



**XXIII SNPTTE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

FI/GOP/29
18 a 21 de Outubro de 2015
Foz do Iguaçu - PR

GRUPO - IX

GRUPO DE ESTUDO DE OPERAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GOP

PLANEJAMENTO ENERGÉTICO DE CURTO PRAZO DA USINA DE ITAIPU CONSIDERANDO INCERTEZAS

Ricci E. Oviedo-Sanabria(*)
Itaipu Binacional

Reinaldo A. González-Fernández
Itaipu Binacional

RESUMO

Este trabalho apresenta uma abordagem probabilística para o planejamento energético de curto prazo de Itaipu. A ferramenta auxiliará na tomada de decisão em relação a quanta energia pode ser oferecida, considerando incertezas na afluência à montante e na vazão incremental à jusante em um horizonte de nove dias. Com esta nova abordagem, as variáveis de saída que antes eram valores determinísticos serão agora representadas por distribuições de probabilidade, permitindo avaliar os riscos associados a uma política de operação determinada, fornecendo maior margem de segurança. A metodologia proposta é testada em um caso de estudo, simulando uma situação de cheia.

PALAVRAS-CHAVE

Itaipu Binacional, Usinas Hidrelétricas, Planejamento de Curto Prazo, Incertezas, Simulação Monte Carlo.

1.0 - INTRODUÇÃO

O planejamento energético de curto prazo (1) consiste na elaboração de uma estratégia operativa a fim de atender uma demanda requisitada (e.g., diária ou semanal), considerando em detalhes as restrições operacionais dos sistemas hidráulicos, térmicos e de transmissão, visando que, ao final do horizonte, se esteja de acordo com as metas energéticas estabelecidas pelos planejamentos de médio e longo prazo. No caso da usina hidrelétrica de Itaipu (2), esta tarefa é representada pelo Programa Semanal da Operação (PSO), que é elaborado diariamente e enviado aos clientes internos e externos. Este processo contempla as variáveis mencionadas anteriormente para o planejamento de curto prazo em um horizonte de nove dias, incluindo também o procedimento de pré-operação chamado Programa Diário da Operação (PDO).

Atualmente, as ferramentas de simulação disponíveis na Itaipu permitem estimar as tendências de parâmetros importantes relacionados com a operação da usina (e.g., nível montante, nível jusante, defluência, disponibilidade de geração, etc.), com discretização de 30 minutos no horizonte de nove dias. Estes simuladores utilizam o programa de manutenções dos equipamentos, demandas previstas dos clientes e valores previstos de afluência como dados de entrada. As principais variáveis de saída são as defluências médias diárias para o mesmo horizonte. A energia associada a esta defluência é disponibilizada aos clientes, i.e., ANDE (Paraguai) e Eletrobras (Brasil), com dois dias de antecedência. O PDO, por sua vez, é elaborado com um dia de antecedência à operação em tempo real.

Ao longo deste processo, no entanto, os dados de entrada são considerados determinísticos, i.e., presume-se que as previsões de afluência montante e jusante não apresentam desvios (100% corretas) e têm probabilidade igual a um. Isto pode causar contratempos durante a operação em tempo real uma vez que, devido às incertezas de previsão (3), algumas restrições operacionais podem ser violadas ou, a fim de evitar que isto ocorra, medidas corretivas adicionais podem ser necessárias (e.g., redução do suprimento programado, vertimento não programado, etc.).

(*) OPSP.DT, Itaipu Binacional, Av. Tancredo Neves, n° 6.731 – CEP 85856-970, Foz do Iguaçu, PR, – Brasil.
Tel: (+55 45) 3520-2677 – Fax: (45) 3520-2072 – Email: oricci@itaipu.gov.py

Este artigo apresenta uma nova ferramenta computacional, baseada em Simulação Monte Carlo (4), para o planejamento energético de curto prazo da usina de Itaipu. A ferramenta proposta auxiliará aos planejadores na tomada de decisão em relação a quanta energia pode ser oferecida aos clientes, considerando as incertezas nas previsões de afluentes. Assim, neste trabalho, as incertezas associadas com a afluência à montante e com a vazão incremental à jusante (composta principalmente pela vazão do rio Iguaçu), serão consideradas para o horizonte de planejamento de nove dias. É importante destacar que a vazão do rio Iguaçu tem impacto significativo nas variações de nível em R11 (5) e na queda bruta disponível em Itaipu, por afetar o nível de seu canal de fuga. As incertezas são modeladas a partir de dados estatísticos associados com os erros de previsão. Com esta nova abordagem, as variáveis de saída que antes eram valores determinísticos serão agora representadas por distribuições de probabilidade, permitindo avaliar os riscos associados a uma política de operação determinada. Este tipo de ferramenta permite, por exemplo, avaliar o risco de que o reservatório seja deplecionado abaixo de certo nível. Além disso, a ferramenta proposta permitiria estabelecer critérios probabilísticos para a operação da usina, fornecendo maior margem de segurança ao despacho de carga em tempo real. A metodologia proposta é testada em um caso de estudo, simulando uma situação de cheia.

2.0 - PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO DE CURTO PRAZO DA USINA DE ITAIPU

2.1 Considerações Iniciais

A Itaipu Binacional é líder mundial na produção de energia limpa e renovável, tendo produzido mais de 2,2 bilhões de MWh desde o início de sua operação em 1984. Com 20 unidades geradoras e 14.000MW de potência instalada, supre ao redor de 14% da energia consumida no Brasil e 79% da utilizada no Paraguai. A central hidroelétrica de Itaipu é um aproveitamento binacional entre o Paraguai e o Brasil, localizado no rio Paraná, a 24Km da foz do rio Iguaçu (ver Figura 1). A confluência dos rios Paraná e Iguaçu é tomada como ponto de controle do cumprimento do Acordo Tripartite (5); acordo assinado pelo Paraguai, Brasil e Argentina, pelo qual as variações de nível do rio Paraná, neste ponto, não devem superar meio metro de uma hora para outra e dois metros de um dia para outro, no que depender da operação de Itaipu. Os termos deste acordo impõem uma importante restrição na operação hidroenergética de Itaipu.

