	5,03	6,17	6,29
<b>Passo São João</b>	5,05	5,33	4,97	6,00	4,70	5,63	5,26	4,81	5,82	6,38	5,13	5,77

Fonte: (ONS, 2022).

Entre os arquivos do deck, vale também ressaltar o arquivo que possui as vazões médias diárias do histórico. Esse arquivo possui somente o nome da Sub-bacia a ser considerada e, no caso do PMO de janeiro de 2022, possui valores de 46 dias anteriores, que iniciam em 14/11/2021 e finalizam em 28/12/2021.

Para utilizar dados de precipitação, atualmente o SMAP/ONS não utiliza as informações dos postos de vazão do ONS, motivado por dois fatores: número insuficiente de postos para projetar as vazões em certas localidades e qualidade de aferimento dos equipamentos utilizados, visto que algumas vezes eles são danificados ou perdem a calibragem. Para chegar no valores de precipitação dos postos utilizados no modelo, ele associa os pontos de grade dos modelos de previsão de chuva com as latitudes e longitudes associadas aos postos. Dessa forma, ele utiliza os dados de precipitação de estações meteorológicas realizados e para

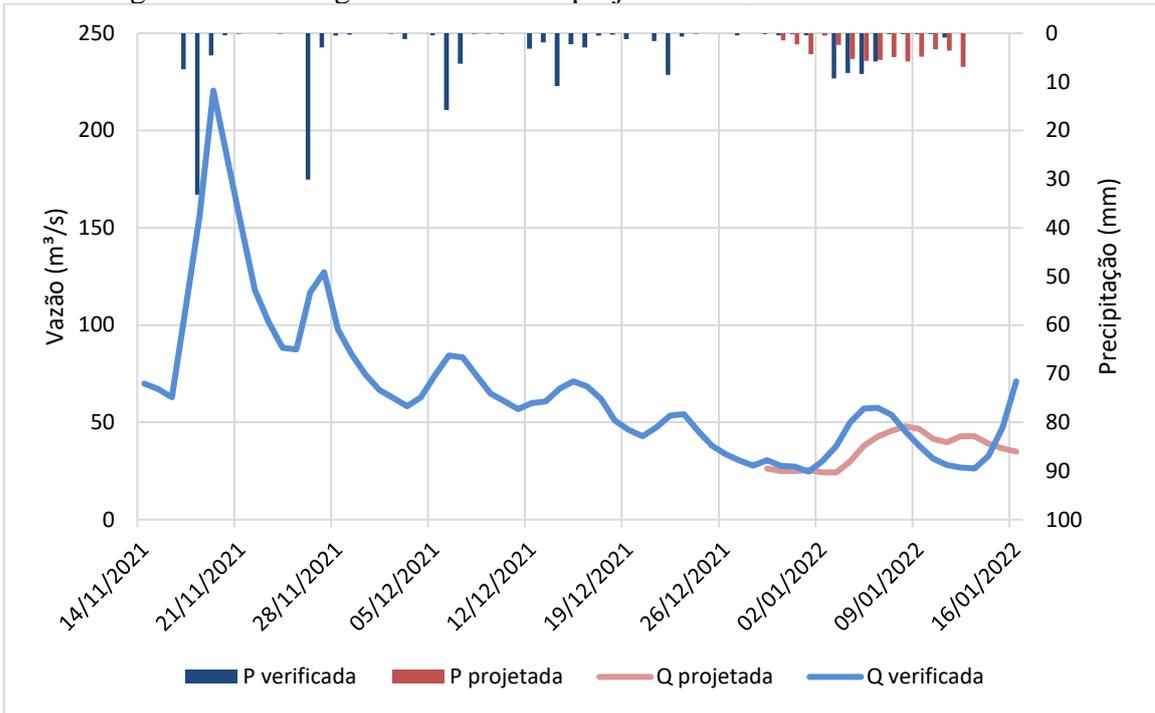
o futuro, cenários de precipitação decorridos de uma composição de modelos de previsão com remoção de viés.

#### 4.2 DADOS DE SAÍDA

Conforme mencionado anteriormente, os dados de saída do modelo são as vazões totais calculadas. Com o intuito de realizar uma melhor análise, estes dados serão sempre observados junto aos dados de precipitação.