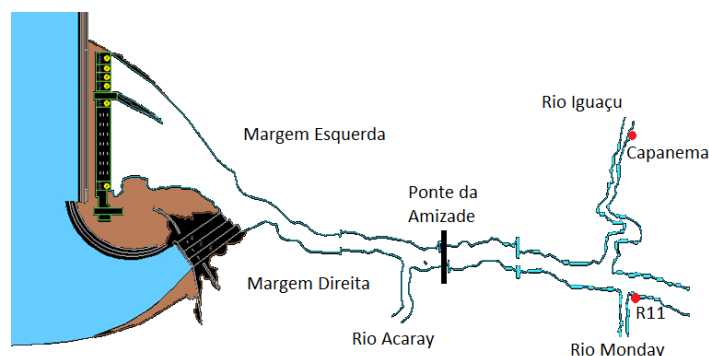


Figura 1 – Usina Hidrelétrica de Itaipu

A Divisão de Programação e Estatística - OPSP.DT é a divisão responsável por elaborar a programação hidroenergética de Itaipu. Para realizar esta tarefa, os planejadores utilizam diversas informações como, por exemplo, dados de disponibilidade de máquinas, queda bruta, níveis de montante e jusante, solicitação de demanda dos sistemas interligados, etc. De forma mais específica podemos atribuir a essa divisão: (i) a elaboração da programação energética diária e semanal de suprimento de energia, definindo os vertimentos necessários; (ii) participar dos estudos realizados pelo Comitê de Administração e Operação dos Contratos de Compra e Venda dos Serviços de Eletricidade da Itaipu (CADOP), no que se refere à programação dos suprimentos de energia e critérios de contabilização; (iii) elaborar a estatística da operação do sistema e analisar seu desempenho, executando estudos de confiabilidade e recomendando medidas para aprimoramento da operação; (iv) analisar as restrições técnicas provenientes das áreas de Manutenção e Engenharia que afetem a programação de suprimentos, consolidando com aquelas áreas as limitações operativas. O processo de elaboração da programação energética começa pela verificação da disponibilidade interna ou capacidade de geração da usina, considerando as restrições definidas pela Manutenção (SM.DT) e/ou Engenharia (EN.DT). Também, é necessário verificar que as variações de nível em R11, definidos no Acordo Tripartite (5), estejam dentro de valores aceitáveis. Uma vez verificado o cumprimento de todas as restrições operativas, a OPSP.DT encaminha o planejamento de curto prazo via a Programação Diária de Operação (PDO); um aplicativo do Sistema de Controle da Operação (SCO).

2.2 Programa Semanal da Operação

Diariamente, a OPSP.DT elabora o Programa Semanal da Operação (PSO) e a Programação Diária da Operação (PDO) utilizando simuladores que capturam os dados realizados em Itaipu. Estas ferramentas permitem simular o comportamento dos principais parâmetros relacionados com a operação da usina (descarga, vertimento, níveis

montante e jusante, etc.), em face da demanda prevista pelos agentes. A ferramenta, criada pela OPSP.DT, se comunica via servidores com o SCO, utilizado pelo Despacho de Carga da Itaipu para obter os dados registrados das grandezas hidroenergéticas até a última hora integralizada, assim como as previsões de afluência montante e jusante do dia atual e nove dias em diante, disponibilizadas no servidor pela Divisão de Estudos Hidrológicos e Energéticos (OPSH.DT). Para a elaboração do PSO é utilizado, além das previsões de afluência, o Programa Trimestral de Desligamentos (PTD), que contempla as manutenções a serem realizadas em Itaipu, a fim de avaliar as possíveis restrições de geração ou transmissão.

Para a elaboração do PSO são carregados no simulador dados de entrada como a reserva de potência operativa, potencia contratada, etc. Uma vez reunidos estes dados, são simulados os cenários de demanda que atendam às metas estabelecidas no planejamento de médio e longo prazo. A seguir, são disponibilizados os resultados obtidos aos clientes internos e externos. Assim, o PSO indica a tendência hidrológica e energética prevista pela OPSP.DT para a semana operativa, sendo a energia afluente à usina de Itaipu disponibilizada aos agentes Eletrobras e ANDE com dois dias de antecedência. A Figura 2 ilustra um exemplo de PSO. Os dados já realizados são apresentados em vermelho, o dia atual é ressaltado em amarelo, e os valores previstos para o horizonte de nove dias aparecem em preto. Os dados em azul representam os valores programados no PDO, abordado na seção 2.3.

DATA	AFLU. MONT. m³/s	AFLU. JUS. m³/s	GER. 50Hz MWmed	GER. 60Hz MWmed	GER. TOTAL MWmed	TURB. 50Hz m³/s	TURB. 60Hz m³/s	TURB. TOTAL m³/s	VERT. TOTAL m³/s	DEFL. TOTAL m³/s	NÍVEL MONT. 24h (m)	NÍVEL JUS. m	QUEDA BRUTA m	UNID. DISPON. (PONTA)	POT./ UNID. MW	VAZÃO R11 m³/s	NÍVEL R11 m	Var.R11 TOT-TO-TOT Diária	Energia MWmed
06/03/2015	10.809	2.639	5.836	5.788	11.624	5.711	5.864	11.375	0	11.375	217,84	105,10	112,76	20	719	14.570	102,86	-1,97	11.595
07/03/2015	11.264	2.893	5.790	4.734	10.524	5.816	4.587	10.203	0	10.203	217,92	104,29	113,58	18	716	13.994	102,24	-1,81	10.486
08/03/2015	10.802	2.932	4.804	4.961	9.765	4.581	4.729	9.310	0	9.310	218,02	103,04	114,95	18	730	12.886	101,01	-1,90	9.856
09/03/2015	10.522	2.468	5.755	5.350	11.105	5.528	5.136	10.664	0	10.664	218,01	103,72	114,32	19	723	13.131	101,27	1,92	11.018
10/03/2015	10.000	3.253	5.815	5.642	11.457	5.728	5.554	11.280	0	11.280	217,89	104,90	113,06	20	711	14.327	102,58	2,66	11.529
11/03/2015	9.800	3.088	5.736	5.738	11.474	5.814	5.854	11.268	0	11.268	217,79	104,95	112,90	20	710	14.324	102,59	-2,58	11.501
12/03/2015	11.600	3.011	5.853	5.970	11.823	5.711	5.921	11.632	0	11.632	217,79	105,23	112,58	20	707	14.530	102,82	-1,71	11.835
13/03/2015	11.100	2.979	5.904	5.702	11.606	5.804	5.618	11.422	0	11.422	217,77	105,08	112,71	20	708	14.424	102,70	-1,93	11.838
14/03/2015	10.600	2.960	4.606	5.581	10.167	4.504	5.375	9.879	0	9.879	217,82	103,87	113,92	20	720	13.444	101,63	-2,49	10.162
15/03/2015	10.600	2.576	4.567	5.254	9.821	4.429	5.033	9.462	0	9.462	217,90	102,46	115,42	20	734	11.904	99,82	-3,13	9.858
16/03/2015	10.300	2.180	4.567	5.254	9.821	4.421	5.027	9.448	0	9.448	217,96	102,23	115,72	20	737	11.622	99,47	-2,88	9.870
17/03/2015	9.600	2.797	4.567	5.254	9.821	4.431	5.055	9.487	0	9.487	217,97	102,76	115,22	20	732	12.258	100,26	-2,91	9.867
18/03/2015	9.5217	2.050	4.567	5.254	9.821	4.431	5.050	9.481	0	9.481	218,00	102,78	115,22	20	732	12.281	100,29	-2,91	9.861
19/03/2015	10.100	2.817	4.567	5.254	9.821	4.430	5.048	9.479	0	9.479	218,04	102,78	115,26	20	733	12.282	100,29	-1,64	9.862