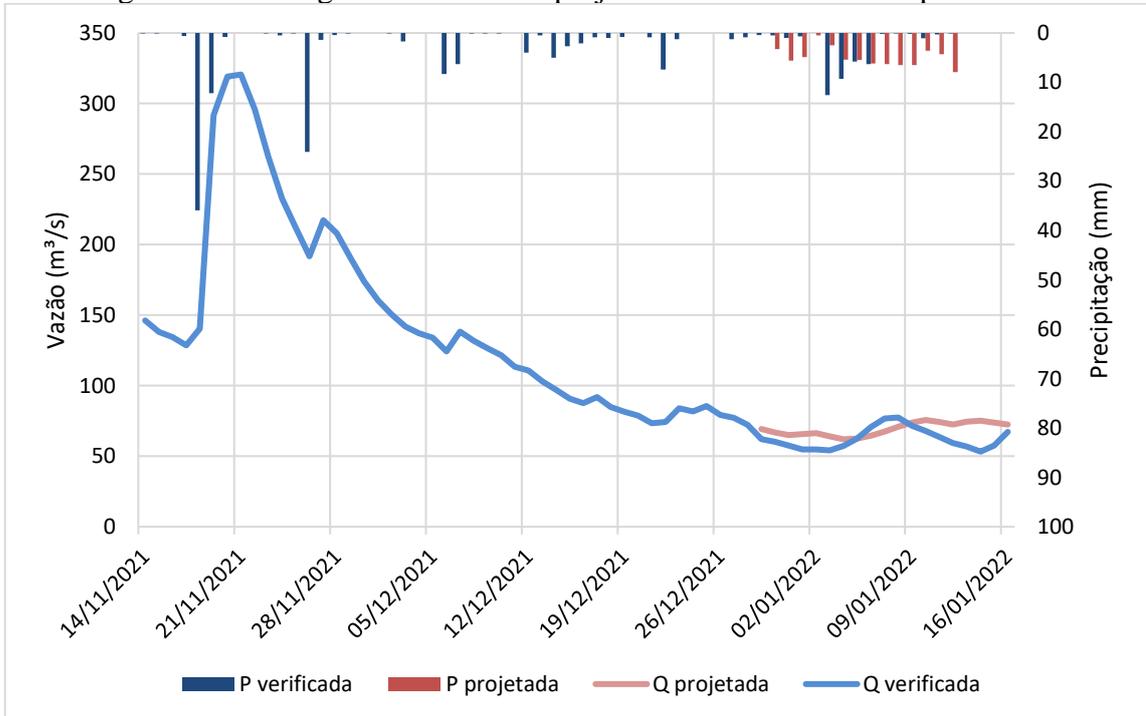
Na Figura 17, pode-se observar o hidrograma para a sub-bacia Barra Grande com os valores projetados em vermelho e verificados em azul. Assim como nas Figuras 18, 19 e 20, o hidrograma das Sub-bacias de Campos Novos, Itá e Foz do Chapecó.

Figura 17 – Hidrograma realizado e projetado da Sub-bacia Barra Grande.