Figura 2 – Programa Semanal da Operação

2.3 Programação Diária da Operação

A Figura 3 apresenta um exemplo de PDO, onde os valores previstos (para o dia seguinte) de geração, vazão turbinada, vertida, defluência, variação de nível em R11, queda bruta, etc., são detalhados em intervalos de 30 minutos.

GERAÇÃO		GER		TURBINA		VERT.		DEFL.		MONT.		JUS.		QUEDA		AFLU.		VAZÃO		NÍVEL		VAR. R11		UO's Despach		ALTERAÇÕES		BALANÇO		POT/MÁQUINA		POTÊNCIA		
Hora Início	Hora Fim	50 Hz	60 Hz	TOTAL	50 Hz	60 Hz	TOTAL	50 Hz	60 Hz	TOTAL	50 Hz	60 Hz	TOTAL	50 Hz	60 Hz	TOTAL	50 Hz	60 Hz	TOTAL	50 Hz	60 Hz	TOTAL	50 Hz	60 Hz	TOTAL	50 Hz	60 Hz	TOTAL	50 Hz	60 Hz	TOTAL	50 Hz	60 Hz	TOTAL
0:00	0:30	4.861	5.935	4.603	4.988	5.971	600	10.471	217,84	104,83	112,76	2.521	14.535	102,85	-0,16	8	9	9	8	9	9	0	0	0	1.334	1.581	555	567	588	710	557	700		
0:30	1:00	4.861	4.667	9.128	4.306	4.548	8.851	600	9.651	217,89	104,69	113,21	2.521	14.539	102,83	4,76	1	8	8	8	8	8	0	0	0	1.145	969	555	567	589	588	713		
1:00	1:30	4.386	4.617	9.203	4.234	4.684	8.918	600	9.718	217,88	104,57	113,32	2.514	14.380	102,86	-0,25	8	8	8	8	8	8	0	0	0	1.228	818	548	588	589	589	714		
1:30	2:00	4.386	4.617	9.203	4.233	4.780	8.913	600	9.813	217,88	104,54	113,35	2.514	14.380	102,86	0,25	8	8	8	8	8	8	0	0	0	1.221	720	548	603	589	589	714		
2:00	2:30	4.314	4.587	9.181	4.154	4.727	8.880	600	9.880	217,88	104,44	113,45	2.525	14.227	102,87	-0,17	7	8	7	8	7	8	0	0	0	985	777	616	595	591	590	715		
2:30	3:00	4.314	4.587	9.181	4.151	4.722	8.873	600	9.873	217,88	104,37	113,52	2.525	14.143	102,87	-0,17	7	8	7	8	7	8	0	0	0	880	783	616	595	591	591	716		
3:00	3:30	4.315	4.617	9.232	4.150	4.727	8.922	600	9.722	217,88	104,30	113,55	2.535	14.076	102,84	-0,14	7	8	7	8	7	8	0	0	0	882	736	616	593	591	591	716		
3:30	4:00	4.315	4.589	9.284	4.149	4.541	8.890	600	9.795	217,88	104,29	113,60	2.533	13.969	102,85	-0,16	7	8	7	8	7	8	0	0	0	804	1403	616	533	592	591	717		
4:00	4:30	4.290	4.589	9.259	4.122	4.842	8.964	600	9.764	217,88	104,25	113,64	2.596	13.917	102,82	-0,11	7	8	7	8	7	8	0	0	0	832	1407	613	533	592	591	717		
4:30	5:00	4.290	4.617	9.107	4.115	4.589	8.798	600	9.598	217,88	104,15	113,74	2.598	13.910	102,85	-0,11	7	8	7	8	7	8	0	0	0	838	860	613	588	592	592	718		
5:00	5:30	4.329	5.019	9.348	4.159	4.879	9.038	600	9.839	217,88	104,15	113,70	3.049	13.868	102,81	-0,11	7	9	7	9	7	9	0	0	0	597	1382	610	540	592	592	718		
5:30	6:00	4.329	5.089	9.388	4.158	4.921	9.079	600	9.879	217,88	104,15	113,73	3.049	13.809	102,84	-0,11	7	9	7	9	7	9	0	0	0	589	1314	610	546	592	592	718		
6:00	6:30	4.419	5.081	9.679	4.213	4.839	13.113	0	13.113	217,88	104,15	113,70	3.248	14.542	102,85	-0,11	8	9	7	9	7	9	0	0	0	1.984	1088	545	577	592	592	719		
6:30	7:00	4.357	4.767	9.124	4.190	4.611	8.801	600	9.601	217,88	104,04	113,85	3.105	13.774	102,81	-0,04	8	8	8	8	8	8	0	0	0	1.286	908	545	580	593	593	719		
7:00	7:30	4.404	4.767	9.171	4.230	4.601	8.831	700	9.531	217,88	104,00	113,88	3.158	13.735	101,86	-0,18	8	8	7	8	8	7	8	0	0	0	1.284	911	580	580	593	593	719	
7:30	8:00	4.404	5.119	10.525	5.185	4.996	10.181	0	10.181	217,88	104,14	113,75	3.158	13.665	101,89	-0,18	8	9	8	9	8	9	0	0	0	986	1287	601	552	592	592	719		
8:00	8:30	5.943	5.621	11.764	5.718	5.641	11.359	0	11.359	217,88	104,03	113,36	3.206	13.699	101,91	-0,18	10	10	10	10	10	10	0	0	0	1.103	1.245	594	569	590	589	714		
8:30	9:00	6.242	6.621	13.164	6.189	6.074	12.894	0	12.894	217,88	103,95	112,83	3.206	13.780	102,02	0,14	-1,87	10	10	10	10	10	10	0	0	0	882	1.949	634	601	587	588	709	
9:00	9:30	6.682	6.621	13.246	6.213	6.039	13.113	0	13.113	217,88	103,95	112,80	3.248	14.542	102,85	-0,11	10	10	10	10	10	10	0	0	0	984	1.145	589	555	588	588	707		
9:30	10:00	6.419	6.821	13.240	6.282	6.884	13.136	0	13.136	217,87	103,99	112,49	3.248	14.187	102,48	0,43	-1,43	10	10	10	10	10	10	0	0	0	544	1.62	642	601	585	583	706	
10:00	10:30	6.489	6.621	13.320	6.352	6.901	13.253	0	13.253	217,87	103,92	112,34	3.276	14.443	102,61	-0,11	10	10	10	10	10	10	0	0	0	440	1.145	650	601	584	581	704		
10:30	11:00	6.487	6.821	13.320	6.399	6.982	13.281	0	13.281	217,88	103,91	112,25	3.276	14.443	102,73	0,21	-1,18	10	10	10	10	10	10	0	0	0	444	1.190	649	601	584	581	704	
11:00	11:30	6.487	6.821	13.308	6.381	6.892	13.283	0	13.283	217,88	103,89	112,16	3.287	14.555	102,85	0,13	-1,18	10	10	10	10	10	10	0	0	0	444	1.190	649	601	583	581	703	
11:30	12:00	6.487	6.821	13.308	6.381	6.892	13.283	0	13.283	217,88	103,89	112,16	3.287	14.555	102,85	0,13	-1,18	10	10	10	10	10	10	0	0	0	444	1.190	649	601	583	581	703	
12:00	12:30	6.487	6.821	13.308	6.381	6.892	13.283	0	13.283	217,88	103,89	112,16	3.287	14.555	102,85	0,13	-1,18	10	10	10	10	10	10	0	0	0	444	1.190	649	601	583	581	703	
12:30	13:00	6.505	5.871	12.176	6.380	5.549	11.947	0	11.947	217,88	103,85	112,34	3.304	14.740	103,05	0,11	1,17	10	10	10	10	10	10	0	0	0	443	1.296	650	553	584	582	704	
13:00	13:30	6.607	6.621	13.128	6.587	6.441	13.088	0	13.088	217,88	103,75	112,09	3.286	14.713	103,02	-0,13	-1,18	10	10	10	10	10	10	0	0	0	327	856	650	646	583	580	709	
13:30	14:00	6.607	6.621	13.128	6.587	6.441	13.088	0	13.088	217,88	103,75	112,09	3.286	14.713	103,02	-0,13	-1,18	10	10	10	10	10	10	0	0	0	327	856	650	646	583	580	709	
14:00	14:30	6.607	6.621	13.128	6.587	6.441	13.088	0	13.088	217,88	103,75	112,09	3.286	14.713	103,02	-0,13	-1,18	10	10	10	10	10	10	0	0	0	327	856	650	646	583	580	709	
14:30	15:00	6.607	6.621	13.128	6.587	6.441	13.088	0	13.088	217,88	103,75	112,09	3.286	14.713	103,02	-0,13	-1,18	10	10	10	10	10	10	0	0	0	327	856	650	646	583	580	709	
15:00	15:30	6.607	6.621	13.128	6.587	6.441	13.088	0	13.088	217,88	103,75	112,09	3.286	14.713	103,02	-0,13	-1,18	10	10	10	10	10	10	0	0	0	327	856	650	646	583	580	709	
15:30	16:00	6.607	6.621	13.128	6.587	6.441	13.088	0	13.088	217,88	103,75	112,09	3.286	14.713	103,02	-0,13	-1,18	10	10	10	10	10	10	0	0	0	327	856	650	646	583	580	709	
16:00	16:30	6.607	6.621	13.128	6.587	6.441	13.088	0	13.088	217,88	103,75	112,09	3.286	14.713	103,02	-0,13	-1,18	10	10	10	10	10	10	0	0	0	327	856	650	646	583	580	709	
16:30	17:00	6.607	6.621	13.128	6.587	6.441	13.088	0	13.088	217,88	103,75	112,09	3.286	14.713	103,02	-0,13	-1,18	10	10	10	10	10	10	0	0	0	327	856	650	646	583	580	709	
17:00	17:30	6.607	6.621	13.128	6.587	6.441	13.088	0	13.088	217,88	103,75	112,09	3.286	14.713	103,02	-0,13	-1,18	10	10	10	10	10	10	0	0	0	327	856	650	646	583	580	709	
17:30	18:00	6.607	6.621	13.128	6.587	6.441	13.088	0	13.088	217,88	103,75	112,09	3.286	14.713	103,02	-0,13	-1,18	10	10	10	10	10	10	0	0	0	327	856	650	646	583	580	709	
18:00	18:30	6.607	6.621	13.128	6.587	6.441	13.088	0	13.088	217,88	103,75	112,09	3.286	14.713	103,02	-0,13	-1,18	10	10	10	10	10	10	0	0	0	327	856	650	646	583	580	709	
18:30	19:00	6.607	6.621	13.128	6.587	6.441	13.088	0	13.088	217,88	103,75	112,09	3.286	14.713	103,02	-0,13	-1,18	10	10	10	10	10	10	0	0	0	327	856	650	646	583	580	709	
19:00	19:30	6.607	6.621	13.128	6.587	6.441	13.088	0	13.088	217,88	103,75	112,09	3.286	14.713	103,02	-0,13	-1,18	10	10	10	10	10	10	0	0	0	327	856	650	646	583	580	709	
19:30	20:00	6.607	6.621	13.128	6.587	6.441	13.088	0	13.088	217,88	103,75	112,09	3.286	14.713	103,02	-0,13	-1,18	10	10	10	10	10	10	0	0	0	327	856	650	646	583	580	709	
20:00	20:30	6.607	6.621	13.128	6.587	6.441	13.088	0	13.088	217,88	103,75																							

componentes de vazão lateral entre o ponto de descarga de Itaipu até a régua R11, sendo o principal deles a vazão lateral do rio Iguaçu. Uma vez atendidos os requisitos energéticos de ambas as entidades compradoras e prevista uma operação dentro dos limites anteriormente mencionados, é enviado ao Despacho de Carga da Itaipu o programa de intercâmbio para o dia seguinte discriminado por entidade compradora.