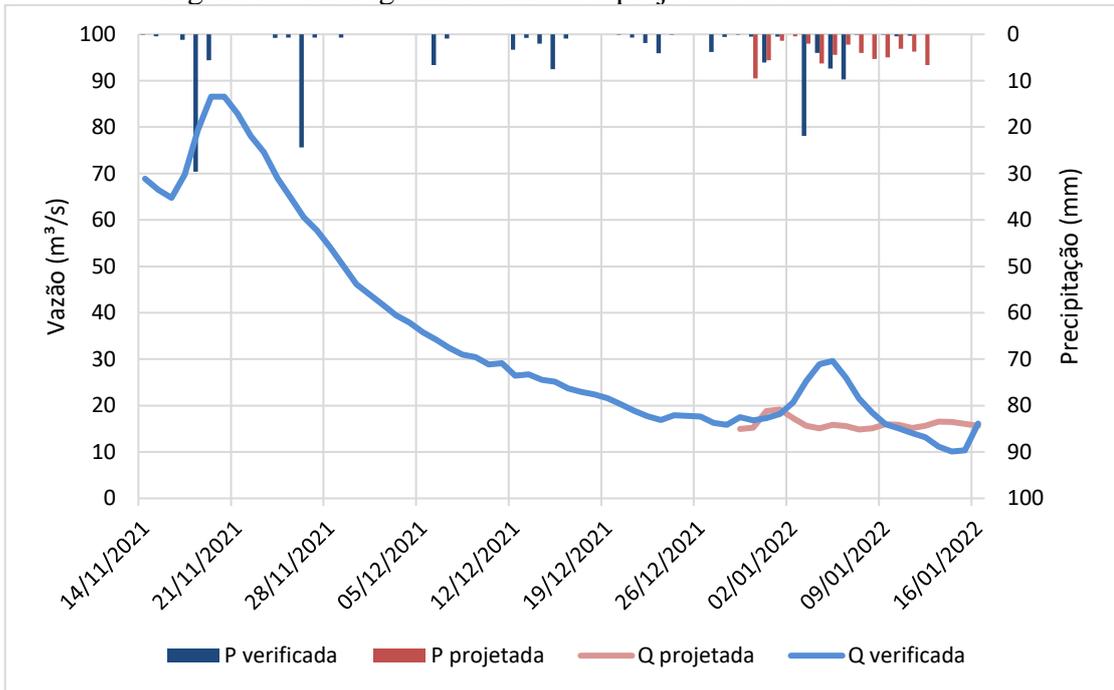
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 18 - Hidrograma realizado e projetado da Sub-bacia Campos Novos.



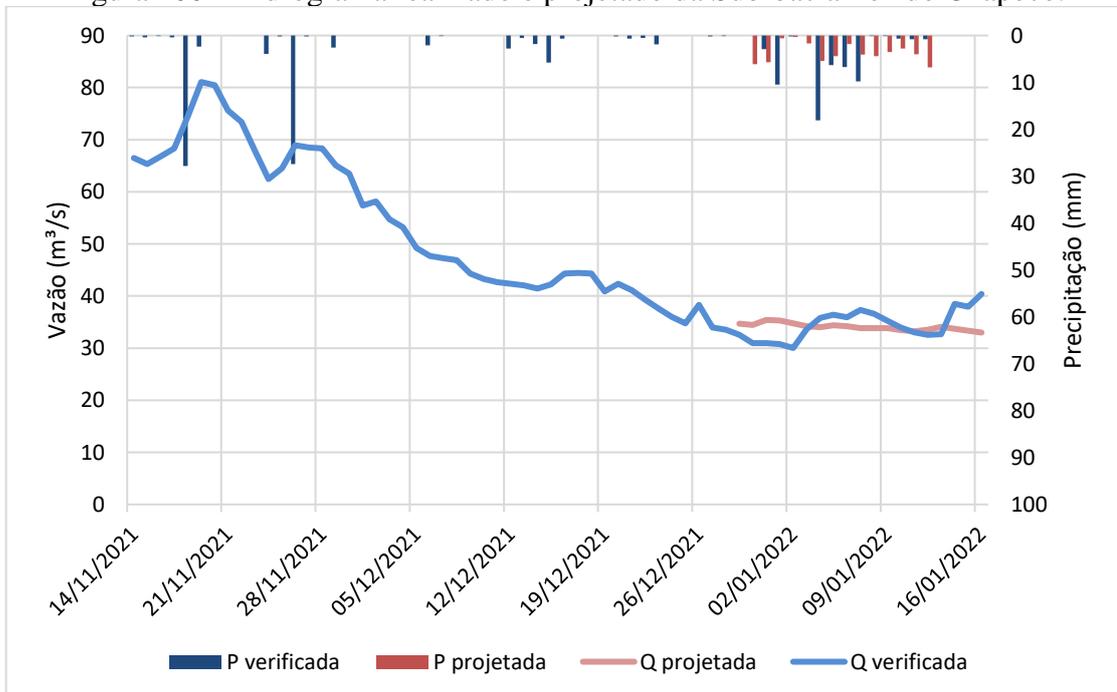
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 19- Hidrograma realizado e projetado da Sub-bacia Itá.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 200 - Hidrograma realizado e projetado da Sub-bacia Foz do Chapecó.