3.0 - METODOLOGIA PROPOSTA

Conforme mencionado anteriormente, para a elaboração do PSO e do PDO se considera que as previsões de afluência à montante e incremental à jusante são determinísticas, i.e., 100% corretas e com probabilidade igual a um. No entanto, existem na prática erros inerentes ao processo de previsão, os quais podem eventualmente causar dificuldades durante a operação em tempo real (e.g., controlar a variação de níveis em R11, nível do reservatório, etc.). A fim de avaliar o efeito destas incertezas, este trabalho propõe uma ferramenta baseada em Simulação Monte Carlo (SMC) não sequencial (4), a qual será abordada na seção 3.3.

3.1 Incertezas na Afluência à Montante

A OPSH.DT fornece diariamente para a OPSP.DT os valores médios previstos de afluência ao reservatório de Itaipu, para um horizonte de nove dias. Portanto, se têm nove valores previstos, um para cada dia do horizonte de planejamento. O valor D-1 representa a afluência prevista um dia antes para o dia atual D. Semelhantemente, o valor D-k, representa a afluência prevista k dias antes (para o mesmo dia D). A Figura 4 ilustra uma comparação entre os valores realizados e previstos D-1 (um dia antes) para 2013.

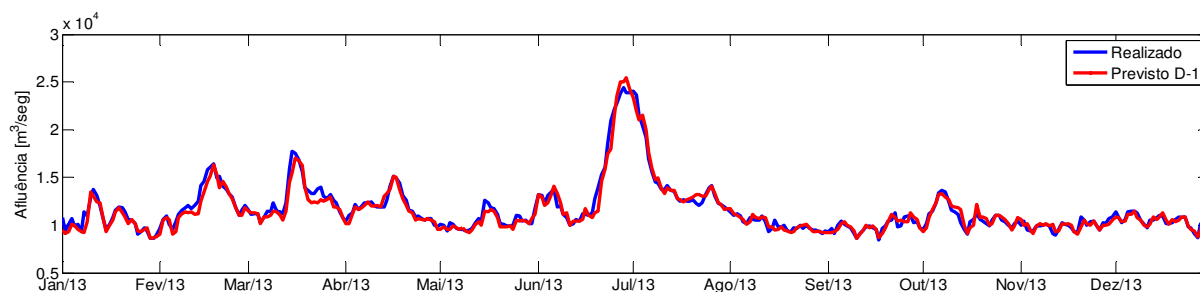


Figura 4 – Afluência realizada e prevista D-1.

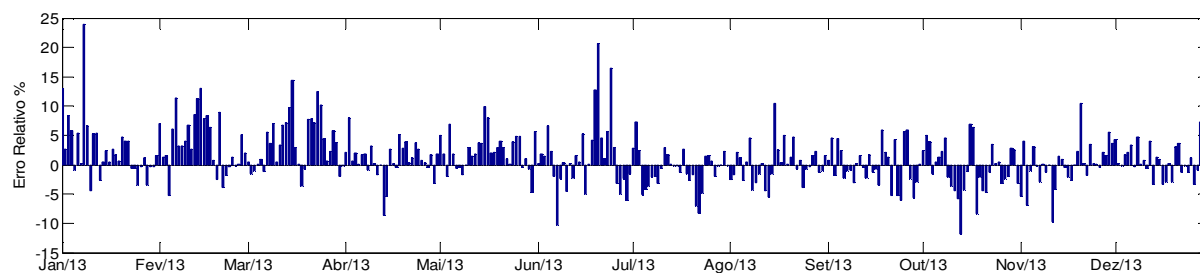


Figura 5 – Erros percentuais relativos à previsão D-1.

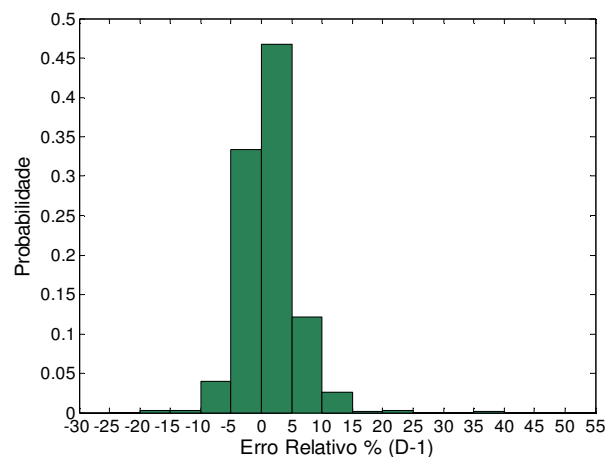


Figura 6 – Afluência: Distribuição dos erros % D-1.

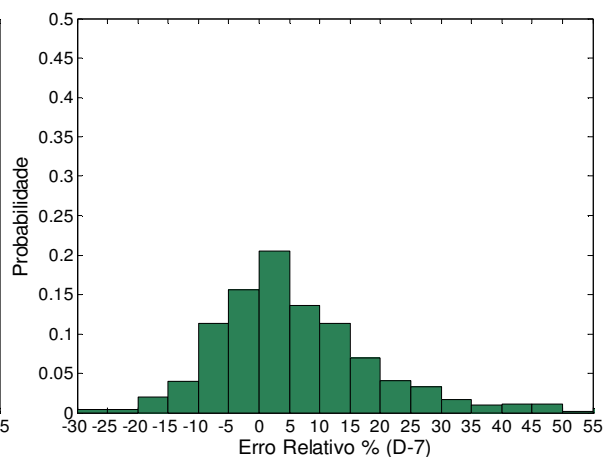


Figura 7 – Afluência: Distribuição dos erros % D-7.

A Figura 5 apresenta os erros percentuais relativos à previsão para o mesmo período. É possível, assim, construir uma distribuição de probabilidade associada aos erros percentuais das previsões de afluência. A Figura 6

apresenta a distribuição obtida para as previsões D-1, considerando o período entre 10/04/2012 a 23/06/2014. Analogamente, a Figura 7 apresenta a distribuição obtida para as previsões D-7 (uma semana antes). Conforme esperado, a dispersão dos erros para D-7 é significativamente maior, indicando que na medida em que k aumenta (previsão feita com maior antecedência) as incertezas também aumentam. Um procedimento similar é realizado para obter as distribuições dos erros D- k para os nove dias do horizonte.

3.2 Incertezas na Vazão Incremental à Jusante

Conforme mencionado anteriormente, a vazão incremental à jusante tem impacto significativo sobre as variações de nível em R11 (5) e na queda bruta, sendo, portanto, muito importante avaliar os efeitos das incertezas de previsão. Com este propósito, as distribuições de probabilidade dos erros percentuais associados à vazão incremental à jusante são avaliadas de maneira semelhante ao que foi apresentado na seção anterior.

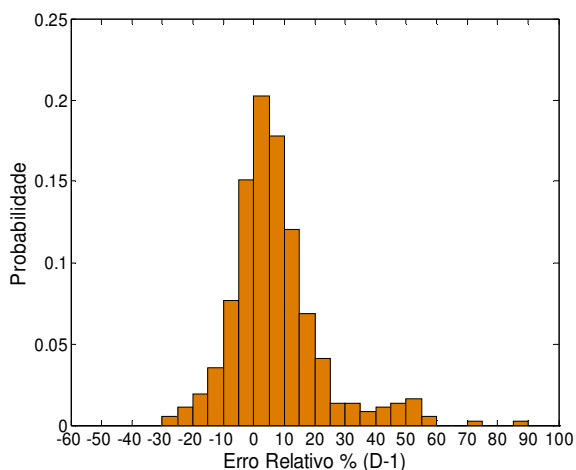


Figura 8 – Lateral: Distribuição dos erros % D-1.

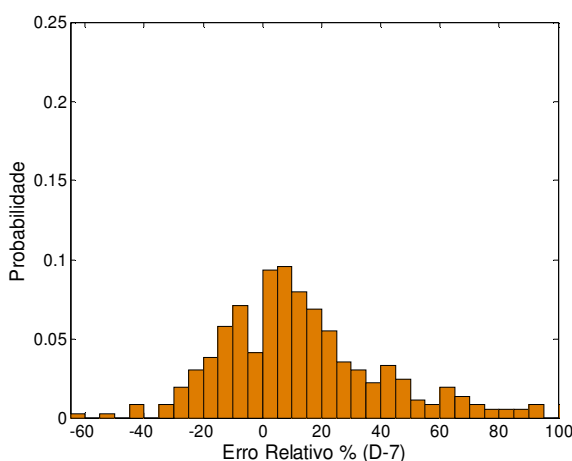


Figura 9 – Lateral: Distribuição dos erros % D-1.

As Figuras 8 e 9 ilustram as distribuições de probabilidade dos erros percentuais para as previsões D-1 e D-7, respectivamente, considerando o período entre 01/01/2014 e 31/12/2014. Comparando as distribuições dos erros D-1 para as previsões de afluência à montante (Figura 6) e vazão à jusante (Figura 8), pode-se observar que o grau de incerteza das previsões de vazão à jusante é muito maior. Isto ocorre também para os demais dias.

3.3 Algoritmo Computacional

A Figura 10 apresenta um fluxograma simplificado da metodologia proposta, a qual é baseada numa SMC não sequencial. Os principais passos são brevemente descritos a seguir.

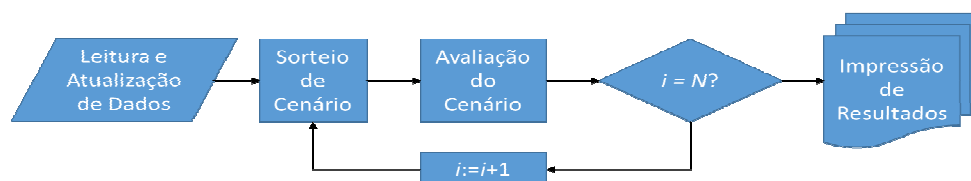


Figura 10 – Algoritmo da metodologia proposta.

Leitura e Atualização de Dados: corresponde ao processo de leitura de dados realizados referentes ao nível montante, nível jusante, queda bruta, vazão em R11, nível em R11, número de máquinas sincronizadas e disponíveis, previsão de afluência à montante e jusante do dia atual e nove dias a frente, vertimento, geração por setor, defluência, energia média equivalente, disponibilidade de unidades geradoras, reserva de potência primária e secundária, contratos por entidade compradora, e dia de início e fim do horário de verão no Paraguai e Brasil. Nesta etapa também são carregadas as distribuições de probabilidade dos erros de previsão para cada dia, tanto para afluência à montante e incremental à jusante (discutidas nas seções 3.1 e 3.2, respectivamente). Define-se também o valor de N (número máximo de cenários, e.g., 10^4). O processo inicia com $i=1$ (contador de cenários);

Sorteio de Cenário: nesta etapa são sorteados dois grupos de números aleatórios uniformemente distribuídos entre zero e um, sendo o primeiro para escolher o bin (grupo) e o segundo para determinar o desvio pelo qual serão reajustadas as previsões à montante e jusante recebidas da OPH.DT. Isto é realizado para os nove dias do horizonte. Considera-se para esta etapa que os erros percentuais de previsão dependem somente do valor de k , i.e., do dia em que a previsão foi realizada, e que o valor do erro é independente de um dia para outro. Dentro desta etapa também é verificado se os valores reajustados (valor previsto corrigido pelo erro % amostrado)

correspondem a valores factíveis dentro da faixa de valores históricos já registrados. Caso isto não ocorra, o cenário é descartado e se procede a um novo sorteio de cenário.

Avaliação do Cenário: nesta etapa, a mesma ferramenta computacional utilizada para a elaboração do PSO e do PDO (descritos nas seções 2.2 e 2.3, respectivamente) é utilizada para avaliar o cenário amostrado i . São salvos todos os resultados e valores das grandezas de interesse obtidas para o cenário i (nível montante, nível jusante, queda bruta, vazão em R11, nível em R11, etc.).

Verificar Convergência: Caso $i < N$, incrementa-se o contador de cenários já analisados, i.e., $i := i + 1$, e se retorna para o passo *Sorteio de Cenário*. Caso $i = N$, a convergência foi atingida e procede-se à impressão dos resultados.

Impressão de Resultados: Gerar arquivos de texto com dados de saída, gráficos, etc.

4.0 - RESULTADOS

A metodologia proposta foi testada em diversas situações hidrológicas (período úmido, seco, cheias, estiagens, etc.), no entanto, devido à restrição no número de páginas, somente um estudo de caso será apresentado em detalhes. Assim, a ferramenta proposta será testada simulando uma situação onde ocorrem afluições ao reservatório muito acima da média ao longo de cinco dias, com decréscimo no horizonte restante. Esta situação caracteriza um período atípico de cheias, onde o aumento repentino das afluições à montante e jusante resulta em perda de disponibilidade, em função do afogamento no nível do canal de fuga. O aumento do nível jusante pode ser ainda mais acentuado devido a manobras no vertedouro de Itaipu, a fim de controlar o nível do seu reservatório. Além disso, o aumento do nível jusante afeta diretamente a cidades e bairros ribeirinhos. Em um cenário de cheias procura-se minimizar o impacto na população utilizando o volume de espera em Itaipu.