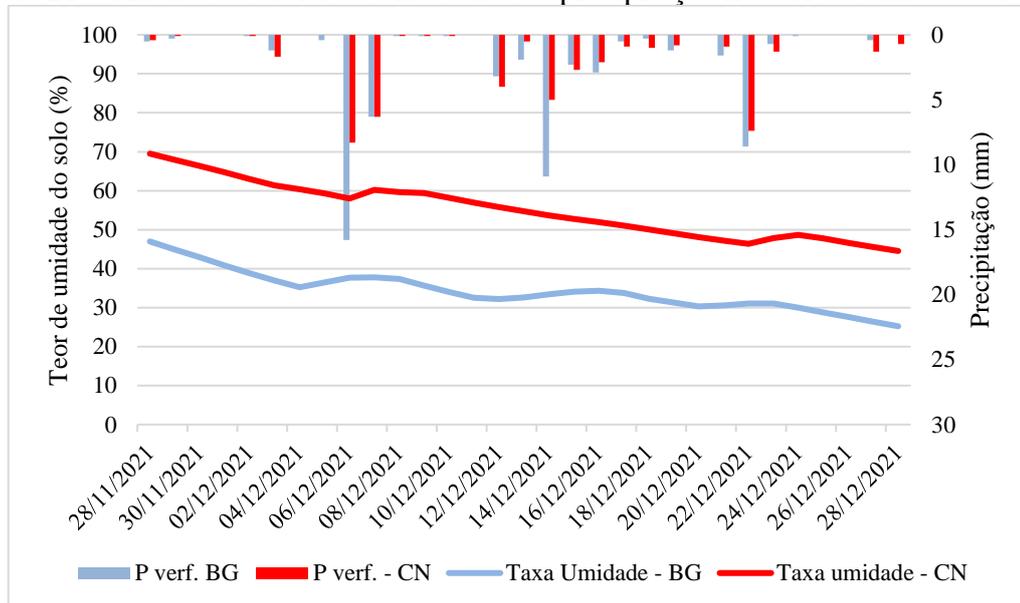
Fonte: Elaborado pelo Autor.

A partir dos resultados, foi possível observar as diferenças nas representações de cada Sub-bacia. Nota-se uma diferença considerável entre as vazões projetadas e realizadas para o mesmo período, no entanto, esta diferença está diretamente associada com variação nas

projeções de precipitação para o mesmo período, que acaba servido como dado de entrada. Ressaltando o efeito de estocasticidade das chuvas que, conseqüentemente, afeta a projeção de vazões, trazendo incertezas ao modelo chuva-vazão.

Campos Novos e Barra Grande possuíram precipitação parecida durante o período realizado, o que acabou refletindo em vazões de comportamento similar, mesmo sendo modelados de forma diferente. A principal diferença foi uma chuva realizada em 14/12/2021 mais forte para Barra Grande, que pode ser observado em azul na Figura 21. Com este evento de precipitação mais forte, o teor de umidade do solo deixou de cair por alguns dias, o que não aconteceu para Campos Novos, sendo que esse efeito fica evidente entre os dias 14 e 19 de dezembro de 2021.

Figura 21 – Análise do efeito de um evento de precipitação no teor de umidade do solo.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Destaca-se que o ONS utiliza o SMAP para simular as duas primeiras semanas de vazões dos decks que serão utilizados no DESSEM E DECOMP. Após este período, de no máximo duas semanas, outros modelos são utilizados. Normalmente a partir da segunda semana prevista, as vazões são modeladas através do PREVIVAZ e o GEVAZP.

## 5 CONCLUSÃO

A operação e planejamento do sistema elétrico são importantíssimas tanto na programação diária, para realizar o despacho ótimo de usinas e assim realizar o custo de operação ótimo, como no curto e médio prazo, fornecendo as diretrizes operativas para cada modelo. Como a alocação dos recursos hídricos tem um grande impacto nessa dinâmica, é extremamente importante modelar da melhor maneira possível a vazão que serve como de dado de entrada para os modelos computacionais utilizados.

A aplicação de um modelo determinístico como o SMAP para converter a chuva em vazão se torna uma solução muito assertiva para a programação diária da operação, visto que o modelo esteja com seus parâmetros bem calibrados. A partir de sua estruturação, é bastante simples realizar sensibilidades de possíveis eventos meteorológicos que podem ou não ser realizados na bacia modelada, permitindo assim, projetar uma série de cenários de precipitação que impactarão no preço da energia.