Neste caso de estudo considera-se que o reservatório se encontra inicialmente em 218,00m.s.n.m., i.e., abaixo do normal operativo (219,50m.s.n.m.). O nível máximo operacional é de 220,40m.s.n.m. A afluição média prevista ao longo do horizonte é de 16.778 m³/s, i.e., 43,8% superior à MLT de 1984-2014 (11.668m³/s). A vazão incremental média à jusante prevista para o horizonte é de 5.048m³/s, sendo 1.475m³/s a MLT (1983-2014) da vazão do rio Iguaçu em Capanema (ver Figura 1); a principal componente da vazão incremental à jusante. A Tabela 1 apresenta os valores médios previstos de afluição à montante e jusante, a vazão turbinada média, os vertimentos programados, assim como os principais resultados obtidos com a metodologia determinística atual para o horizonte de nove dias.

Tabela 1 – Dados e Resultados Determinísticos para o Horizonte.

Dia	Afluência a Montante [m ³ /s]	Vazão Inc. Jusante [m ³ /s]	Turbinado [m ³ /s]	Vertido [m ³ /s]	Descarga [m ³ /s]	Nível Montante [m.s.n.m.]	Nível Jusante [m.s.n.m.]	Queda Bruta [m]	Potência por Máquina [MW]	Vazão R11 [m ³ /s]	Nível R11 [m.s.n.m.]	Var. R11 [m]
D+1	11.000	3.500	9.848	0	9.848	218,06	104,42	113,59	628	14.139	102,40	1,75
D+2	13.000	5.030	8.810	375	9.185	218,31	104,72	113,46	631	14.744	103,04	-1,07
D+3	17.000	4.964	10.151	1.000	11.151	218,71	106,24	112,26	645	16.014	104,34	1,96
D+4	20.000	5.500	10.460	1.366	11.826	219,27	107,30	111,68	656	17.223	105,51	1,94
D+5	22.000	6.444	10.400	2.108	12.508	219,88	108,65	110,93	669	18.916	107,07	1,31
D+6	20.000	5.500	10.782	3.010	13.792	220,28	109,06	111,03	672	19.216	107,33	1,94
D+7	18.000	4.500	11.350	3.948	15.298	220,46	109,65	110,71	678	19.767	107,81	1,33
D+8	17.000	4.000	10.734	5.844	16.578	220,47	110,18	110,27	683	20.560	108,49	1,70
D+9	13.000	6.000	10.608	2.162	12.770	220,50	109,59	110,89	678	20.098	108,10	2,00

A metodologia proposta foi implementada em MS EXCEL 2010 utilizando Visual Basic. Todos os cálculos computacionais são realizados em uma Intel Core i5 3.3GHz, com 4GB de RAM. Neste caso de estudo, $N=10^4$ cenários foram amostrados e avaliados em aproximadamente 14,76 minutos. As Figuras 11 a 16 apresentam exemplos das distribuições de probabilidade obtidas com a metodologia proposta para algumas das principais variáveis de interesse. Nas figuras, as linhas tracejadas em preto indicam os valores obtidos com a metodologia determinística atual, e as linhas tracejadas em vermelho indicam limites ou restrições operativas.

As Figuras 11 e 12 apresentam as distribuições do nível montante e jusante, respectivamente, obtidas para o sexto dia do horizonte (D+6). Na Figura 11, observa-se que o nível determinístico obtido (220,28m.s.n.m) é ligeiramente inferior ao nível máximo do reservatório (220,40m.s.n.m), mesmo com vertimentos ocorrendo desde o D+2. No entanto, pela abordagem probabilística verifica-se que existe uma probabilidade de 6,31% de ultrapassar o máximo permitido, o que implicaria necessariamente vertimentos adicionais. A Figura 12 mostra que para o dia D+6 o nível jusante determinístico obtido foi de 109,06m.s.n.m., que corresponde ao estado de situação Alerta 1A (107,90m.s.n.m < NCF ≤ 112,50m.s.n.m.). Existe, porém, uma probabilidade de 7,01% de permanecer no estado de situação Normal (NCF ≤ 107,90m.s.n.m.), e 4,88% de atingir o estado de situação Alerta 1B (112,5m.s.n.m < NCF ≤ 115,90m.s.n.m.).

As Figuras 13 e 14 apresentam as distribuições da vazão e da variação máxima diária de nível em R11, para o dia D+2. Os valores determinísticos obtidos foram respectivamente 14.744,04m³/s e -1,07m. Observando estas figuras, conclui-se que para o dia D+2 existe uma probabilidade de 3,79% de ultrapassar os 18.300m³/s, o que caracteriza o início da situação de cheia. Assim também, para o D+2 existe 7,17% de ultrapassar os limites do Acordo Tripartite (4,15% por variação negativa e 3,02% por variação positiva).

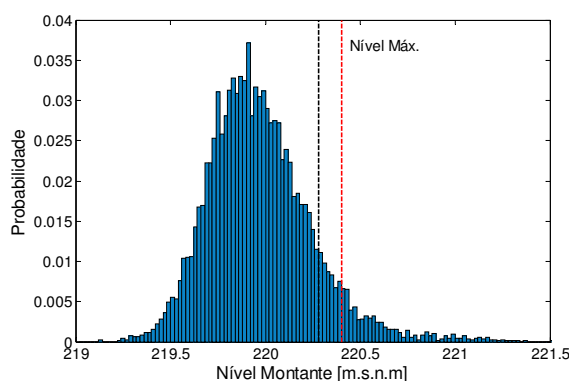


Figura 11 – Nível Montante D+6.

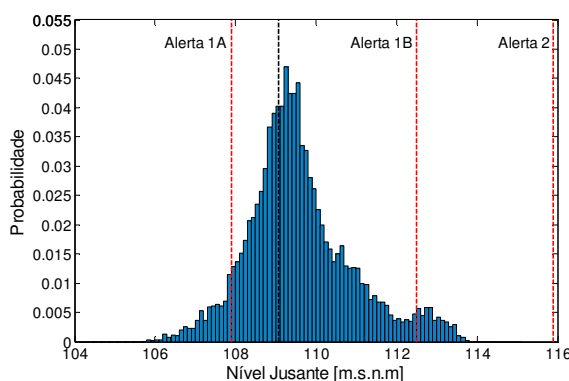


Figura 12 – Nível Jusante D+6.

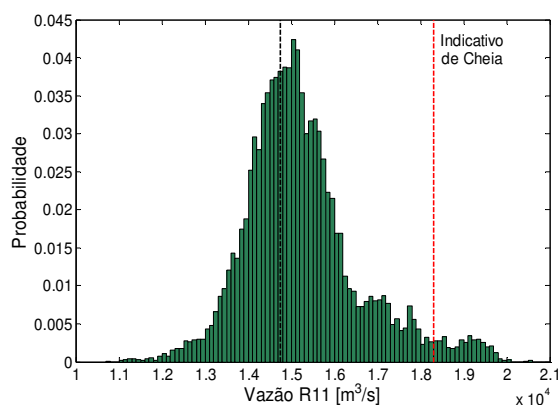


Figura 13 – Vazão R11 D+2.

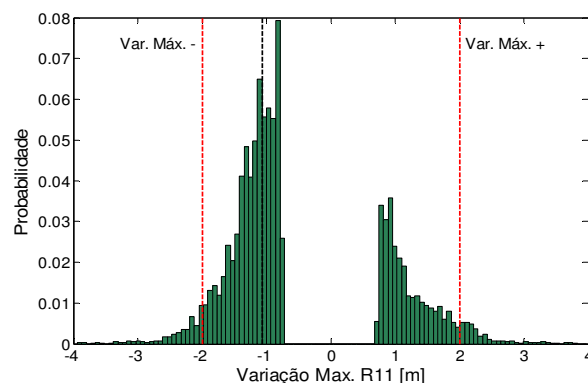


Figura 14 – Variação Max. R11 D+2.

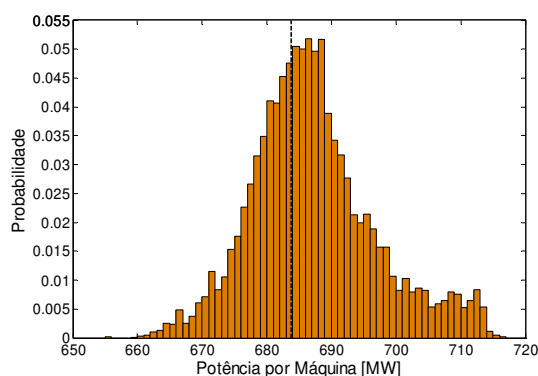


Figura 15 – Potência por Máquina D+8.

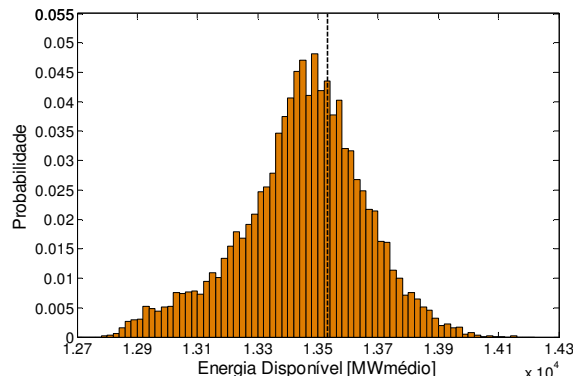


Figura 16 – Energia Disponível D+8.

Finalmente, as Figuras 15 e 16 mostram as distribuições da potência por máquina e da energia disponível para o dia D+8, os quais dependem essencialmente da queda bruta disponível.

5.0 - CONCLUSÃO

Este trabalho apresentou uma ferramenta nova, baseada em SMC não sequencial, para o planejamento energético de curto prazo da usina de Itaipu. Diferentemente da metodologia determinística atual, que considera um único valor previsto por grandeza para cada dia do horizonte, o método proposto analisa N cenários diferentes amostrados conforme suas respectivas probabilidades de ocorrência, o que permite obter as distribuições de probabilidade das principais variáveis de saída (nível montante, nível jusante, vazão e variação de nível em R11, vazão turbinada, descarga, energia disponível, potência por máquina, queda bruta, etc.) para cada dia do horizonte. A ferramenta permite avaliar os riscos associados a uma política de operação determinada, fornecendo maior segurança ao planejamento e à operação em tempo real. A metodologia proposta foi testada em um caso de estudo simulando uma situação de cheia. Os resultados obtidos foram satisfatórios e permitiram verificar a efetividade e eficiência da metodologia proposta.

6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) Fracaro, A., Planejamento da Operação de Curto Prazo de Sistemas Hidrotérmicos com Restrições de Segurança, Dissertação de Mestrado, FEEC-UNICAMP, Campinas, Brasil, 1996.
- (2) Arce, A., Ohishi, T., Soares, S., Optimal Dispatch of Generating Units of the Itaipu Hydroelectric Plant, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 17, no. 1, pp. 154-158, 2002.
- (3) Hansen, P., Inflow Uncertainty in Hydropower Markets, Scandinavian Journal of Economics, 111 (1), pp. 189-207, 2009.
- (4) Rubinstein, R., Kroese, D., Simulation and the Monte Carlo Method, Second Edition, New York: Wiley, 2007.
- (5) Acuerdo Tripartito (Paraguay/Brasil/Argentina), Referente al Aprovechamiento Hidroeléctrico del río Paraná, 1979.

7.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Ricci Eric Oviedo-Sanabria nasceu em Foz do Iguaçu, Brasil, em 1984. Obteve seu diploma em Engenharia Elétrica pela Faculdade Politécnica – Universidade Nacional do Leste (FP-UNE), Cidade do Leste, Paraguai, em 2007. Desde 2012, ele trabalha no Departamento de Operação do Sistema em Itaipu Binacional, Hernandarias, Paraguai. Ele está cursando atualmente o Mestrado em Engenharia Elétrica na FP-UNE. Suas áreas de interesse são operação de sistemas hidrotérmicos e operação e otimização de reservatórios.



Reinaldo Andrés González-Fernández nasceu em Assunção, Paraguai, em 1985. Obteve sua graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Estadual Paulista – UNESP, Guaratinguetá, SP, Brasil, em 2007. Obteve os títulos de Mestre e Doutor em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Itajubá - UNIFEI, Brasil, em 2009 e 2012, respectivamente. Ele trabalha na Superintendência de Operação da Itaipu Binacional, Hernandarias, Paraguai, desde 2012. Suas principais áreas de interesse são métodos probabilísticos aplicados a sistemas elétricos, estatística, confiabilidade e inteligência artificial. Em 2011, ele recebeu o IEEE PES Technical Committee (PSACE) Prize Paper Award.