No entanto, suas previsões estão diretamente atreladas à precipitação que serve como dado de entrada. Nesse sentido, a projeção das vazões pode diferir bastante do realizado devido às imprevisibilidades do acontecimento e da localização de eventos meteorológicos. Devido à topografia do relevo brasileiro e conseqüentemente das bacias, muitas vezes um evento meteorológico pode ocorrer em uma localização diferente do esperado, sendo esta precipitação alocada à outra bacia no modelo e mudando toda a dinâmica da resposta da previsão de vazões.

Por fim, a utilização de modelos vazão-vazão pode ser mais bem utilizada no curto e médio prazo, visto que o modelo chuva-vazão estudado é dependente da assertividade de previsões de precipitação e esta decai bastante com o tempo. Mesmo assim, cuidados precisam ser tomados, visto que modelos como o GEVAZP são estocásticos e dependem de um histórico realizado. Eventualmente, o período estudado pode ter um comportamento fora da média histórica realizada, como o que o país passou no ano de 2021.

O assunto de previsão de vazões é amplo e abordado para diversas finalidades na literatura. Para trabalhos futuros, seria interessante abordar a real dificuldade de calibração dos parâmetros do modelo e o quanto isso impacta nas respostas de vazão e de preço. Também sendo possível identificar os fatores que dificultam a calibração, seja as mudanças frequentes na topografia das bacias, com obras e projetos de urbanização, uso do solo e vegetação, e até o efeito da eventual defasagem tecnológica de postos de precipitação ou o pequeno número destes para certas localizações.

## REFERÊNCIAS

- A Adoção do Preço Horário na Operação do Mercado Brasileiro – Questões e Soluções.* **EVELINA, N.; JOÃO CARLOS, O. M.; DANIELA, S.; RENATO, M.; ANDRÉ, C.;** 2018. Recife : s.n., 2018.
- ANEEL.** 2014. *Tendências Regulatórias do Setor Elétrico.* 2014.
- BIELSCHOWSKY, R.** 2000. *Pensamento econômico brasileiro: o ciclo ideológico do desenvolvimentismo.* Rio de Janeiro : Contraponto, 2000.
- CASTRO, N. de e MATSUMURA, E. H.** 2021. A Importância do Planejamento do Setor Elétrico. *GESEL.* 2021.
- CCEE.** 2022. *InformaCCEE.* 2022.
- CEGLAR, A., et al.** 2016. *Impact of meteorological drivers on regional inter-annual crop yield variability in France.* 2016.
- CHOU, S. C.** 1996. Modelo regional ETA. *Climanálise.* Ed. Especial, 1996, Vol. v.1.
- CUNHA, A. G. da.** 1989. *Dicionário Etimológico Nova Fronteira da Língua Portuguesa.* Rio de Janeiro : Nova Fronteira, 1989.
- EPE.** 2020. *Balanço Energético Nacional 2021.* 2020.
- GUILHON, L.G.F.** 2003. *Modelo Heurístico de Previsão de Vazões Naturais Médias Semanais.* Rio de Janeiro : UFRJ, 2003.
- LEWIS, A. G.** 2008. Economic development with unlimited supplies of labour. *The Manchester School.* 2, 2008, Vol. 22.
- LIMA, J. W. M.** 2010. *Economia do Setor Eletro-Energético.* Itajubá : Universidade Federal de Itajubá, UNIFEI, 2010.
- LIRA, W. e CÂNDIDO, G.** 2013. *Gestão sustentável dos recursos naturais: uma abordagem participativa.* Campina Grande : EDUEPB, 2013.
- MARQUES, A.** 2016. Crise Hídrica - Reserva de Energia nos Reservatórios. 2016.
- MERCEDES, S. S. P.** 2002. *Análise Comparativa dos Serviços Públicos de Eletricidade e Saneamento Básico no Brasil: Ajustes Liberais e Desenvolvimento.* São Paulo : Tese de Doutorado, 2002.
- . 2012. Economia da Geração Termoelétrica: Curso de Especialização Lato Sensu, Gestão e Supervisão de Termelétricas. *São Paulo, IEE-USP.* 2012.
- MERCEDES, S. S. P., P., Rico J. A. e Y., Pozzo L. de.** 2015. Uma revisão histórica do setor elétrico. 2015, 104.

**Merkel, AM Online Projects - Alexander.** Climate Data. [Online] [Citado em: 02 de 05 de 2022.] <https://pt.climate-data.org/america-do-sul/brasil/rio-grande-do-sul>.

**MESINGER, F. e al., et. 1990.** Weather and Forecasting. *Eta model precipitation forecast for a period including tropical storm Alison*. 1990.

**MME. 2022.** *Plano Decenal de Expansão de Energia 2031*. 2022.

**OLIVEIRA, A. 1997.** "Setor. Brasília : Ipea, 1997.

**OLIVEIRA, A. 2006.** The Political Economy of Power Sector. [A. do livro] D. G. Victor e T.C. HELLER. *Political economy of the Brazilian power*. Cambridge : Cambridge University Press, 2006.

**OLIVEIRA, N. C. C. de. 2018.** A grande aceleração e a construção de barragens hidrelétricas no Brasil. *Varia Historia*. 2018.

**ONS. 2018.** Generalização do modelo SMAP/ONS para previsão de vazões no âmbito do SIN. 2018.

— **2022.** *IPDO - Informativo preliminar diário da operação*. 2022.

— **2021.** O Sistema Interligado Nacional. [Online] 11 de 05 de 2021. <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>.

— Sintegre. *Sintegre*. [Online] ONS.[Citado em: 02 de 05 de 2022.] [https://sintegre.ons.org.br/sites/9/13/79/Paginas/servicos/historico-de-produtos.aspx?produto=Resultados%20preliminares%20n%C3%A3o%20consistidos%20%20\(vaz%C3%B5es%20semanais%20-%20PMO\)](https://sintegre.ons.org.br/sites/9/13/79/Paginas/servicos/historico-de-produtos.aspx?produto=Resultados%20preliminares%20n%C3%A3o%20consistidos%20%20(vaz%C3%B5es%20semanais%20-%20PMO)).

— **2022.** SINtegre. *Previsão de Vazões e Geração de Cenários*. [Online] ONS, 2022. [Citado em: 24 de 03 de 2022.] [https://sintegre.ons.org.br/sites/9/13/79/Paginas/servicos/historico-de-produtos.aspx?produto=Resultados%20preliminares%20n%C3%A3o%20consistidos%20%20\(vaz%C3%B5es%20semanais%20-%20PMO\)](https://sintegre.ons.org.br/sites/9/13/79/Paginas/servicos/historico-de-produtos.aspx?produto=Resultados%20preliminares%20n%C3%A3o%20consistidos%20%20(vaz%C3%B5es%20semanais%20-%20PMO)).

— **2010.** *Submódulo 23.5 - Critérios para estudos hidrológicos*. 2010.

**PAGLIARDI, Odail e SOBREIRO DIAS, José Celso. 2011.** EVOLUÇÃO DO SETOR ELÉTRICO: uma breve reflexão. *Interciência e Sociedade*. 2011, Vol. 1.

**PAZ, A. R. da. 2004.** *Hidrologia Aplicada*. Caxias do Sul : s.n., 2004.

**PEREIRA, BRESSER, L. C. 1983.** *Desenvolvimento e crise no Brasil*. 16.ed. São Paulo : Brasiliense, 1983.

**ROCHA, V. R. da. 2015.** Monolito Nimbus. [Online] 2015. [Citado em: 20 de 3 de 2022.] <https://www.monolitonimbus.com.br/definicoes-em-hidroeletricidade/>.

**SAUER, I. L. 2003.** *Um Novo Modelo para o Setor Elétrico Brasileiro.* São Paulo : Paz e Terra, 2003.

**SILVA, S. B. da, A.O., GHIARDI e BRAGA, R.G.S. 2011.** XIX Simpósio Brasileiro de Recursos Hídricos . *Uso de vazões incrementais no modelo semanal de previsão de vazões estocásticas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico.* 2011.

**TUCCI, E. M. 2013.** *Hidrologia: ciência e aplicação.* Porto Alegre : UFRGS/ABRH, 2013.